

Energias renovadas

Uma transição energética justa para o desenvolvimento sustentável



Energias renovadas

Uma transição energética justa
para o desenvolvimento sustentável

Título

Relatório de Economia e Desenvolvimento (RED) 2024

Energias renovadas: uma transição energética justa para o desenvolvimento sustentável

Depósito Legal: DC2024000760

ISBN: 978-980-422-319-8

Editor CAF

Diretoria de Pesquisa Socioeconômica - Gerência de Conhecimento

Diretoria de Comunicação Estratégica

Design gráfico

Estudio Bilder / Buenos Aires

Fotografias

Capa

Imagens de alguns projetos-modelo de transição energética justa na região com investimento da CAF

Parque solar, Deserto de Atacama, Chile ©GCuenca

Parque eólico “Talas de Maciel II”, Cerro Colorado, Uruguay ©CAF

Metrô de Lima (linhas 1-2), Peru ©CAF

Gasoduto “Integración Federal Tío Pujio – La Carlota”, trabalhos complementares do gasoduto Néstor Kirchner, Córdoba, Argentina ©ENARSA

Imagem da criança com lâmpada. Consumo doméstico de energia tradicional. iStock by Getty Images

Interior

Eva Ivanescu (p. 58), Rudi Mencia (p. 99), Anatoly Shostak (p. 114), Alev Takil (p. 140), Tormius (p. 186),

Danny Feng (p. 248), Leandro Silva (p. 255), Ivan Bogdanov (p. 260), Pavel Neznanov (p. 296), Zbynek Burival (p. 305),

Shaah Shahidh (p. 326), Scott Webb (p. 330), Justin Lim (p. 350).

As demais fotografias são do banco de imagens do CAF.

Esta e outras publicações digitais estão disponíveis em scioteca.caf.com

© CAF-banco de desenvolvimento da América Latina e Caribe- 2024

As ideias e abordagens contidas nesta edição são de responsabilidade exclusiva de seus autores e não comprometem a posição oficial da CAF.

Os termos utilizados e a apresentação dos dados não implicam a expressão de qualquer posição por parte do CAF em relação ao estatuto jurídico de países, territórios, cidades ou regiões ou de suas autoridades, fronteiras ou limites.

Acesso aberto sob a licença Creative Commons Atribución-NoComercial-SinDerivar 4.0 Internacional

(CC-BY-NC-ND 4.0). Para visualizar uma cópia desta licença, acesse <https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>



Prefácio

Vivemos em uma época caracterizada por desafios sem precedentes, desafios existenciais e históricos cuja abordagem definirá, em grande parte, o futuro da humanidade. Um dos mais urgentes diz respeito aos gases de efeito estufa.

O modelo de desenvolvimento associado a essas emissões não é sustentável e está cobrando um preço muito alto à nossa região e à humanidade em termos de biodiversidade, qualidade de vida e desenvolvimento sustentável.

Os cientistas alertam que, ao ritmo atual de emissões, temos 28 anos para limitar o aumento da temperatura a 2°C em relação à era pré-industrial e apenas nove anos para limitá-lo a 1,5°C. Essas evidências críticas levaram a um consenso global - manifestado no Acordo de Paris - sobre a necessidade de uma resposta conjunta à crise climática.

Nesse contexto, a América Latina e o Caribe demonstrou um forte compromisso com o meio ambiente: 33 países da região são signatários desse acordo e se comprometeram a reduzir significativamente as emissões.

Nossa região contribui comparativamente pouco em termos de emissões, mas sofre de forma desproporcional com as consequências da crise climática. Para alcançar o crescimento econômico com redução de emissões, será fundamental embarcar em uma transição energética que permita que os países continuem produzindo e consumindo energia, mas limitando o volume de emissões geradas pelo uso de combustíveis. A experiência dos países desenvolvidos indica que esse caminho é tecnologicamente possível.

A América Latina e o Caribe deve enfrentar essa transição no âmbito das ações para reduzir os níveis de desigualdade. Apesar dos importantes avanços alcançados, continuamos sendo a região mais desigual do mundo.

Portanto, a transição também deve ser justa. Esse conceito implica justiça entre os países - reconhecendo as responsabilidades históricas de cada um pelas emissões acumuladas - e justiça entre os cidadãos de um mesmo país, para que os custos da transição energética não recaiam sobre as populações mais vulneráveis. Da mesma forma, essa dimensão deve se estender à justiça entre gerações, para que o preço a pagar seja distribuído ao longo do tempo.

Iniciar um processo tão complexo e necessário - com um prazo apertado e um cenário global marcado por incertezas e tensões - exige conhecimento, análise, dados e uma visão completa do desafio que enfrentamos.

Este relatório é uma contribuição cuidadosa que reflete o papel do CAF – banco de desenvolvimento da América Latina e Caribe - como gerador de conhecimento com uma visão estratégica da região.

O documento apresenta com rigor a forma como a região produziu e consumiu energia nos últimos 20 anos. Também descreve as oportunidades da região para promover políticas públicas destinadas a reduzir as emissões tanto no lado da oferta quanto da demanda de energia, ao mesmo tempo em que avalia os impactos fiscais, monetários, externos e produtivos que a transição energética imporá aos países da América Latina e do Caribe.

Da análise fica claro que a transição energética trará desafios e oportunidades para a região. Entre os primeiros estão a previsível reconfiguração da produção e da renda dos países produtores de hidrocarbonetos, uma vez que os recursos fiscais e externos serão reduzidos se o mundo diminuir o consumo de combustíveis fósseis.

Somos uma região de soluções, com a capacidade de contribuir para o processo de transição energética global, aproveitando as oportunidades que surgem para países com reservas de minerais críticos, como lítio, cobre ou níquel, para países com reservas de gás cujo uso durante a transição reduziria as emissões sem abandonar imediatamente os combustíveis fósseis, e para países com potencial de produção de energia renovável na realocação de atividades intensivas em energia (*powershoring*).

Não existe uma receita única para lidar com a transição energética. Cada país terá que escolher sua velocidade, intensidade e estratégia de acordo com suas características. Para nossas economias, esse processo de transformação exigirá um grande comprometimento para atingir as metas estabelecidas.

Além dos esforços dos governos da região, o envolvimento de pessoas e empresas será essencial para adaptar seus hábitos à nova realidade, e de organizações multilaterais para apoiar e acompanhar os países nesse processo.

Será um caminho desafiador que exigirá ações ousadas e uma sólida força financeira para apoiar as ações a serem implementadas. O sistema financeiro e, em especial, o banco de desenvolvimento, deve ser um aliado fundamental para esse fim.

O CAF se comprometeu a alocar pelo menos 40% de suas aprovações a projetos verdes, incluindo aqueles que facilitam a transição energética. Somos o banco verde e o banco para o desenvolvimento sustentável e inclusivo da região. Com este RED, o banco de desenvolvimento da América Latina e Caribe ratifica seu compromisso de acompanhar a região enquanto enfrenta com sucesso o desafio de uma transição com energias renovadas.

Sergio Díaz-Granados

Presidente-Executivo do CAF – banco de desenvolvimento da América Latina e Caribe

Agradecimientos

A elaboração do Relatório de Economia e Desenvolvimento (RED) é de responsabilidade da Diretoria de Pesquisas Socioeconômicas do Departamento de Gerência de Conhecimento do CAF - banco de desenvolvimento da América Latina e Caribe. A edição e a coordenação geral desta entrega estiveram a cargo de Lian Allub e Fernando Álvarez, com o apoio de Martín Finkelstein e a assessoria acadêmica de Natalia Fabra e Juan Pablo Montero. O relatório foi realizado sob a supervisão de Ernesto Schargrotsky, Diretor de Pesquisas Socioeconômicas, juntamente com Adriana Arreaza, Gerente de Conhecimento, responsável pelo período inicial de elaboração do trabalho, e Verónica Frisancho, Gerente de Conhecimento.

A redação do relatório foi de responsabilidade dos seguintes pesquisadores:

Capítulos 1 e 2, Lian Allub e Fernando Álvarez

Capítulos 3, 4 e 5, Walter Cont e Federico Juncosa

Capítulo 6, Juan Odriozola

Capítulo 7, Guillermo Alves

Capítulo 8, Juan Odriozola e Guillermo Alves

Capítulos 9 e 10, Lian Allub e Fernando Álvarez

A equipe de assistentes de pesquisa foi formada por Martín Finkelstein, María Pía Brugiafreddo, Lautaro Carrizo, Agustín Staudt, Franco Degiuseppe, Facundo Lurgo e Lorenzo Perrotta. Ana Gerez realizou a revisão editorial e correção de estilo.

Nos capítulos foram utilizados os trabalhos de pesquisa elaborados especificamente para esta publicação por Hernán Bejarano, Catalina Buitrago, Pamela Caiza-Guamán, Víctor Manuel Cantilo Maza, Manuela Cerimelo, Natalia D'Agosti, Facundo Danza, Andrés García-Suaza, Raúl Gutiérrez Meave, Pedro Hancevic, Danae Hernández-Cortés, Sophie Mathes, Shaun McRae, Ignacia Mercadal, Héctor Nuñez, Leonardo Peñalosa-Pacheco, Natalia Porto, Jorge Puig, Oscar Rafael Pupo, Raúl Ramos, Nathaly Rivera, Bernardo Romero-Torres, Juan Rosellón, Héctor Sandoval, Alexander Sarango-Iturralde, Leopoldo Tornarolli, Vaios Triantafyllou e Frank Wolak.

O relatório foi enriquecido com comentários de Elisa Belfiori, Lucila Berniell, Cristian Bonavida, Joaquín Coleff, Nicolás Gadano, Leticia Juárez, Roxana Maurizio, Daniel Perczyk, Mariano Rabassa, Marina Recalde e Rafael Skiadaressis, bem como dos seguintes funcionários do CAF: Diego Barril, Vittorio Boschetti, Fernando Branger, Pablo Brassiollo, Florencia Buccari, Martha Castillo, Guillermo Cabral, Carla Calá, Carolina Camacho, Pablo Cisneros, Brenda Ciuk, Jorge Concha, Sandra Conde, Richard Condor, Dolores de la Mata, Guillermo Díaz, Ricardo Estrada, Nicolás Estupiñán, Gustavo Fajardo, René Gómez-García Palao, Sergio Guerra, Oswaldo López, Pablo López, Alejandro Miranda, Alicia Montalvo, Teresa Morales, Daniel Ortega, Angie Palacios, Cecilia Paniagua, Mariana Poskus, Ernesto Rimari, Juan Ríos, Emil Rodríguez Garabot, Edgar Salas, Edgar Salinas, Reinier Schliesser, Manuel Toledo, María Carolina Torres, Horacio Valencia, Catalina Vanoli e Frank Vanoy.

Índice general

1

Abreviações — 18

Introdução — 20

Uma nova transição energética: características, desafios e perspectivas da América Latina e do Caribe — 23

Mensagens-chave — 24

Introdução — 27

**Transição energética a partir das fontes renováveis:
características essenciais — 28**

Preocupação ambiental — 28

Pilares da transição energética — 32

Alguns desafios no caminho para a
descarbonização — 37

**A transição energética na América Latina
e no Caribe — 43**

Os velhos problemas do desenvolvimento — 43

Tarefas pendentes no fornecimento de energia — 44

Dotação de recursos naturais — 47

Composição das emissões totais — 48

Para onde vamos? — 51

2

Anatomia do desacoplamento — 59

Mensagens-chave — 60

Introdução — 63

O desafio do desacoplamento — 64

Esforço de mitigação para 2030 — 73

Intensidade de emissões e “dieta” energética na América Latina e no Caribe — 75

Intensidade energética: eficiência em relação à estrutura econômica — 78

3

Ponto de partida: sistemas energéticos da América Latina e do Caribe — 89

Mensagens-chave — 90

Introdução — 93

Uso de energia e atributos necessários — 94

Matriz energética na América Latina e no Caribe — 96

Indicadores-chave dos países — 100

Eletrificação do consumo — 100

Geração não combustível e renovável não convencional — 102

Eficiência dos sistemas energéticos — 103

Intensidade das emissões de energia utilizada de acordo com a fonte primária — 106

Emissões associadas à geração elétrica — 109

Espaços de ação nos sistemas energéticos — 112

4

Eletrificação verde — 115

Mensagens-chave — 116

Introdução — 119

O setor elétrico na América Latina e no Caribe — 120

Componentes do setor — 120

Matriz de geração de energia elétrica regional — 123

Ordem de mérito e curva de carga — 128

Geração flexível e serviços auxiliares — 131

Adaptações do setor elétrico para a transição — 133

Incentivos para o aumento de capacidade — 133

Mudanças na estrutura do setor e implicações para as tarifas — 135

Instrumentos para a incorporação de ERNC — 137

Geração distribuída — 141

Crescimento do setor elétrico na matriz energética — 143

Potencial de geração verde — 143

Infraestrutura de transmissão — 146

Funções da integração elétrica intrarregional na transição — 149

Espaços de políticas — 150

5

Promoção de combustíveis limpos — 153

Mensagens-chave — 154

Introdução — 157

O domínio atual dos combustíveis fósseis — 158

Disponibilidade de recursos fósseis — 160

Combustíveis de origem agropecuária, florestal e de resíduos — 162

Papel da biomassa na transição energética — 163

Aliados ou obstáculos para a descarbonização? — 164

Alternativas tecnológicas e instrumentos — 165

Hidrogênio como vetor energético — 170

Papel do hidrogênio na transição energética — 173

Barreiras e soluções — 174

Hidrogênio na América Latina e no Caribe — 177

A indústria dos combustíveis fósseis na transição energética — 178

O papel do gás natural na transição energética — 181

6

Transição energética nas indústrias de difícil descarbonização — 187

Mensagens-chave — 188

Introdução — 191

Caracterização dos setores com uso intensivo de energia — 192

Cimento — 196

Tecnologias para a transição energética — 200

Políticas para avançar na descarbonização da indústria cimenteira — 202

Aço e ferro — 205

Tecnologias para a transição energética — 208

Políticas para avançar na descarbonização do setor siderúrgico — 210

Indústria química — 213

Amônia (NH₃) — 213

Metanol (CH₃OH) — 214

Produtos químicos de alto valor (HVC) e plástico — 214

Tecnologias e políticas para a descarbonização da indústria química — 215

Tecnologias futuras: oportunidades para a região — 219

7

Transição energética no setor residencial — 223

Mensagens-chave — 224

Introdução — 227

Padrões de consumo de energia em residências na região — 229

Quanto e que tipo de energia as residências consomem? — 229

Como as residências na região utilizam energia? — 232

Cozinhar como uso principal e o desafio de adotar energias limpas — 232

Consumo de energia e temperatura: água quente para uso doméstico e aquecimento e resfriamento de ambientes — 236

Eletrodomésticos e iluminação — 240

Quanto gastam as famílias no consumo residencial de energia? — 243

O Estado e os desafios da eletrificação — 245

Acesso à eletricidade em nível residencial: conexão e preços — 245

Autogeração de energia elétrica em residências por meio de painéis solares — 249

Isolamento de edifícios e consumo de energia — 250

Políticas de transição energética no setor residencial — 252

Primeiro desafio: reduzir o uso de biomassa para cozinhar e aquecer ambientes — 254

Segundo desafio: aumento da demanda de energia elétrica — 256

Terceiro desafio: melhorar o acesso à eletricidade para as famílias mais pobres — 258

8

Transporte e transição energética: rumo à mobilidade sustentável — 261

Mensagens-chave — 262

Introdução — 265

**Transporte, consumo de energia e
emissões** — 266

**Eficiência energética, custos e eletrificação no
transporte terrestre** — 268

Veículos elétricos — 268

Infraestrutura de recarga — 276

Melhorias na eficiência dos veículos de combustão
interna — 278

Transporte de carga — 279

Como descarbonizar o transporte de carga? — 279

Desafios e oportunidades na logística urbana — 281

Mobilidade de pessoas nas cidades — 282

Distribuição modal, consumo de energia e
emissões — 284

Formato urbano e transporte na cidade — 289

O papel dos preços do transporte público — 291

**Políticas de transporte sustentável na transição
energética** — 293

9

Impactos macroeconômicos da transição energética — 297

Mensagens-chave — 298

Introdução — 301

Participação dos setores energéticos na
produção — 302

Ativos encalhados — 303

Relações insumo-produto dos setores
energéticos — 306

Participação do setor de mineração na produção e
possíveis impactos positivos pelo uso de minerais
críticos — 312

Transição energética e balanço fiscal — 316

Participação do setor de hidrocarbonetos e mineração
das receitas fiscais — 317

Esquemas de arrecadação provenientes da
exploração de recursos naturais — 318

**Transição energética e exportações líquidas de
energia** — 324

**Transição energética, regulação financeira e
política monetária** — 327

A transição energética e os preços — 327

Papel para a política monetária e financeira — 328

**Os múltiplos desafios macroeconômicos da
transição** — 329

10



Rumo a uma transição justa: oportunidades e desafios da transição energética — 331

Mensagens-chave — 332

Introdução — 335

A transição justa e o triplo desafio — 336

**A transição energética e o mercado de
trabalho** — 340

Tamanho do mercado de trabalho verde — 340

Caracterização das ocupações verdes — 342

As tecnologias de geração energética e seu efeito no
emprego — 346

**A transição energética e as oportunidades de
desenvolvimento produtivo** — 349

A alocação de fatores e a relação entre produtividade
e intensidade energética — 349

Aproveitando as vantagens naturais: novas
oportunidades no contexto da transição
energética — 352

**Instrumentos transversais para a transição
energética** — 355

Financiamento verde e importância das taxonomias
verdes — 355

Mercados de carbono e impostos ao carbono — 360

**Captura, uso e armazenamento de carbono
(CUAC)** — 363

Economia circular — 364

Uma agenda para a transição justa — 367

Referências — 371

Apêndices — 415

Índice de tabelas

Tabela 1.1	Comparação regional da qualidade do serviço de eletricidade segundo as empresas	—45
Tabela 1.2	Emissões por CFPI por unidade de produto em 2000 e 2019	— 50
Tabela 1.3	Compromissos assumidos de emissões de GEE até 2030	— 53
Tabela 2.1	Emissões por unidade de produto	— 71
Tabela 2.2	Esforço de mitigação para 2030 por região	— 75
Tabela 2.3	Intensidade de emissões	— 76
Tabela 2.4	Intensidade energética	— 79
Tabela 3.1	Matriz energética da América Latina e do Caribe em valores médios de 2017-2021	— 97
Tabela 3.2	Fatores de emissão direta, com perdas de transformação e de produção (tCO ₂ e/TJ)	— 107
Tabela 4.1	Características dos leilões por país	— 138
Tabela 5.1	Reservas de petróleo em 2021 por país	— 161
Tabela 6.1	Políticas para a indústria do cimento	— 203
Tabela 6.2	Políticas para a indústria siderúrgica	— 212
Tabela 6.3	Políticas para a indústria química	— 219
Tabela 7.1	Potenciais políticas para os três principais desafios da transição energética no setor residencial	— 254
Tabela 8.1	Preços médios de varejo de automóveis em 10 países em 2023	— 272
Tabela 8.2	Eficiência e consumo energético de diferentes meios de transporte urbano	— 284
Tabela 8.3	Distribuição modal em 10 grandes cidades	— 287
Tabela 8.4	Desafios e políticas na transição energética no setor do transporte	— 293
Tabela 9.1	Reservas de combustíveis fósseis não queimados compatíveis com um aumento da temperatura de 2 °C por meio da implementação de tecnologias de captura e armazenamento de carbono (CAC)	— 306
Tabela 9.2	Multiplicadores para trás da produção por fonte de geração elétrica e setores extrativistas na América Latina e no Caribe	— 307
Tabela 9.3	Abertura setorial das despesas de capital, operação e manutenção por setor de atividade e fonte de geração elétrica para a instalação de uma usina de 100 MW	— 311
Tabela 9.4	Demanda de minerais críticos por tipo de tecnologia	— 314
Tabela 9.5	Distribuição dos recursos fiscais provenientes de indústrias extrativas por nível de governo	— 321
Tabela 10.1	Diferenças entre empregos verdes e não verdes	— 343
Tabela 10.2	Diferenças salariais conforme o nível de verde dos empregos	— 344
Tabela 10.3	Multiplicadores do emprego: energia fóssil <i>versus</i> energia limpa e eficiente	— 347
Tabela 10.4	Produtividade e características de empresas na Colômbia	— 351

Índice de figuras

Figura 4.1	Fluxo de quantidades e de pagamentos de acordo com o despacho e relação contratual	— 122
Figura 5.1	Trajetórias alternativas para a descarbonização do transporte marítimo	— 185
Figura 6.1	Processo de produção de cimento	— 197
Figura 6.2	Processo de produção de aço	— 207
Figura 6.3	Progresso no estabelecimento de estratégias de hidrogênio verde	— 220
Figura 7.1	Necessidades térmicas em residências na América Latina e no Caribe	— 237
Figura 8.1	Carregadores por país e eletrocorredores na América Latina e no Caribe	— 277
Figura 10.1	Marco conceitual da economia circular	— 365
Figura 10.2	Facetas da agenda para a transição energética justa	— 367

Índice de gráficos

- Gráfico 1.1** Oferta total de energia no mundo, de acordo com a fonte — 33
- Gráfico 1.2** Crescimento da capacidade global de armazenamento de baterias e níveis projetados no cenário de emissões líquidas zero — 34
- Gráfico 1.3** Pilares da transição energética para além da introdução de energias renováveis — 36
- Gráfico 1.4** Contribuição dos pilares para a redução das emissões de CO₂ no cenário de emissões líquidas zero — 37
- Gráfico 1.5** Emissões globais de CO₂ entre 2019 e 2070 provenientes de infraestrutura e ativos existentes por subsetor — 40
- Gráfico 1.6** Demanda por minerais críticos no cenário de emissões líquidas zero — 41
- Gráfico 1.7** Subsídios a combustíveis fósseis como proporção do PIB em países selecionados em 2022 — 46
- Gráfico 1.8** Relação entre os subsídios aos combustíveis fósseis e as emissões — 46
- Gráfico 1.9** Decomposição das emissões na América Latina, no Caribe e nos países desenvolvidos em 2000 e 2019 — 49
- Gráfico 1.10** Oferta total de energia na América Latina e no Caribe — 54
- Gráfico 1.11** Participação da eletricidade no consumo final de energia na América Latina e no Caribe — 55
- Gráfico 1.12** Capacidade elétrica na América Latina e no Caribe — 56
- Gráfico 1.13** Demanda de hidrogênio — 56
- Gráfico 2.1** Evolução das emissões mundiais de CO₂ e componentes que as determinam — 66
- Gráfico 2.2** Crescimento do PIB per capita em comparação com o crescimento das emissões — 68
- Gráfico 2.3** Sucesso na mitigação, redução da intensidade de emissões e da intensidade energética — 72
- Gráfico 2.4** Composição energética do consumo e da geração de eletricidade — 77
- Gráfico 2.5** Intensidade energética média por setor econômico na América Latina e no Caribe e na OCDE em 2017 — 80
- Gráfico 2.6** Mudança na importância dos setores econômicos entre 2011 e 2017 — 81
- Gráfico 2.7** Comparação da estrutura econômica da América Latina e do Caribe e da OCDE em 2017 — 83
- Gráfico 2.8** Decomposição das mudanças na intensidade energética por região — 84
- Gráfico 2.9** Decomposição das mudanças na intensidade energética por país — 86
- Gráfico 2.10** Decomposição da intensidade energética nos países selecionados da América Latina e do Caribe e na Suíça — 87
- Gráfico 3.1** Taxa de eletrificação por país e setor — 101
- Gráfico 3.2** Geração não combustível e ERNC — 103
- Gráfico 3.3** Perdas nos processos de transformação, geração e transporte — 105
- Gráfico 3.4** Emissões associadas à geração elétrica — 111
- Gráfico 4.1** Capacidade instalada por país e por principal insumo em 2021 — 127
- Gráfico 4.2** Ordem esquemática de mérito — 128
- Gráfico 4.3** Curvas de carga total e líquida de geração eólica e solar e custo marginal ou preço *spot* — 129
- Gráfico 4.4** Distribuição da demanda mensal de eletricidade (demanda e carga líquida) no Uruguai no semestre abril-setembro de 2023 — 130
- Gráfico 4.5** Custo nivelado da energia elétrica por fonte de geração e preço médio nos leilões — 137
- Gráfico 4.6** Participação da energia solar e eólica na geração em 2010 e 2021 — 139
- Gráfico 4.7** Evolução da capacidade de geração distribuída na América Latina e no Caribe — 141
- Gráfico 4.8** Potencial hidrelétrico: capacidade instalada em 2021 e potencial remanescente por país — 144
- Gráfico 4.9** Potencial teórico em energia eólica e solar — 145
- Gráfico 4.10** Extensão da rede de transmissão e expansão necessária no cenário Net Zero-2050 — 147
- Gráfico 4.11** Distribuição acumulada da distância dos geradores até as cidades mais próximas e geração anual por fonte — 148
- Gráfico 5.1** Produção de biocombustíveis na América Latina e no Caribe — 163
- Gráfico 5.2** Fontes e usos do hidrogênio — 172

Gráfico 5.3 Custos estimados para a produção, transporte e distribuição de hidrogênio na União Europeia em 2030 — 176

Gráfico 5.4 Emissões da produção e transporte de combustíveis fósseis em relação às emissões totais por consumo de produtos finais — 180

Gráfico 6.1 Emissões de GEE resultantes de processos industriais em países selecionados da América Latina em 2018 — 193

Gráfico 6.2 Intensidade de energia e de emissões — 194

Gráfico 6.3 Proporção do valor agregado das indústrias pesadas no valor agregado total dos países da América Latina e do Caribe em 2017 — 195

Gráfico 6.4 Relação entre intensidade de carbono e intensidade energética em indústrias pesadas dos países da América Latina e do Caribe em 2017 — 195

Gráfico 6.5 Produção de aço bruto de acordo com a metodologia — 208

Gráfico 7.1 Consumo final residencial de energia per capita e PIB per capita em 2021 — 229

Gráfico 7.2 Distribuição do consumo residencial de energia por fonte em 2021 — 231

Gráfico 7.3 Principal fonte de energia utilizada para cozinhar em 1990 e 2021 — 234

Gráfico 7.4 Nível de renda, necessidades de refrigeração e proporção estimada de residências com ar-condicionado — 239

Gráfico 7.5 Relação entre posse de geladeira e máquina de lavar roupa e nível de renda — 242

Gráfico 7.6 Porcentagem do gasto doméstico dedicado ao consumo residencial de energia — 243

Gráfico 7.7 Situação da conexão de eletricidade na América Latina e no Caribe — 246

Gráfico 7.8 Preços médios da eletricidade residencial em 2014-2020 — 247

Gráfico 7.9 População com pelo menos uma estrutura habitacional (piso, telhado, paredes) construída com materiais precários — 251

Gráfico 8.1 Emissões de GEE do setor de transportes na América Latina e no Caribe — 267

Gráfico 8.2 Porcentagem de residências com pelo menos um automóvel — 267

Gráfico 8.3 Penetração dos veículos elétricos na América Latina e no Caribe — 269

Gráfico 8.4 Custos e preços de varejo incluindo impostos da gasolina por litro em 2022 — 274

Gráfico 8.5 Idade média dos veículos de carga na América Latina e no Caribe — 280

Gráfico 8.6 Preços de uma viagem de ônibus em transporte público e custo de 50 viagens em relação à renda familiar mensal per capita em 2022 — 292

Gráfico 9.1 Participação dos setores energéticos no valor agregado da OCDE e da América Latina e do Caribe — 302

Gráfico 9.2 Multiplicadores para trás dos setores energéticos por tipo e setor — 308

Gráfico 9.3 Participação da América Latina e do Caribe na produção e as reservas de minerais críticos em 2022 — 313

Gráfico 9.4 Participação das receitas fiscais provenientes de hidrocarbonetos e mineração no total do PIB entre 2000 e 2022 — 317

Gráfico 9.5 Arrecadação pela exploração de recursos naturais por tipo de instrumento — 320

Gráfico 9.6 Impostos relacionados ao meio ambiente — 323

Gráfico 9.7 Média das importações líquidas de energia como porcentagem das exportações de bens e serviços totais no período 2006-2019 — 325

Gráfico 10.1 Indicadores de desenvolvimento — 336

Gráfico 10.2 Tamanho do setor verde em países selecionados — 342

Índice de quadros

- Quadro 1.1** Acordo de Paris: conquistas e desafios — 30
- Quadro 2.1** Anatomia do desacoplamento: um quadro contábil — 65
- Quadro 2.2** Uma medida do esforço de mitigação corrigida pelas expectativas de crescimento populacional e econômico — 74
- Quadro 2.3** Métodos de decomposição da intensidade energética entre eficiência e estrutura econômica — 85
- Quadro 3.1** As emissões das atividades humanas e o impacto do metano — 108
- Quadro 4.1** Tecnologias de geração e seus atributos — 123
- Quadro 4.2** O papel da política industrial na adoção tecnológica — 134
- Quadro 4.3** Boas práticas tarifárias e evolução na região — 136
- Quadro 4.4** Geração distribuída no Brasil — 142
- Quadro 5.1** Da biomassa aos combustíveis — 166
- Quadro 5.2** Classificação do hidrogênio conforme o processo produtivo — 171
- Quadro 5.3** O papel do gás natural liquefeito em pequena escala para as pequenas economias insulares em desenvolvimento — 182
- Quadro 6.1** Um caso de iniciativas privadas precoces na transição energética — 196
- Quadro 6.2** Um caso de iniciativas privadas com soluções do lado da demanda — 198
- Quadro 7.1** Uso de energia suja e saúde — 235
- Quadro 7.2** Projeções de temperatura e demanda de resfriamento e aquecimento — 241
- Quadro 7.3** Como o consumo de eletricidade responde às mudanças no seu preço? — 244
- Quadro 7.4** Por que as famílias não implementam medidas de eficiência energética que melhorariam seu bem-estar? — 253
- Quadro 8.1** As emissões no ciclo de vida dos veículos particulares — 273
- Quadro 8.2** Transição energética nos veículos de duas ou três rodas — 275
- Quadro 8.3** Os custos sociais do uso do automóvel particular desaparecem com sua eletrificação? — 286
- Quadro 8.4** Eletrificação dos ônibus urbanos — 288
- Quadro 9.1** Impactos agregados na transição para uma situação de emissões líquidas zero — 310
- Quadro 10.1** Comunidades energéticas — 337
- Quadro 10.2** Transição energética, poluição local e capital humano — 338
- Quadro 10.3** Transição energética, desenvolvimento da mineração e resistência da comunidade — 339
- Quadro 10.4** Empregos verdes segundo a O*NET — 341
- Quadro 10.5** O que as vagas de emprego nos dizem? — 345
- Quadro 10.6** Políticas de trabalho para realocação do emprego — 348
- Quadro 10.7** Outro desafio para a transição energética: a informalidade produtiva — 352
- Quadro 10.8** Mecanismos de ajustes na fronteira para o alumínio na Europa — 354
- Quadro 10.9** Necessidades de financiamento na América Latina e no Caribe — 356
- Quadro 10.10** Financiando a transição justa — 358
- Quadro 10.11** A economia circular e os minerais críticos — 366

Abreviações

AA	Ar-condicionado
AIE	Agência Internacional de Energia
ALACERO	Associação Latino-Americana do Aço
ALC	América Latina e Caribe
AMIA	Associação Mexicana da Indústria Automotiva
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica do Brasil
ASOUT	Agropecuária, silvicultura e outros usos da terra
BAU	Cenário de manutenção das políticas usuais (na sigla em inglês)
BF-BOF	Altos-fornos e fornos de oxigênio básico (na sigla em inglês).
BID	Banco Interamericano de Desenvolvimento
BRT	Ônibus de trânsito rápido (na sigla em inglês)
CBAM	Mecanismo de ajuste de carbono na fronteira (na sigla em inglês)
CBI	Iniciativa de Títulos Climáticos (na sigla em inglês)
CCA	Câmara do Comércio Automotivo
CEDLAS	Centro de Estudos Distributivos, Laborais e Sociais
CELAC	Comunidade de Estados Latino-Americanos e Caribenhos
CEPAL	Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe
CGV	Cadeias globais de valor
CH₃OH	Metanol
CH₄	Metano
CO₂	Dióxido de carbono
CO₂eq	Dióxido de carbono equivalente
CUAC	Captura, uso e armazenamento de carbono
DANE	Departamento Administrativo Nacional de Estatística da Colômbia
EAF	Forno elétrico de arco (na sigla em inglês)
EC	Economia circular
EJ	Exajoules
EPA	Environmental Protection Agency
ERNC	Energias renováveis não convencionais
ETC	Energy Transitions Commission
FAO	Organização das Nações Unidas para a Alimentação e a Agricultura
FICEM	Federação Interamericana de Cimento
FMI	Fundo Monetário Internacional
GCCA	Associação Global de Cimento e Concreto (na sigla em inglês)
GEE	Gases de efeito estufa
GGBS	Escória granulada de alto forno (na sigla em inglês)
Gj	Gigajoules
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GNL	Gás Natural Liquefeito
GOJI	Índice de verde do trabalho
Gt	Gigatoneladas
GTAP	Projeto de Análise de Comércio Global (na sigla em inglês)
GW	Gigawatts
GWh	Gigawatts-hora
H₂	Hidrogênio

HVC	Produtos químicos de alto valor (na sigla em inglês)
INECC	Instituto Nacional de Ecologia e Mudanças Climáticas do México
I-P	Insumo-produto
IPCC	Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (na sigla em inglês)
IRENA	Agência Internacional de Energias Renováveis (na sigla em inglês)
ISO	Organização Internacional de Normalização (na sigla em inglês).
LULUCF	Uso da terra, mudança no uso da terra e silvicultura (na sigla em inglês)
MADES	Ministério do Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável do Paraguai
MBTU	Milhões de unidades térmicas britânicas
MCTI	Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação do Brasil
MINAM	Ministério do Ambiente. Governo do Peru
MMA	Ministério do Meio Ambiente do Chile
MP	Material particulado
MP_{2,5}	Partículas finas de 2,5 microns
Mt	Megatoneladas ou milhões de toneladas
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
N₂O	Óxido nitroso
NDC	Contribuições nacionalmente determinadas (na sigla em inglês)
NH₃	Amônia
NOAA	National Oceanic and Atmospheric Administration
NO_x	Óxidos de nitrogênio
NZE	Emissões líquidas zero (na sigla em inglês)
°C	graus Celsius
O*NET	Rede de informação ocupacional
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
ODS	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável
OIT	Organização Internacional do Trabalho
OLADE	Organização Latino-Americana de Energia
OMS	Organização Mundial da Saúde
OMU	Observatório de Mobilidade Urbana
PIB	Produto interno bruto
PNUD	Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento
PNUMA	Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente
PPA	contrato de compra e venda de energia (na sigla em inglês)
RED	Relatório de Economia e Desenvolvimento
SO₂	Dióxido de enxofre
SO_x	Óxido de enxofre
SUV	Veículos utilitários esportivos (na sigla em inglês)
tCO₂/t	Toneladas de dióxido de carbono por tonelada de produto
Tep	Toneladas equivalentes de petróleo
TJ	Terajoule
UE	União Europeia
UNCTAD	Conferência das Nações Unidas sobre Comércio e Desenvolvimento (na sigla em inglês)
UNECE	Comissão Económica das Nações Unidas para a Europa (na sigla em inglês)
UNFCCC	Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (na sigla em inglês)
US\$	Dólares americanos
VA	Valor agregado
WEF	Fórum Econômico Mundial (na sigla em inglês)

Introdução

A energia é vital para a atividade humana. O acesso a novas e mais convenientes fontes de energia tem sido um impulsionador histórico do desenvolvimento econômico e social global e o princípio por trás de mudanças profundas na forma como a energia é obtida e consumida ao longo do tempo. A substituição da madeira pelo carvão foi o grande marco do século XIX nessa matéria. Na segunda metade do século XX, o petróleo foi incorporado como fonte de energia e, no final desse período, o gás natural aumentou substancialmente sua contribuição, consolidando assim a era da energia fóssil. No final do século passado, as fontes fósseis forneciam 80% da oferta global de energia.

Desde a Revolução Industrial, o mundo tem testemunhado um crescimento econômico exponencial que é parcialmente explicado pela expansão das fontes de energia. No entanto, esse processo também deixou passivos que comprometem a sustentabilidade do planeta. Desde 1850, foram emitidas 2.351 gigatoneladas de CO₂ (GtCO₂) devido à atividade humana, das quais quase 70% foram provenientes de atividades intensivas no uso de combustíveis fósseis. Dessas emissões, o mundo desenvolvido foi responsável por 45%, enquanto a América Latina e o Caribe contribuiu com apenas 11%. Esse crescimento representa, por sua vez, uma profunda incompatibilidade com a manutenção da temperatura global em níveis viáveis para a vida. Nesse contexto, é imperativo e urgente garantir uma transição energética justa e para todos.

Essa nova transição energética possui elementos específicos claros. A crescente importância da eletricidade proveniente de fontes solares e eólicas é um deles, mas não o único. Os combustíveis continuarão a desempenhar um papel importante e isso exigirá variáveis mais limpas. Nesse processo, o gás tem a capacidade de desempenhar um papel fundamental como combustível durante a transição, pois pode substituir o carvão e o petróleo para reduzir significativamente as emissões de gases de efeito estufa. Em longo prazo, no entanto, a introdução de combustíveis de baixa ou zero emissão, como o hidrogênio verde, torna-se imperativa. Do lado da demanda, a eficiência e a economia de energia também são um pilar indispensável no caminho para a descarbonização.

Apesar das semelhanças, cada país experimentará a transição energética de acordo com suas próprias circunstâncias. Daí a importância de ter uma visão própria da América Latina e do Caribe, que leve em conta as necessidades, os desafios e o papel que cada país desempenha no cenário regional e global. A transição energética deve ser justa, promover um crescimento econômico vigoroso e inclusivo e ajudar a reduzir as diferenças de renda per capita em relação aos países desenvolvidos, bem como reduzir a desigualdade e a pobreza.

Paralelamente, essa nova transição energética representa oportunidades para a região. Por um lado, a América Latina e o Caribe possui um vasto potencial para a geração de eletricidade verde. Sua grande capacidade hidrelétrica já é bem conhecida, mas o potencial também se verifica para a geração eólica e solar. Por outro lado, possui extensas reservas de minerais essenciais para a transição energética, como lítio e cobre. Com esse potencial, com recursos financeiros suficientes e políticas públicas adequadas, a região tem a oportunidade não apenas de avançar para o seu desenvolvimento integral, mas também de contribuir para resolver a necessidade de energia limpa que a sustentabilidade do planeta requer.

No CAF - banco de desenvolvimento da América Latina e Caribe - estamos comprometidos com o desenvolvimento sustentável dos países da região. Esse compromisso se manifesta tanto no aporte de recursos financeiros quanto em nossa agenda de conhecimento, que promove uma discussão rigorosa sobre as políticas públicas necessárias para promover o desenvolvimento integral da região.

Este Relatório de Economia e Desenvolvimento é precisamente um instrumento essencial para promover esse diálogo, na medida em que analisa as políticas, ferramentas e medidas necessárias para que os países da América Latina e do Caribe avancem em uma transição energética justa, de acordo com suas realidades e sem negligenciar seus outros objetivos de desenvolvimento. Nossa tarefa como organização multilateral é e continuará sendo a de acompanhá-los e apoiá-los nesse caminho. Agradeço a todos os funcionários do CAF que contribuíram para o desenvolvimento deste relatório e, em especial, à Diretoria de Pesquisas Socioeconômicas e à Gerência de Conhecimento. Também gostaria de agradecer aos colaboradores externos e aos grupos de especialistas que, de governos, universidades, organizações multilaterais e sociedade civil, enriqueceram esta publicação com seus conhecimentos e sugestões.

Christian Asinelli

Vice-Presidente Corporativo de Programação Estratégica
do CAF – banco de desenvolvimento da América Latina e Caribe



Uma nova transição energética: características, desafios e perspectivas da América Latina e do Caribe

- O aquecimento global e a necessidade de uma nova transição energética

- Pilares e desafios da transição energética

- Problemas pendentes de desenvolvimento na América Latina e no Caribe

- Recursos energéticos da América Latina e do Caribe

- Perfil de emissões e compromissos adquiridos



Mensagens-chave

1

A sustentabilidade ambiental necessita uma nova transição energética de combustíveis fósseis para fontes renováveis. O consumo de energia é o principal responsável pelas emissões de gases de efeito estufa e, com as taxas atuais de emissões, restam apenas 9 anos para limitar o aumento da temperatura a 1,5°C em relação aos níveis pré-industriais.

2

A nova transição energética é impulsionada por preocupações ambientais, mas também apresenta incentivos econômicos significativos. Atualmente, a geração eólica e solar é economicamente competitiva e essa característica continuará a se fortalecer. Outros impulsionadores da mudança podem ser os custos associados ao comércio internacional ou a necessidade de alinhar o capital aos novos padrões de produção global.

3

A nova transição energética vai além da substituição de combustíveis fósseis por energia solar e eólica. Implica também em um crescimento da importância da eletricidade, um aumento transversal na eficiência energética, o desenvolvimento e a penetração de combustíveis de baixo ou zero carbono, bem como de tecnologias de captura e armazenamento de carbono.

4

A transição energética atual enfrenta diversos desafios. Um deles é a preocupação de que a oferta de certos minerais essenciais possa não acompanhar o ritmo de crescimento da demanda. Outra potencial fonte de tensão é o risco de desvalorização de ativos importantes criados para o uso de combustíveis fósseis.

5

Os países da região demonstraram seu compromisso com o meio ambiente ao declarar uma redução nas emissões de GEE, em média, de cerca de 11% até 2030 em relação aos valores de 2020. Esse compromisso implica em um importante esforço de mitigação, considerando o crescimento populacional esperado e a necessidade de iniciar um processo de convergência dos níveis de renda per capita com os dos países desenvolvidos.

6

Cada país experimentará a transição energética em seu próprio ritmo, dependendo de suas circunstâncias específicas. Na região, deve-se levar em conta a pobreza e a abundância de empresas menos dinâmicas, fatores que podem limitar a adoção de capital e práticas de energia limpa, seja por restrições financeiras ou priorização de outras questões em detrimento das ambientais. Além disso, os preços da energia em alguns países da região não refletem totalmente os custos ambientais, o que pode desestimular a busca por eficiência e pela descarbonização energética.

7

A nova transição energética traz oportunidades para a América Latina e o Caribe, onde há vantagens na geração de energia limpa e na atração de investimentos estrangeiros (*powerhoring*). A abundância de minerais essenciais é outra característica favorável da região. Para aproveitar essas oportunidades, são necessárias instituições adequadas, uma tarefa pendente em muitos países da região.

8

A nova transição energética deve ser abordada de forma abrangente e sob uma perspectiva de desenvolvimento sustentável que atenda a um triplo desafio: reduzir a desigualdade e a pobreza, diminuir a disparidade de renda em relação aos países desenvolvidos e proteger o meio ambiente. Para isso, os países precisarão implementar uma série de políticas que vão além do foco exclusivo na esfera energética.

Uma nova transição energética: características, desafios e perspectivas da América Latina e do Caribe¹

Introdução

Desde 1850, a atividade humana causou a emissão de mais de 2.300 gigatoneladas de dióxido de carbono (CO₂). Mais de 68% dessas emissões são provenientes do uso de energia gerada por fontes fósseis. Com as taxas atuais de emissões, restam pouco mais de 28 anos para limitar o aumento da temperatura a 2 graus Celsius (°C) em relação à era pré-industrial e apenas 9 anos para o limite de 1,5°C. Portanto, as metas ambientais globais precisam de uma transição energética que contribua para a redução das emissões.

Os processos de transição energética não são novos. A energia é um insumo fundamental para o desenvolvimento da atividade humana e, por isso, desde o início dos tempos, o ser humano tem buscado as formas mais eficientes de obter energia. Uma das primeiras grandes transições energéticas foi a introdução do carvão, que possibilitou o desenvolvimento do motor a vapor e contribuiu para a primeira revolução industrial. No século XX, o petróleo primeiro e

depois o gás natural foram substituindo o carvão nos processos produtivos e no uso doméstico. Nesses casos, a transição se deveu a motivos meramente econômicos e tecnológicos, ou seja, o surgimento de fontes alternativas mais eficientes que deslocavam ou substituíam, pelo menos parcialmente, a fonte de energia predominante até então.

Uma característica marcante da atual transição energética é que ela está enquadrada no contexto de uma preocupação ambiental que fez com que a redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE) fosse considerada um dos principais objetivos das políticas públicas. Isso não significa que a motivação ambiental seja o único propulsor; de fato, com o barateamento das tecnologias solar e eólica, espera-se que a penetração dessas fontes renováveis ocorra mesmo em cenários em que a consideração ambiental não seja a prioridade.

¹ Este capítulo foi elaborado por Lian Allub e Fernando Álvarez com a assistência de pesquisa de María Pía Brugiafreddo e Martín Finkelstein.

Este capítulo apresenta uma visão geral da transição energética, destacando a necessidade de ter uma perspectiva da América Latina e do Caribe. Na primeira parte são discutidos os pilares e desafios globais da transição energética e, posteriormente,

concentra-se na situação regional. É destacada a necessidade de que a transição ocorra em um contexto que promova simultaneamente o crescimento econômico e o desenvolvimento social dos países latino-americanos e caribenhos.

Transição energética a partir das fontes renováveis: características essenciais

Uma transição energética implica uma mudança estrutural nas fontes de energia utilizadas para atender à demanda. A humanidade passou por diversas transições energéticas ao longo de sua história. No século XIX, por exemplo, a biomassa, principalmente a madeira, foi substituída pelo carvão. Mais tarde, na segunda metade do século XX, o surgimento do petróleo como principal fonte tornou-se evidente. Nos últimos anos do século passado, o gás natural aumentou significativamente sua contribuição, consolidando a era da energia fóssil. Segundo dados da Agência Internacional de Energia (AIE), no final da década de 1990, as fontes fósseis representavam 80% da oferta global de energia, dos quais 23% provinham do carvão, 36% do petróleo e 21% do gás natural.

Uma nova transição energética está em pleno andamento. Um dos seus eixos é o aumento considerável da participação de fontes renováveis não convencionais, como a energia solar e a eólica. As características essenciais dessa nova transição energética são examinadas a seguir.



No final do século XX, as fontes fósseis representavam 80% da oferta global de energia

Preocupação ambiental

Os processos complexos geralmente têm diferentes motivações e essa transição energética não é exceção. Uma característica distintiva dessa nova transição é que ela se enquadra no contexto de uma preocupação ambiental que fez com que a redução das emissões de GEE fosse colocada como um objetivo das políticas públicas ao mais alto nível. Isso não significa que a motivação ambiental seja a única razão, mas é um fator importante, pelo menos em sua fase inicial.

A preocupação ambiental é justificada. A temperatura média da superfície terrestre durante a década de 2011-2020 foi 1,1°C mais alta do que na época pré-industrial (1850-1900). Os efeitos desse aquecimento já começaram a ser sentidos, aumentando, por exemplo, a frequência e a gravidade de eventos climáticos extremos, com custos econômicos e sociais

significativos. Contudo, o pior pode estar por vir se as medidas necessárias não forem tomadas. O aumento contínuo da temperatura da Terra torna inviável a sustentabilidade do planeta. Foi dada especial atenção ao limite de 2°C, considerado pelos cientistas como uma espécie de ponto de inflexão (*tipping points*) a partir do qual há um alto risco de danos maciços e irreversíveis em escala global.

As evidências científicas indicam que esse aquecimento global tem sua origem nas emissões de GEE de origem antropogênica, que se devem, em grande parte, ao consumo de energia proveniente de fontes fósseis. Desde 1850, devido à ação humana, foram emitidas 2.351 gigatoneladas de CO₂ (GtCO₂), das quais mais de 68% proveram de atividades intensivas no uso de combustíveis fósseis (Brassiolo et al., 2023).



Desde 1850, devido à ação humana, foram emitidas 2.351 gigatoneladas de CO₂ (GtCO₂), das quais mais de 68% proveram de atividades intensivas no uso de combustíveis fósseis

Certamente, o mundo desenvolvido teve uma responsabilidade maior por essas emissões históricas, contribuindo com 45% delas. Em contrapartida, a América Latina e o Caribe representa apenas 11%². Essas diferenças na origem das emissões também coexistem com diferenças notáveis nos níveis de renda per capita entre os países. Para fechar essas lacunas, é necessário que o mundo em desenvolvimento, e a América Latina e o Caribe em particular, cresçam mais rapidamente do que os países desenvolvidos, o que é um desafio em um contexto em que se busca a redução das emissões de GEE. Embora isso seja relevante ao introduzir elementos de justiça nas responsabilidades ligadas à redução de emissões, não isenta nenhum país ou região de fazer os esforços necessários para manter a temperatura global em níveis adequados³.

Esse cenário premente alcançou um importante consenso global sobre a necessidade de reduzir consideravelmente as emissões de GEE, especialmente as provenientes do consumo de energia⁴. Em outras palavras, há um consenso sobre a necessidade de acelerar uma nova transição energética global.

O marco recente mais notável nessa cruzada pela proteção ambiental é o Acordo de Paris, assinado pelos Estados-Partes da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (UNFCCC, na sigla em inglês). O objetivo central desse acordo é “manter o aumento da temperatura

média global bem abaixo de 2°C em relação ao níveis pré-industriais e continuar os esforços para limitar esse aumento de temperatura a 1,5°C em relação aos níveis pré-industriais” (Nações Unidas, 2015, item 1.a do art. 2). Essas metas impõem um limite de emissões de GEE equivalente a pouco mais de 28 anos (à taxa de 2019) para limitar o aumento da temperatura a 2°C e apenas 9 anos para atingir o limite de 1,5°C (Brassiolo et al., 2023).



Com base nas emissões de 2019, temos cerca de 28 anos para limitar o aumento da temperatura global a 2°C e apenas 9 anos para evitar ultrapassar o limite de 1,5°C

Com relação à janela de tempo para esses esforços e às considerações de desenvolvimento abrangente, o Acordo aponta:

[...] as Partes têm como objetivo atingir o pico das emissões globais de gases de efeito estufa o mais rápido possível, tendo em conta que as Partes que são países em desenvolvimento levarão mais tempo para atingi-lo e, posteriormente, reduzir rapidamente as emissões de gases de efeito estufa, de acordo com a melhor ciência disponível, para alcançar um equilíbrio entre as emissões antropogênicas por fontes e as remoções antropogênicas por sumidouros na segunda metade do século, com base na equidade e no contexto do desenvolvimento sustentável e dos esforços para erradicar a pobreza (Nações Unidas, 2015, item 1.a do art. 4).

2 As emissões globais de GEE de origem antropogênica atingiram um máximo histórico de 59 GtCO₂ equivalentes em 2019, dos quais cerca de 10% tiveram origem na América Latina e no Caribe. A maior parte das emissões veio dos países em desenvolvimento da Ásia e do Pacífico (44% do total) e dos países desenvolvidos (23% do total). Os três maiores contribuintes para as emissões totais em 2019 foram a China (14,2 GtCO₂eq), os Estados Unidos (6,2 GtCO₂eq) e a Índia (3,8 GtCO₂eq), que juntos geraram 42% das emissões globais naquele ano (Brassiolo et al., 2023).

3 Conforme destacado no capítulo 4 do Relatório de Economia e Desenvolvimento (RED) de 2023 (Brassiolo et al., 2023), o princípio de responsabilidades comuns, porém diferenciadas (CBDR, na sigla em inglês), formalizado na Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (UNFCCC), estabelece que todos os países são responsáveis pelos desafios das mudanças climáticas, mas nem todos têm a mesma responsabilidade. Nesse sentido, é de se esperar que os países industrializados assumam maiores obrigações na mitigação. No entanto, uma redução exclusiva dos países desenvolvidos seria insuficiente, já que 75% das emissões atuais são provenientes de países de baixa e média renda, incluindo os 10% gerados na América Latina e no Caribe.

4 Como será visto mais adiante, as emissões provenientes do setor agropecuário, a silvicultura e outros usos da terra (ASOUT) são importantes em alguns países da região. Portanto, eles também têm o desafio de reduzir suas emissões não energéticas.

Segundo o Acordo de Paris, cada país se compromete a estabelecer, de acordo com suas circunstâncias e capacidades, metas para reduzir as emissões de GEE (metas de mitigação) e adaptar-se aos impactos das mudanças climáticas (metas de adaptação), bem como definir medidas e ações para atingir essas

metas. Esses compromissos estão descritos nas contribuições nacionalmente determinadas (NDCs, na sigla em inglês). Embora o Acordo de Paris represente um marco muito importante no compromisso global de reduzir as emissões de GEE, ele não está isento de desafios (vide quadro 1.1).

Quadro 1.1 Acordo de Paris: conquistas e desafios

O Acordo de Paris é um grande avanço para uma resposta compartilhada à crise climática. Sua principal conquista foi o alto nível de adesão, com quase todos os países participando e propondo contribuições nacionais. Até hoje, 196 países aderiram a esse tratado, dos quais 33 são da América Latina e do Caribe^a.

Seu modelo de governança, em que os países propõem seus próprios compromissos com autonomia e flexibilidade, favoreceu essa grande adesão. No entanto, também apresenta fraquezas implícitas associadas à falta de uma visão centralizada do problema e à ausência de mecanismos para garantir o cumprimento dos compromissos.

A falta de uma visão centralizada está em desacordo com o fato de que, para alcançar os objetivos do Acordo de Paris, os esforços de mitigação devem ser globais. Nesse sentido, não há garantia de que as metas nacionais em conjunto serão suficientes para atingir a meta global.

A revisão das NDCs mais recentes indica que a América Latina e o Caribe se comprometem com uma redução de cerca de 11% nas emissões até 2030 em comparação com 2020. Isso é maior do que a redução global (menos de 1%), mas menor do que as reduções implícitas para a América do Norte ou a União Europeia, de mais de 37% e 29%, respectivamente (vide tabela 1.3). Infelizmente, de acordo com o Climate Action Tracker, no momento da redação deste capítulo, apenas 4 das 40 jurisdições pesquisadas propuseram emissões até 2030 que refletissem um esforço compatível com a meta de limitar o aquecimento a 1,5°C^b (Climate Analytics e NewClimate Institute, 2022). Além disso, a obrigação dos países membros limita-se a informar o compromisso e a cumprir determinados requisitos de informação e transparência, mas não há mecanismos formais de sanção em caso de descumprimento dos compromissos assumidos.

Por outro lado, a definição de emissões em nível nacional pode levar a ineficiências na ausência de um mercado de carbono. Em geral, as estratégias individuais não coincidem com a estratégia ideal em uma escala mais agregada. O comércio de energia e as possibilidades de definir metas em escala regional poderiam resultar em uma melhor especialização internacional da produção e da alocação, em termos de onde a energia é produzida (um exemplo simples de três países hipotéticos é mostrado no apêndice do capítulo disponível on-line para ilustrar esse ponto). O desenvolvimento de um mercado de carbono também contribuiria favoravelmente nesse sentido.

Por fim, um ponto fraco do Acordo é que ele não constitui uma instância para uma discussão explícita e concreta sobre a distribuição global dos esforços de redução de emissões, uma questão que é difícil de ser abordada de forma absoluta.

a. Além disso, de acordo com a edição mais recente do Net Zero Tracker (uma plataforma que monitora o cumprimento dos compromissos), 150 países propõem a meta de emissões líquidas zero no longo prazo. Esses países juntos representam 92% da produção, 88% das emissões e 89% da população (Lang et al., 2023).

b. Os quatro países foram Butão, Filipinas, Noruega e Reino Unido.





A preocupação ambiental tem sido o impulsor original da transição energética, mas isso não significa que o progresso tecnológico não esteja desempenhando um papel fundamental

O fato de a preocupação ambiental ter sido o impulsor original da transição energética não significa que o progresso tecnológico – motivação habitual dos fenômenos transformacionais da economia - não esteja desempenhando um papel fundamental e crescente para o futuro.

Pilares da transição energética

Os cenários globais de transição energética são um tópico que tem recebido muita atenção, sendo as projeções da AIE uma das mais comumente referidas⁵. Essa instituição apresenta três cenários. O primeiro é o cenário de “políticas atuais”, que, como o próprio nome sugere, baseia-se nas políticas governamentais atualmente implementadas ou em desenvolvimento (e não nos compromissos assumidos nos termos das NDCs). O segundo cenário é o dos “compromissos anunciados”, no qual se assume que todos os objetivos declarados pelos governos sejam cumpridos integralmente e nos prazos previstos, mesmo que atualmente não haja políticas implementadas para alcançá-los. Por fim, o cenário de “emissões líquidas zero até 2050” (net zero) estabelece as etapas necessárias para alcançar a estabilização do aumento da temperatura global em 1,5°C, bem como o acesso universal à eletricidade e a sistemas energéticos modernos até 2030.

Nesse aspecto, houve indiscutivelmente um progresso notável. Talvez o exemplo mais destacável seja a redução considerável no custo da geração de eletricidade a partir de fontes renováveis não convencionais, especialmente a solar. Em 2009, o custo nivelado da geração de eletricidade a partir de painéis solares era de US\$ 359 por megawatt-hora (MWh); em contraste, o de uma usina elétrica a carvão era de US\$ 111 por MWh. Dez anos depois, os valores são de US\$ 40 e US\$ 109, respectivamente⁵. Em uma década, a fonte solar passou de uma das mais caras para se tornar a mais barata. Isso introduz um incentivo econômico para a incorporação de fontes renováveis na geração de eletricidade. Como será visto mais adiante, mesmo em cenários em que a consideração ambiental não é uma prioridade, espera-se uma penetração significativa das fontes eólica e solar por razões de custo econômico.

Em 2022, as emissões globais alcançaram cerca de 37 GtCO₂. No cenário de políticas atuais, elas diminuiriam para 35 GtCO₂ em 2030 e até 30 GtCO₂ em 2050. No cenário dos compromissos anunciados, as emissões reduziriam para 31 GtCO₂ em 2030 e depois para 12 GtCO₂ em 2050. Por fim, no cenário net zero, as emissões cairiam para 24 GtCO₂ em 2030 até atingir zero líquido em 2050 (AIE, 2023n).

Como se comporta a oferta de energia em cada um desses cenários? O gráfico 1.1 apresenta informações sobre isso, destacando três aspectos.

Em primeiro lugar, o cenário net zero exige uma redução na oferta global de energia, passando de 632 exajoules (EJ) em 2022 para 541 EJ em 2050. Em contrapartida, o cenário político atual mantém o crescimento histórico da produção de energia (até 725 EJ em 2050).

⁵ O custo nivelado de energia pode ser considerado como o preço médio pelo qual a eletricidade gerada por uma usina deve ser vendida para recuperar seus custos totais (construção e operação) durante sua vida útil. Obviamente, os custos associados à geração solar e eólica variam significativamente dependendo de fatores ambientais, como a irradiação solar. Esses resultados representam valores médios e não consideram os custos associados ao tratamento da intermitência inerente a essas fontes (vide capítulo 4).

⁶ É importante ter em mente que esses cenários não são previsões, mas sim marcos de referência para articular ações climáticas que, em conjunto, são consistentes com um objetivo climático, neste caso, o de emissões líquidas zero. Por sua vez, essa referência a emissões líquidas zero é consistente com o objetivo do Acordo de Paris de manter as temperaturas abaixo de certos limites críticos (Fankhauser et al., 2022).

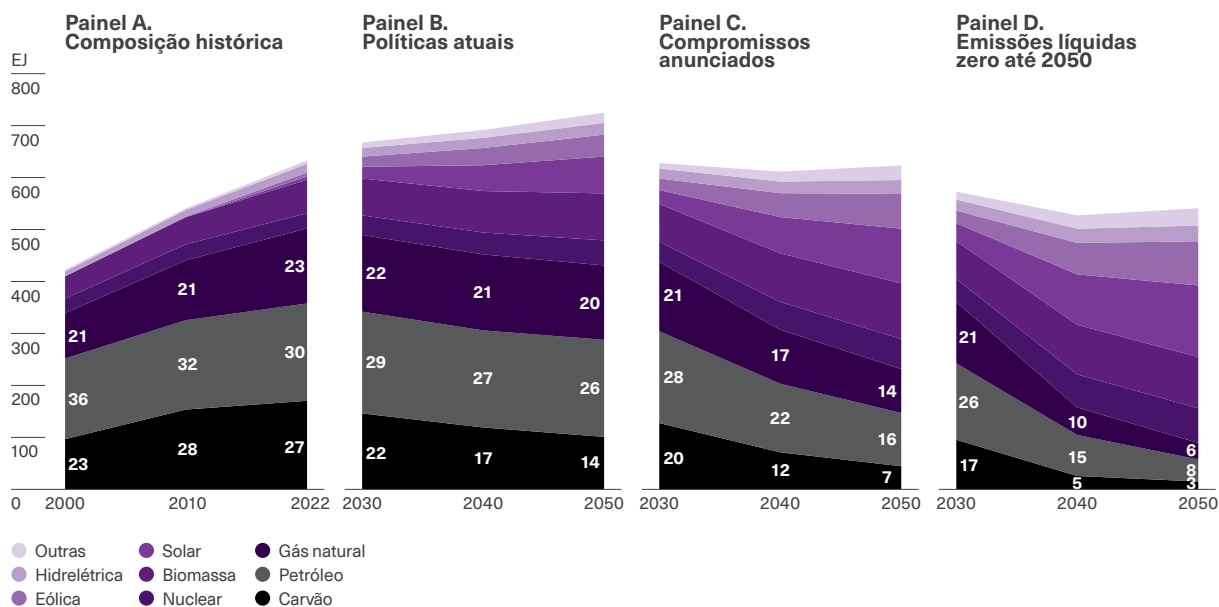
Em segundo lugar, o cenário net zero é caracterizado por uma forte queda nos níveis absolutos e relativos das fontes de energia fóssil. Contudo, a produção de petróleo, gás e até carvão não desaparece completamente. Especificamente, a contribuição do carvão passa de 27% em 2022 (170 EJ) para 3% (15 EJ) em 2050; a do petróleo, de 30% (187 EJ) para 8% (42 EJ) e a do gás, de 23% (145 EJ) para 6% (32 EJ)⁷. A presença de fontes fósseis em 2050 no cenário net zero deve-se, entre outras razões, à intermitência das fontes renováveis não convencionais e à existência de setores de difícil eletrificação, como o transporte de cargas pesadas (vide capítulo 8) e determinadas indústrias, especialmente aquelas que precisam gerar altas temperaturas em seus processos de produção, como

a metalurgia (vide capítulo 6). Isso destaca a importância do desenvolvimento de tecnologias de captura de carbono ou de produção de hidrogênio verde, que possam desempenhar um papel importante no atendimento às demandas de energia de indústrias e processos de difícil eletrificação.

● ●
O cenário net zero para 2050 é caracterizado por uma forte queda nos níveis absolutos e relativos das fontes de energia fóssil. Contudo, a produção de petróleo, gás e até carvão não desaparece completamente

Gráfico 1.1

Oferta total de energia no mundo, de acordo com a fonte



Nota: O cenário de políticas atuais mostra a trajetória da oferta que essas políticas implicam. O cenário de compromissos anunciados pressupõe que todas as metas declaradas pelos governos sejam cumpridas integralmente e nos prazos previstos, incluindo as metas de acesso à energia e de emissões zero no longo prazo. O cenário de emissões líquidas zero para 2050 traça o caminho a seguir para alcançar a estabilização do aumento da temperatura global em 1,5°C e o acesso universal à eletricidade e a sistemas modernos de energia até 2030. Os rótulos indicam a participação em relação ao total no ano da mudança de década. A categoria biomassa inclui o uso tradicional de biomassa e biomassa para biocombustíveis sustentáveis. A participação da primeira dessas subcategorias é reduzida de 4% em 2022 para 0% em 2050, no cenário de emissões líquidas zero, enquanto a segunda subcategoria aumenta sua contribuição de 7% para 18% entre 2022 e 2050 no mesmo cenário.

Fonte: Elaboração própria com base na AIE (2021f, 2023x).

7 No cenário da política atual, a participação das fontes fósseis também cai (ligeiramente), mas não a produção em termos absolutos de petróleo e gás, que até aumenta entre 2020 e 2050 (de 173 EJ para 197 EJ e de 137 EJ para 149 EJ, respectivamente).

Por fim, o cenário net zero é caracterizado por um crescimento significativo na contribuição de fontes renováveis não convencionais, principalmente solar e eólica. A energia solar passa de 1% (7 EJ) da produção em 2022 para 26% (138 EJ) em 2050, enquanto a eólica passa de 1% (8 EJ) para 16% (84 EJ). A penetração da energia solar e eólica também ocorre no cenário de políticas atuais, mas a uma taxa consideravelmente menor, chegando a representar em conjunto 16% da produção de 2050 nesse cenário.

O aumento da geração de energia a partir dessas fontes renováveis, dada a sua intermitência, exige o crescimento da capacidade de armazenamento. Embora o armazenamento de eletricidade em baterias tenha se acelerado bastante nos últimos anos (painel A do gráfico 1.2), ainda está longe de atingir

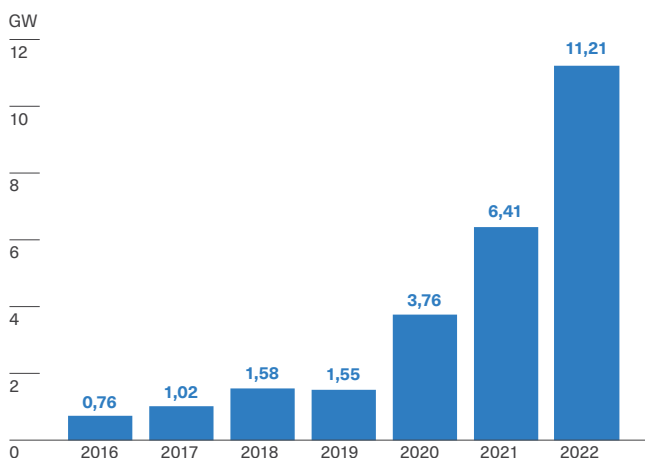
os níveis necessários para garantir a segurança do fornecimento de energia, especialmente na trajetória do cenário net zero com ampla penetração das fontes solar e eólica. De fato, de acordo com o cenário net zero, espera-se que a capacidade global de baterias em larga escala atinja 1.000 gigawatts (GW) até 2030, 23 vezes a capacidade atual (45 GW) (vide painel B do gráfico 1.2).

A nova transição energética envolve muito mais do que a substituição de fontes fósseis por energia solar e eólica. No gráfico 1.3, é possível observar quatro pilares: eletrificação; eficiência energética e mudanças comportamentais; desenvolvimento de combustíveis com emissões baixas ou nulas; e desenvolvimento de tecnologias de captura e armazenamento de carbono (CAC)⁸.

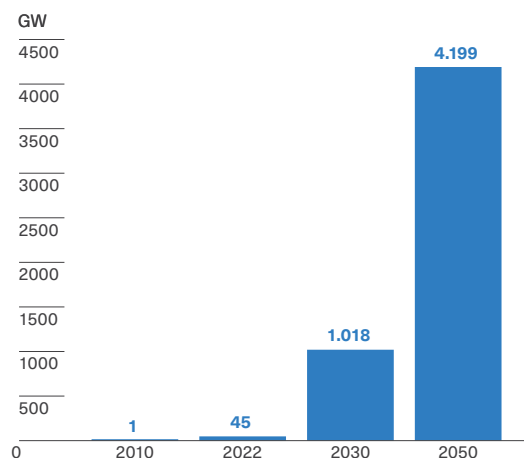
Gráfico 1.2

Crescimento da capacidade global de armazenamento de baterias e níveis projetados no cenário de emissões líquidas zero

Painel A.
Aumento anual da capacidade de armazenamento das baterias



Painel B.
Capacidade de armazenamento das baterias



Fonte: Elaboração própria com base na AIE (2023b, 2023n).

⁸ Espera-se também que a energia nuclear desempenhe um papel na transição energética. Como visto no cenário net zero, a importância dessa fonte mais do que dobra em relação ao seu valor em 2020. No caso da região, no entanto, sua relevância será mais limitada.



A nova transição energética se baseia nestes pilares: substituição de fontes fósseis por energia de baixa emissão, eletrificação; eficiência energética e mudanças comportamentais; desenvolvimento de combustíveis de baixas emissões; e desenvolvimento de tecnologias de CAC

A importância da eletricidade cresce com a transição energética. Hoje, a eletricidade cobre aproximadamente 20% da demanda de energia; no cenário de emissões líquidas zero, espera-se que a eletricidade cubra 53% (183 EJ) até 2050. Obviamente, a eletrificação por si só não reduzirá as emissões, pois grande parte desse tipo de energia é gerada a partir de fontes fósseis. No cenário net zero, espera-se que 71% da eletricidade seja baseada nas fontes solar e eólica (130 EJ) e 11% na hidráulica (20 EJ); em contrapartida, apenas cerca de 1% da eletricidade seria proveniente de fontes fósseis. Essa eletrificação verde apresenta desafios importantes (vide capítulo 5)⁹.

A eficiência energética e a mudança comportamental dos consumidores são outros componentes fundamentais dessa transição. Como foi visto, o cenário de emissões líquidas zero implica uma diminuição na oferta de energia. Para não comprometer o crescimento econômico, é necessário reduzir as necessidades de energia por unidade de produto, termo conhecido como intensidade energética. De acordo com o cenário net zero, em 2050, a intensidade energética do setor produtor de energia será um terço de seu valor atual; a do setor de transporte, metade; a da indústria, 44% menor; e a da construção, 38% menor¹⁰ (vide painel B do gráfico 1.3).

Como visto acima, as fontes fósseis não desaparecem completamente no cenário de emissões líquidas zero. Isso implica a disponibilidade da tecnologia de captura, uso e armazenamento de carbono (CUAC). Com efeito, estima-se que até 2050 serão capturados cerca de 6 GtCO₂ globalmente, 62% dos quais seriam provenientes do uso de combustíveis fósseis e processos industriais (vide painel C do gráfico 1.3).

Por fim, o desenvolvimento e a penetração de novos combustíveis, como o hidrogênio de baixa emissão e os biocombustíveis, desempenharão um papel importante no caminho para um mundo com emissões líquidas zero. Por exemplo, espera-se que o consumo de hidrogênio quadruple (de 95 milhões de toneladas em 2022 para mais de 400 milhões de toneladas em 2050). Espera-se também que isto represente, no cenário de emissões líquidas zero, 96% da demanda total de hidrogênio em 2050, à medida que se expande para novas aplicações, com uma presença importante no transporte e na geração de eletricidade.

Todos esses pilares desempenharão um papel quantitativamente importante na redução das emissões em relação ao cenário net zero, conforme resumido no gráfico 1.4. Nele é mostrada a contribuição desses pilares no que diz respeito a essas reduções em dois cenários diferentes: o cenário de emissões zero da AIE, mencionado nesta seção, e o cenário de emissões zero da Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA, na sigla em inglês). As semelhanças entre os dois são evidentes¹¹.

9 O uso da eletricidade está fortemente concentrado na produção de hidrogênio (28%) e nas indústrias, tanto pesadas (26%) quanto leves (20%). Por sua vez, em 2050, o transporte leve representará 9% do consumo de eletricidade e o transporte pesado, 6%. Em termos do nível de importância da eletricidade como fonte de energia, destaca-se o caso dos veículos leves, setor no qual 77% do consumo de energia será proveniente da eletricidade. Esses valores se referem ao cenário net zero para 2050.

10 Como será visto no capítulo 2, essa razão energia/produto no nível agregado não está apenas associada à eficiência energética em cada um dos setores, mas também à estrutura econômica.

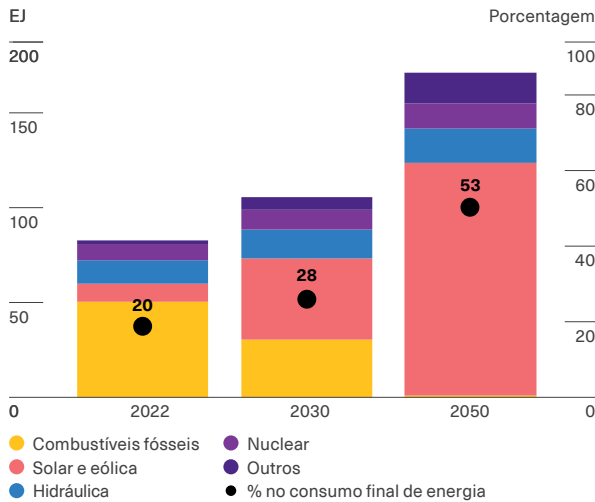
11 Existem outros cenários que podem dar mais ou menos força a esses diferentes pilares, mas, em todos os casos, são elementos constitutivos fundamentais de uma estratégia de transição energética. Por exemplo, o Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC, na sigla em inglês) considera um total de 90 cenários com pelo menos 50% de probabilidade de limitar o crescimento da temperatura em relação à era pré-industrial em 1,5°C até 2100. A AIE (2021g) compara esses cenários com o cenário de emissões zero em termos da importância desses pilares.

Gráfico 1.3

Pilares da transição energética para além da introdução de energias renováveis

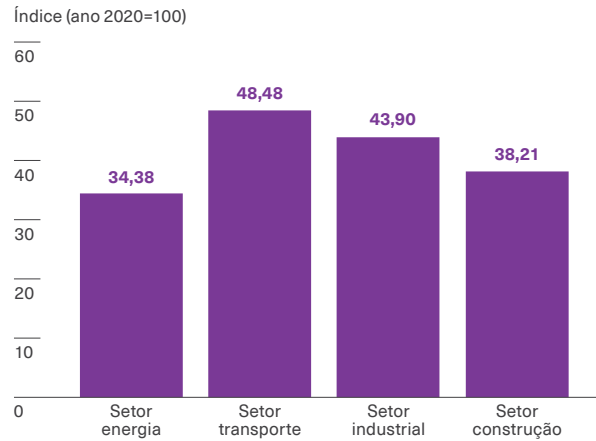
Painel A. Eletrificação

Consumo final de eletricidade no cenário de emissões líquidas zero em 2050



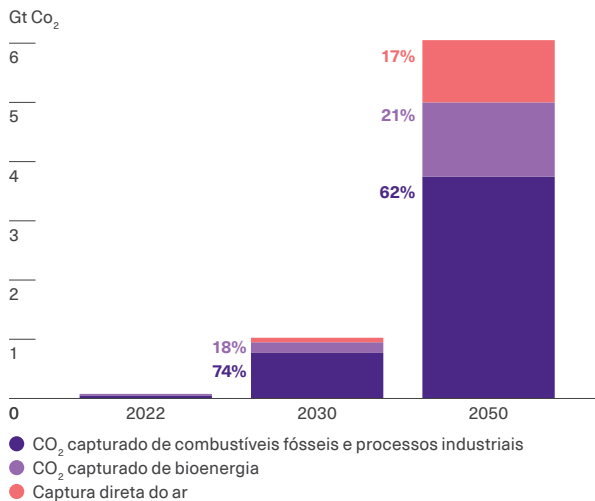
Painel B. Eficiência

Intensidade energética: razão 2050 vs. 2020 no cenário de emissões líquidas zero



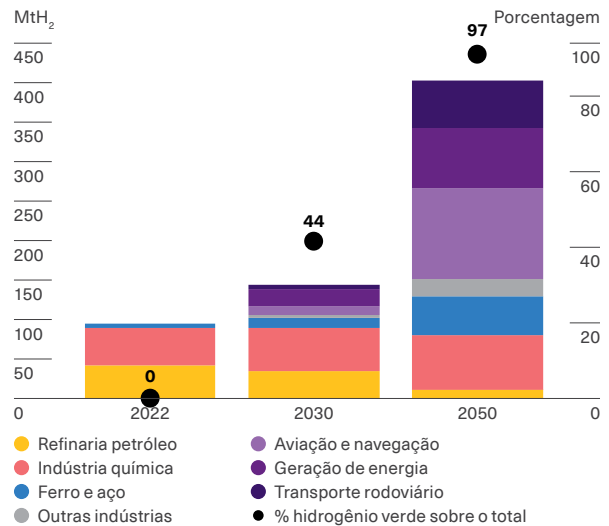
Painel C. Captura

CO₂ capturado globalmente no cenário de emissões líquidas zero em 2050



Painel D. Hidrogênio verde

Uso de hidrogênio no cenário de emissões líquidas zero em 2050



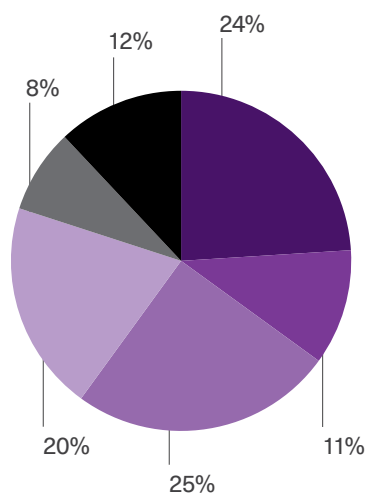
Nota: O gráfico apresenta os principais pilares da transição energética. O painel A mostra, para o cenário net zero, a eletricidade consumida (medida em exajoules) por tipo de fonte utilizada em sua geração (no eixo esquerdo) e a participação da eletricidade na demanda de energia (no eixo direito). O painel B apresenta a razão entre 2050 e 2020 da intensidade energética por setor econômico no cenário net zero: no setor de energia, a intensidade energética é medida como unidades de energia consumidas por unidade de produto; no setor de transporte, como energia consumida por veículo-quilômetro; na indústria, é medida como unidades de energia por unidade de valor agregado; e, finalmente, no setor da construção, como energia consumida por metro quadrado por ano. O painel C exibe a quantidade de CO₂ capturado (medido em gigatoneladas) no cenário net zero. Os rótulos indicam a participação de cada fonte no total de CO₂ capturado. Por fim, o painel D mostra a quantidade de hidrogênio verde (em milhões de toneladas) por uso ou aplicação no cenário net zero e a participação do hidrogênio verde no total (no eixo direito).

Fonte: Elaboração própria com base na AIE (2021f, 2023m, 2023n).

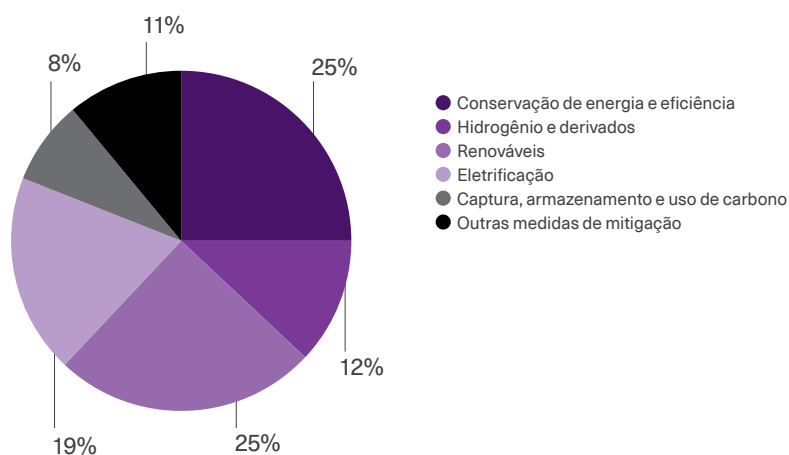
Gráfico 1.4

Contribuição dos pilares para a redução das emissões de CO₂ no cenário de emissões líquidas zero

Painel A.
Agência Internacional de Energia



Painel B.
Agência Internacional de Energias Renováveis



Nota: O gráfico mostra a contribuição relativa de cada um dos fatores na redução das emissões de dióxido de carbono nos cenários de emissões líquidas zero da AIE e da IRENA. A categoria “renováveis” refere-se ao uso de energias renováveis (eólica e solar) para geração de energia e para usos diretos em transporte e aquecimento; “conservação de energia e eficiência” inclui tanto mudanças comportamentais, que implicam menor demanda e consumo de energia, quanto mudanças nos processos de produção que aumentam a eficiência energética; “hidrogênio e derivados” inclui combustíveis sintéticos e de baixo teor fóssil, como os biocombustíveis (nas estimativas da AIE, o hidrogênio representa 4% e a bioenergia, 7%, não estando desagregados no cenário da IRENA); “captura, armazenamento e uso de carbono” refere-se ao CO₂ capturado de combustíveis fósseis e processos industriais; “outras medidas de mitigação” refere-se, no caso da AIE, a outras mudanças de combustível e, na IRENA, a outras medidas de remoção de carbono, como captura direta no ar, sequestro de carbono no solo e no oceano, florestamento ou reflorestamento e bioenergia com captura e armazenamento de carbono (BECCS, na sigla em inglês).

Fonte: Elaboração própria com base na AIE (2023n) e na IRENA (2023).

Alguns desafios no caminho para a descarbonização

Dependência de um progresso tecnológico acelerado

O caminho para uma redução significativa das emissões de GEE relacionadas à energia não está isento de desafios. O primeiro deles diz respeito à área tecnológica. Um progresso expressivo em várias

tecnologias é vital para estabelecer as bases da transição energética em tempo hábil. Embora já existam resultados encorajadores nesse aspecto, também é verdade que grande parte do caminho para o cenário net zero é construída sobre tecnologias em estado de desenvolvimento¹².

¹² Isso inclui não só mais avanços na geração de eletricidade a partir de fontes renováveis, mas também nas tecnologias de armazenamento de energia; o desenvolvimento de tecnologias de captura e armazenamento de carbono; o desenvolvimento e a introdução de combustíveis de baixa emissão nos processos de produção, bem como melhorias de eficiência e eletrificação dos consumidores, entre outros.

Especificamente, de acordo com a AIE, espera-se que 36% da redução de emissões até 2070 venha de tecnologias que estão atualmente em fase de protótipo ou demonstração e até 39% de tecnologias que estão na fase de adoção inicial. Em contrapartida, apenas 20% da redução de emissões seria proveniente de tecnologias já maduras (AIE, 2020c). A dependência de tecnologias em desenvolvimento diz respeito não apenas ao setor de produção de energia, mas também, e de forma muito importante, à indústria, ao transporte e, em menor medida, ao setor residencial. O setor público desempenha um papel fundamental na promoção desse avanço tecnológico, disponibilizando fundos para apoiar atividades de pesquisa e desenvolvimento, facilitando a cooperação e a coordenação entre vários atores, fornecendo infraestrutura pública essencial, protegendo a propriedade intelectual e melhorando os mercados financeiros e a concorrência em geral, entre outros instrumentos.



Espera-se que 36% da redução de emissões até 2070 venha de tecnologias que estão atualmente em fase de protótipo ou demonstração e até 39% de tecnologias que estão na fase de adoção inicial

Ativos fósseis

Um segundo desafio importante está associado à existência de ativos naturais e físicos ligados à energia fóssil. Um desses ativos são as próprias reservas de hidrocarbonetos, que, para muitos países da região, têm representado uma importante fonte de receitas fiscais e externas (vide capítulo 9).

Além desses ativos naturais, grande parte dos ativos físicos existentes foi projetada para operar com energia de origem fóssil. Usinas termoeletricas fósseis, fábricas de produção de cimento e aço, refinarias de petróleo, usinas de despacho, oleodutos, redes de distribuição de gás natural, bem como a maior parte da frota de transporte, são alguns dos exemplos mais relevantes.

Mesmo sem mais investimentos nesse tipo de infraestrutura e ativos, o capital físico existente geralmente tem longos horizontes de vida útil e, portanto, gerará emissões por décadas. Considerando os períodos de vida útil e de operação normal dessa infraestrutura e dos bens de capital, espera-se que sejam emitidos cerca de 750 GtCO₂ nos próximos 50 anos. Para colocar esse número em perspectiva, essas emissões são mais de 30% das causadas pelo homem desde 1850 (cerca de 2.350 GtCO₂) e representam mais de 55% da estimativa central das emissões do “orçamento de carbono”¹³ para limitar o aumento da temperatura a 2°C (da ordem de 1.350 GtCO₂).

As usinas elétricas a carvão existentes seriam responsáveis por cerca de 44% dessas emissões, enquanto outras usinas de combustíveis fósseis seriam responsáveis por mais de 10% adicionais. Por sua vez, os setores de aço e cimento contribuiriam com pouco mais de 8% cada. Outras indústrias (incluindo a química) representariam pouco mais de 9%. Por fim, o setor de transporte como um todo participaria com mais de 11% e o setor residencial, com pouco mais de 3% (vide gráfico 1.5).

Embora a existência dessa infraestrutura coloque desafios à redução das emissões, existem algumas estratégias para reduzir seu impacto.

A primeira delas é a aposentadoria antecipada ou a mudança de finalidade desses ativos. Em algum momento de sua vida útil, essas usinas podem não ser economicamente rentáveis se exigirem investimentos significativos em manutenção, combinados com o barateamento de tecnologias mais verdes ou a imposição de determinadas regulamentações ambientais. Também pode acontecer de alguns desses ativos mudarem de finalidade, por exemplo, usando a infraestrutura de distribuição de gás para transportar hidrogênio ou reorientando as usinas térmicas mais para resolver os problemas de intermitência das fontes renováveis não convencionais do que para ser o serviço padrão.

13 Com esse conceito, introduzido pelo IPCC, é designada a cota de emissões que permitiriam permanecer abaixo de uma temperatura determinada.



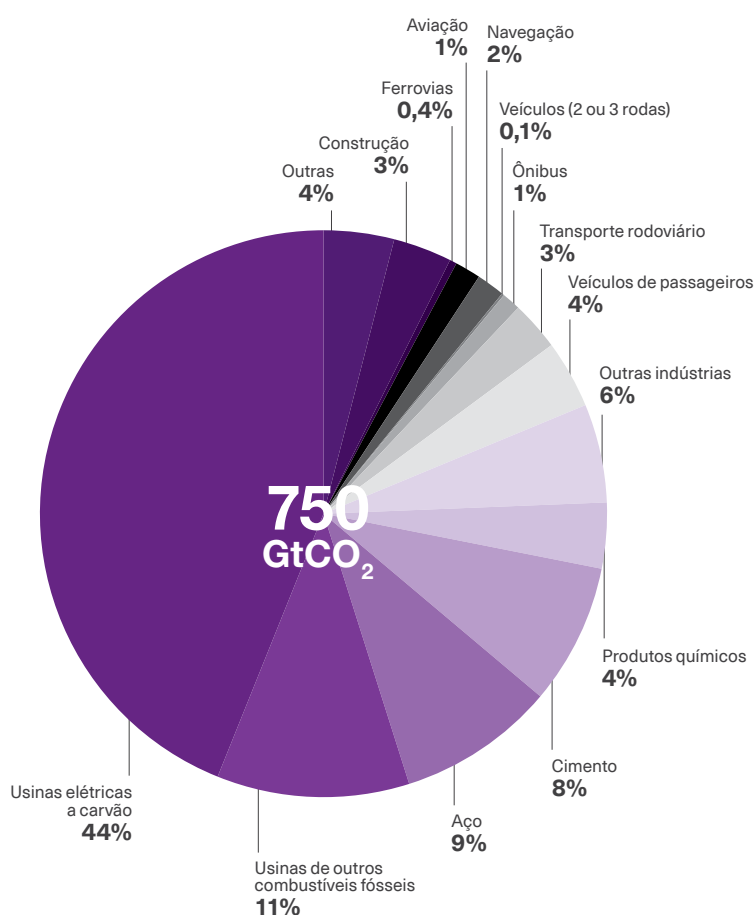
Uma segunda estratégia é a modernização ou adaptação, por exemplo, fornecendo isolamento térmico em edifícios existentes. Essa estratégia pode incluir a incorporação de tecnologias de captura, armazenamento e uso de carbono, talvez uma das mais promissoras.

Por fim, a troca ou mistura de combustível também pode ser considerada. Com pequenas modificações

ou investimentos, é possível substituir, em determinados processos e usos, combustíveis com alto teor de CO₂ por outros combustíveis ou misturas de combustíveis com menor teor. A transição de veículos a gasolina para veículos a gás é um exemplo comum. Também parece ser viável combinar biomassa em usinas a carvão ou incorporar hidrogênio e biometano na rede de distribuição de gás para reduzir seu teor de carbono.

Gráfico 1.5

Emissões globais de CO₂ entre 2019 e 2070 provenientes de infraestrutura e ativos existentes por subsetor



Fonte: Elaboração própria com base na AIE (2020c).

Minerais críticos

Um terceiro grande desafio tem a ver com a dependência de metais críticos. A eletrificação da economia e o desenvolvimento da tecnologia para energias de baixa emissão exigem quantidades significativas de determinados minerais, como cobre, cobalto, níquel e lítio. De fato, espera-se que a demanda por esses minerais aumente consideravelmente nos próximos anos. Por exemplo, de acordo com o cenário net zero, estima-se que a demanda por lítio em 2050 seja mais de 10 vezes maior que o valor em 2022 (explicado principalmente pela necessidade de baterias para a eletrificação do transporte). A demanda por outros minerais também crescerá significativamente: a de cobalto se multiplicará por três, a de níquel, por mais de dois, e a de cobre, por mais de 1,5 (vide gráfico 1.6).

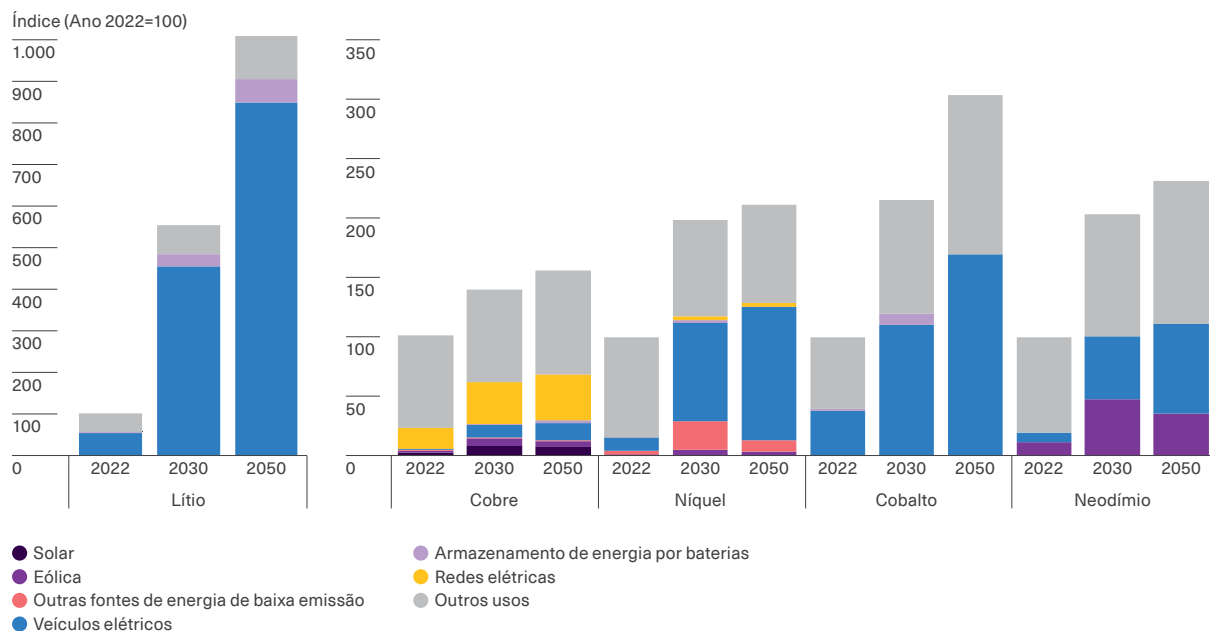


Alguns países da América Latina possuem importantes reservas de minerais críticos, razão pela qual a transição energética é uma oportunidade para se integrar a essas cadeias de valor

Alguns países da América Latina (por exemplo, Argentina, Bolívia, Chile e Peru) possuem importantes reservas desses minerais. A transição energética oferece a esses países uma oportunidade de se integrar às cadeias de valor da energia limpa e, assim, impulsionar seu desenvolvimento econômico (o capítulo 10 explora essa oportunidade e as condições para aproveitá-la mais detalhadamente).

Gráfico 1.6

Demanda por minerais críticos no cenário de emissões líquidas zero



Fonte: Elaboração própria com base na AIE (2023e).

No entanto, durante o processo de redução acelerada das emissões, essa dependência de certos minerais representa um possível obstáculo caso a oferta não consiga acompanhar a demanda. As estimativas indicam que, embora a oferta desses minerais pareça suficiente para os requisitos atuais, a longo prazo – especialmente em cenários de forte redução de emissões, como o do net zero – a demanda projetada poderia exceder a oferta, considerando as minas operacionais e projetadas (em construção). Conseqüentemente, novos investimentos são indispensáveis para aumentar oferta futura desses produtos.

Infelizmente, a oferta desses minerais tem certas características que apresentam riscos (AIE, 2021g). A primeira é que está geograficamente concentrada, o que torna o fornecimento vulnerável a várias circunstâncias, como instabilidade política ou eventos ambientais. Por exemplo, cerca de 50% da produção de cobre e lítio está localizada em áreas de alto estresse hídrico. Isso introduz restrições adicionais, pois a mineração compete com outros usos da água. A segunda característica está relacionada aos longos prazos necessários para descobrir e desenvolver projetos de mineração. Estima-se que o processo de exploração e os estudos de viabilidade podem levar mais de 12 anos e a fase de construção, de 4 a 5 anos adicionais. Os investimentos necessários para atender à demanda futura devem começar agora. Por fim, a atividade de mineração também pode causar impactos ambientais, inclusive emissões, já que ela própria é intensiva em energia. Os impactos ambientais locais (na qualidade e consumo da água e na biodiversidade, por exemplo) podem gerar resistência ao desenvolvimento dessas atividades (Purdy e Castillo, 2022).

Algumas estratégias podem ajudar na confiabilidade do fornecimento de minerais críticos no médio e longo prazo¹⁴. Em primeiro lugar, é necessário promover o investimento e a diversificação da nova oferta, o que pode ser feito por meio de apoio financeiro, simplificação de procedimentos e fortalecimento dos centros de estudos geológicos. Em segundo

lugar, é necessário implementar boas práticas para reduzir o impacto ambiental e social da atividade de mineração. Um bom sistema regulatório geralmente favorece a adoção dessas boas práticas. Por fim, a reciclagem será uma estratégia fundamental. As estimativas sugerem que a reciclagem tem o potencial de atender a 20% da demanda por esses minerais críticos nas próximas três décadas (Simas et al., 2022).

Financiamento

Um obstáculo transversal na redução das emissões é a necessidade de recursos substanciais para financiar a mitigação (e a adaptação) das mudanças climáticas. Algumas estimativas indicam que, até 2050, serão necessários investimentos globais anuais (líquidos da queda do investimento em energia fóssil) equivalentes a 1,3% do PIB global. Essas necessidades implicam triplicar os investimentos até 2030 em relação aos níveis atuais em todo o mundo; já para os países em desenvolvimento, significaria multiplicá-los por quatro. Setenta e cinco por cento dos investimentos estão concentrados no setor de geração e distribuição de energia limpa, sendo 38% ligados à geração, 26% às redes de abastecimento e 6% ao armazenamento (ETC, 2023a).

As estimativas para os países menos desenvolvidos geralmente sugerem maiores necessidades em termos de PIB. Por exemplo, para o período de 2015 a 2030, Rozenberg e Fay (2019) relatam, para seu cenário preferido (metas ambientais ambiciosas com bom desempenho de eficiência), investimentos em sistemas elétricos da ordem de 2,2% do PIB e cerca de 1,3% do PIB para a redução de emissões do setor de transporte¹⁵. Os mesmos autores constataam, para a América Latina, necessidades de investimento de 1,4% do PIB para sistemas elétricos e 2% para sistemas de transporte, totalizando 3,4% do PIB¹⁶. Se os investimentos em outras áreas forem adicionados e a estrutura geral for mantida, onde

14 Outras estratégias podem ser voltadas para a demanda. Em particular, a adaptação tecnológica e a substituição de materiais podem reduzir a demanda por minerais críticos. Alguns estudos constataam que esses fatores implicariam uma redução da demanda por minerais críticos da ordem de 30% (Simas et al., 2022).

15 Em seu cenário de metas ambientais ambiciosas, mas de baixa eficiência, os investimentos são de 3% e 3,3%, respectivamente.

16 Os investimentos necessários em transporte caem significativamente quando combinados com boas estratégias de planejamento urbano.

a eletricidade e o transporte representam 77% do investimento total, as necessidades de investimento ultrapassam 4% do PIB por ano, mesmo no cenário favorável de alta eficiência energética. A isso se somam os custos derivados das lacunas sociais

pré-existentes e os impactos sociais que a própria transição energética pode causar. A esse respeito, Galindo Paliza et al. (2022) relatam que os custos de lidar com esses desafios sociais podem ficar entre 5% e 11% do PIB.

A transição energética na América Latina e no Caribe

Cada país passará por uma transição energética com seu próprio ritmo, ênfase, implicações e perspectivas, respondendo à sua realidade específica. Os países da América Latina e do Caribe têm características que os diferenciam bastante dos países desenvolvidos e que condicionarão seus processos de transição.



Cada país passará por uma transição energética com seu próprio ritmo, ênfase, implicações e perspectivas, respondendo à sua realidade específica

Por um lado, há os velhos problemas de desenvolvimento: baixo crescimento, baixa produtividade,

informalidade produtiva e desigualdade. No que diz respeito à questão energética, ainda há lacunas de acesso e qualidade a serem preenchidas e, em alguns países, subsídios à energia fóssil que podem desestimular a eficiência energética e a substituição de fontes fósseis. Em termos de emissões, destaca-se a importância relativa das fontes não energéticas, especificamente aquelas associadas ao setor ASOUT. Por fim, há a questão da dotação natural: alguns países têm um potencial eólico ou solar significativo, o que lhes dá a oportunidade de atrair investimentos aproveitando a vantagem de ter energia limpa (o que em inglês é conhecido como *powershoring*¹⁷), ou importantes reservas de minerais necessários para a transição energética, enquanto outros mantêm importantes reservas fósseis que correm o risco de se tornarem ativos abandonados.

Os velhos problemas do desenvolvimento

Nas últimas décadas, o PIB per capita da região foi inferior a 30% do PIB dos Estados Unidos. Isso contrasta com a experiência dos “tigres” asiáticos, que conseguiram reduzir consideravelmente a discrepância em 50 anos. É bem sabido que, por trás dessa defasagem longa e persistente, há uma lacuna de produtividade (Álvarez et al., 2018). Isso, por sua vez, está associado a um excesso de empresas pequenas e informais e a empresas com baixo acúmulo de capital físico, humano e organizacional.

Quais são as implicações disso para a transição energética? Talvez a mais óbvia seja que, para a região, o desenvolvimento sustentável implica reduzir a disparidade de renda per capita em relação ao mundo desenvolvido, e isso só pode ser alcançado com uma taxa mais alta de crescimento econômico. O acima exposto, juntamente com o crescimento populacional, exerce pressão adicional sobre as emissões e os esforços de mitigação necessários para atingir uma determinada meta de emissões (vide capítulo 2).

¹⁷ Esse termo refere-se à descentralização da produção por meio da instalação de indústrias em países próximos aos centros de consumo que oferecem energia limpa, segura, barata e abundante para atrair investimentos.

Por outro lado, a transição energética deveria exigir processos de transformação no lado das empresas, o que requer capacidades internas que um número significativo delas pode não possuir. Por exemplo, os problemas de acesso a financiamento podem limitar o investimento em capital verde ou em processos organizacionais para melhorar a eficiência energética. Além disso, alguns trabalhos sugerem uma relação entre a qualidade das práticas de gestão e o consumo de energia das empresas (Bloom et al., 2010).

A América Latina e o Caribe não só tem uma renda per capita relativamente baixa, mas também uma distribuição de renda muito desigual. De fato, a região está entre as mais desiguais do mundo e ainda apresenta níveis significativos de pobreza. Em média, uma em cada três pessoas na América Latina é pobre e 12 em cada 100 vivem em situação de extrema pobreza (CEPAL, 2022).

Os níveis de pobreza e vulnerabilidade de setores importantes da população exigem proteção contra

as fortes mudanças distributivas que a transição energética pode gerar e se tornam, por si só, um desafio para essa transição. Por outro lado, ambos os problemas impõem certas restrições à adoção de tecnologias limpas ou energeticamente eficientes pelas famílias, seja porque elas têm limitações para financiar essas medidas, seja porque não as consideram prioritárias diante do objetivo de melhoria de sua situação econômica.

Em linha com essa última afirmação, os cálculos realizados com dados da Pesquisa Mundial de Valores (WVS, na sigla em inglês) mostram uma associação positiva entre o status socioeconômico (representado pelo nível educacional) e a prioridade dada aos problemas ambientais (em relação à situação econômica). Especificamente, uma pessoa com ensino superior completo tem 10 pontos percentuais a mais de probabilidade de priorizar a proteção ambiental em relação ao crescimento econômico do que uma pessoa com ensino fundamental incompleto (controlando pela idade e gênero)¹⁸.

Tarefas pendentes no fornecimento de energia

A discussão sobre as tarefas pendentes no campo da energia pode ser enquadrada na tríade de acesso, qualidade e preço. Em termos de acesso, a boa notícia é que houve um progresso significativo até agora neste século; no entanto, ainda há algumas lacunas específicas a serem preenchidas. No caso da eletricidade, o acesso está próximo dos níveis universais, exceto nas áreas rurais de alguns países. O acesso às redes de gás natural é mais limitado (Cont et al., 2022). Essas lacunas de acesso à energia se traduzem em comportamentos com implicações para a saúde das famílias, como cozinhar com lenha.

No início da primeira década do século XXI, considerando a média simples de 14 países, 86,5% das residências na América Latina e no Caribe tinham acesso à eletricidade, com um mínimo de 70,5% na Bolívia e um máximo de 99% no Chile. Em 2020, o

número médio subiu para 97%, com um mínimo de 87% na Nicarágua e níveis virtualmente universais na Argentina, Brasil, Chile, Costa Rica, México, Paraguai e Uruguai. Por outro lado, pesquisas domiciliares indicam que pelo menos 40% da população rural da Colômbia, Honduras, México, Nicarágua, Paraguai e Peru ainda cozinham com lenha (vide capítulo 7).



Pelo menos 40% da população rural da Colômbia, Honduras, México, Nicarágua, Paraguai e Peru ainda cozinham com lenha

18 A tabela A.1.1 do apêndice disponível on-line fornece detalhes desse exercício estatístico.

Os desafios de qualidade são mais visíveis do que os desafios de acesso. Por exemplo, a tabela 1.1 mostra a perspectiva desse problema para as empresas (de manufatura). De modo geral, a situação da região é semelhante àquela do mundo como um todo, porém mais problemática do que a dos países desenvolvidos. Quase 60% das empresas relatam ter sofrido quedas de energia elétrica com uma frequência de duas vezes por mês por aproximadamente três horas. Essas quedas resultaram em perdas equivalentes a quase 2% das vendas anuais. Nesse contexto, uma em cada três empresas da região considera os problemas no fornecimento de eletricidade como um obstáculo principal. Esse número é 40% superior ao da região da Europa e Ásia Central.

Outra característica dos mercados energéticos que merece destaque é a presença de subsídios. O gráfico 1.7 mostra que os subsídios à energia na região equivalem a 4,7% do PIB, mais que o dobro do valor observado nos países mais desenvolvidos (cerca de 2,2%).



Os subsídios à energia na região equivalem a 4,7% do PIB, mais que o dobro do valor observado nos países mais desenvolvidos

A presença desses subsídios pode promover uma alta demanda por combustíveis fósseis, com o consequente impacto sobre as emissões. Em linha com essas afirmações, existe uma associação global positiva entre o montante de subsídios e as emissões, ambas variáveis medidas como uma proporção do PIB (vide gráfico 1.8). Esses subsídios podem, portanto, ser uma barreira no caminho para a redução das emissões.

Tabela 1.1

Comparação regional da qualidade do serviço de eletricidade segundo as empresas

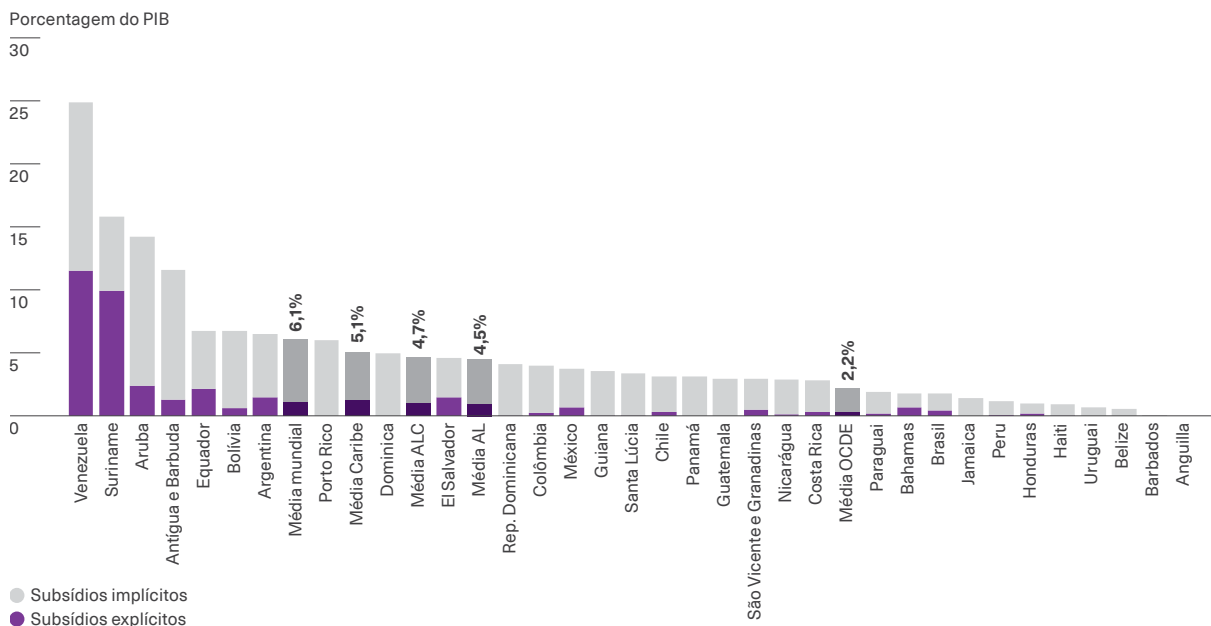
	Empresas que sofreram quedas de energia (porcentagem)	Quedas de energia em um mês típico (quantidade)	Duração média de uma queda de energia típica (horas)	Perda média devido a uma queda de energia (porcentagem de vendas anuais)	Empresas que consideram a eletricidade como principal restrição (porcentagem)
Todas as economias	49,5	4,6	4	4	30,5
Leste Asiático e Pacífico	46,3	4,8	3,6	2,9	17,1
Europa e Ásia Central	30,5	0,7	3,1	0,9	24
América Latina e Caribe	58,4	1,8	3	1,8	33,5
Oriente Médio e Norte da África	35,9	6	4,7	4,3	37
Sul de Ásia	53,2	11,7	3,6	8,4	32,1
África Subsaariana	76,1	8,8	5,6	8,5	40,3

Nota: A tabela mostra diferentes indicadores da qualidade do serviço de eletricidade de acordo com os resultados da Pesquisa Empresarial do Banco Mundial. A Tabela A.1.2 no apêndice do capítulo (disponível on-line) apresenta os mesmos indicadores para os países da América Latina e do Caribe correspondentes ao último ano da pesquisa em cada país.

Fonte: Elaboração própria com base em Banco Mundial (2023a).

Gráfico 1.7

Subsídios a combustíveis fósseis como proporção do PIB em países selecionados em 2022

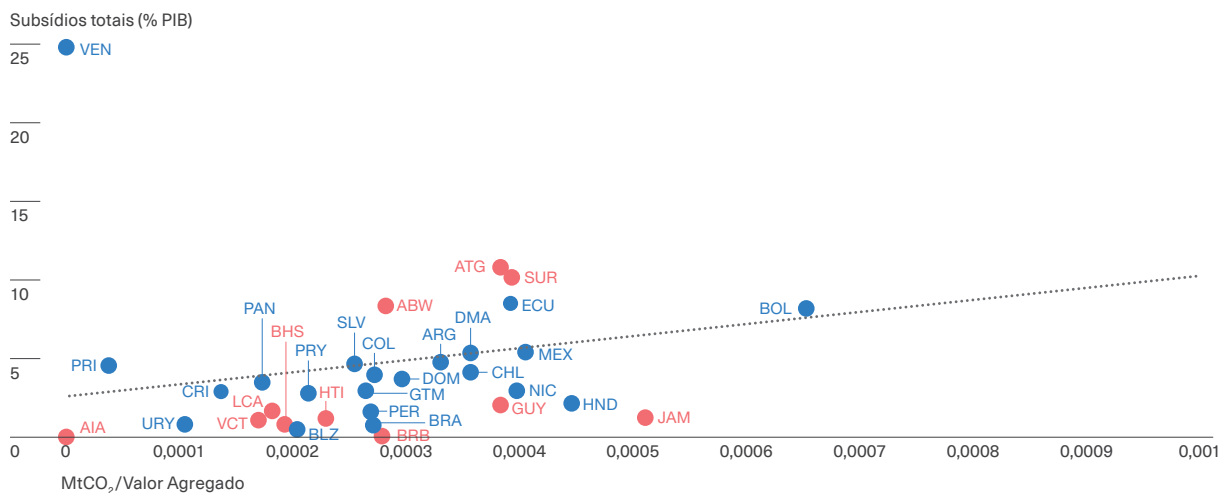


Nota: Os subsídios explícitos são a diferença entre o custo real de fornecimento e o preço cobrado diretamente. Já os subsídios implícitos abrangem a diferença entre o custo real e outros custos que não são considerados no preço final, como os custos ambientais, os impactos do congestionamento e os impostos sobre o consumo.

Fonte: Elaboração própria com base no FMI (2021).

Gráfico 1.8

Relação entre os subsídios aos combustíveis fósseis e as emissões



Nota: Os países da América Latina são mostrados em azul no gráfico, enquanto os países do Caribe são mostrados em rosa. A lista de países com seu código ISO correspondente pode ser encontrada no apêndice do capítulo disponível on-line (tabela A.1.3).

Fonte: Elaboração própria com base em Minx et al. (2021).

Dotação de recursos naturais

A transição energética implica um abandono gradual dos combustíveis fósseis e um aprofundamento na eletrificação do consumo e na geração de eletricidade a partir de fontes renováveis, especialmente eólica e solar. Essa mudança afeta a demanda por recursos naturais de diferentes maneiras. Por um lado, a demanda por recursos fósseis diminuirá devido à substituição da energia fóssil por energia renovável, afetando negativamente os países que possuem reservas desses recursos. Por outro lado, a “eletrificação verde” aumentará a demanda por determinados minerais e materiais críticos, dos quais alguns países da região têm reservas importantes.

Em termos de minerais críticos, tópico que será desenvolvido mais detalhadamente no capítulo 9, a região possui reservas relevantes de lítio (42% das reservas mundiais), particularmente no chamado “triângulo do lítio”: norte da Argentina e do Chile e sul da Bolívia. Esse mineral é um componente essencial das baterias, que serão extremamente necessárias como dispositivos de armazenamento de energia. A região também possui 31% das reservas mundiais de cobre, sendo o Peru e o Chile os países onde a maior parte se encontra. O cobre será essencial no processo de eletrificação da demanda devido às suas excelentes propriedades condutoras. A região também possui, embora em menor escala, reservas de níquel (17%), cobalto (7%) e terras-raras (17%). A exploração desses recursos e a possibilidade de participar de diferentes fases da cadeia de valor associada oferecem oportunidades para os países desenvolverem setores produtivos e gerarem empregos. Isso pode ajudar a diminuir a disparidade de renda per capita em relação aos países desenvolvidos, mencionada anteriormente.

Por outro lado, vários países da região possuem importantes reservas de petróleo e gás e, em menor escala, de carvão. As reservas comprovadas de petróleo cobririam 169 anos do consumo atual, enquanto as reservas de gás representam 27 anos do consumo atual, o que destaca o enorme potencial de geração fóssil da região. Venezuela, Guiana, Trindade e Tobago, Equador, Bolívia, Colômbia,

Brasil, Argentina e México, entre outros, possuem reservas de petróleo e gás que correm o risco de serem subexploradas devido à necessidade de avançar para um mundo com geração de energia a partir de fontes limpas¹⁹. Isso terá um impacto na produção, no emprego, nas exportações e na disponibilidade de recursos fiscais nesses países, o que, por sua vez, pode ter consequências para o conjunto da economia (vide capítulo 9).

●● Vários países da região possuem importantes reservas de petróleo e gás que correm o risco de serem subexploradas devido à necessidade de avançar para um mundo com geração de energia a partir de fontes limpas

Quanto às vantagens da produção de energia renovável, apesar de ser verdade que a água, o sol e o vento estão disponíveis em todos os países, a capacidade de gerar energia a partir deles depende, entre outras coisas, da intensidade com que esses recursos estão presentes. Mais uma vez, alguns países da região têm vantagens nesse aspecto.

Embora a América Latina e o Caribe tenha atualmente uma elevada participação na geração de energia hidrelétrica, ainda há um potencial inexplorado por essa tecnologia (vide capítulo 3). Em particular, a disponibilidade de água e as condições topográficas ao longo da Cordilheira dos Andes oferecem oportunidades para a instalação de capacidade hidrelétrica bombeada. Esses sistemas utilizam duas barragens em um curso de água para armazenar o excedente de eletricidade em épocas de abundância e fornecê-la em épocas de escassez. No entanto, a geração de energia hidrelétrica não é isenta de custos ambientais, muitas vezes tendo que desenvolver barragens que alteram os ambientes naturais e a biodiversidade a jusante.

19 Os países são ordenados do maior para o menor, considerando os anos de consumo que suas reservas implicariam.

Com relação à geração solar, a situação é heterogênea. Há países com alto potencial, como Argentina, Chile e Peru, e outros com potencial reduzido, como as ilhas do Caribe, em parte devido ao seu menor tamanho, o que restringe o espaço para o desenvolvimento de parques solares.

Por sua vez, a tecnologia eólica, na qual a região possui países com alto potencial, como Argentina e Chile, enfrenta limitações de espaço mais severas do que a solar, devido à necessidade de mais terreno

para parques eólicos. No entanto, a geração eólica marinha (*off shore*) também é uma possibilidade que pode aliviar essa restrição.

Um desafio adicional associado à produção de energia a partir de fontes renováveis é que as áreas mais adequadas geralmente estão distantes dos centros de consumo. Isso resulta em desafios adicionais de transmissão ou, em alguns casos, em ineficiências na transmissão, o que poderia tornar esses projetos economicamente inviáveis.

Composição das emissões totais

Globalmente, quase 80% das emissões de GEE são provenientes do consumo de combustíveis fósseis e processos industriais (CFPI), enquanto pouco mais de 20% são provenientes do setor ASOUT. Na região, especialmente na América Latina e, em menor escala, no Caribe, estão-se verificando mudanças significativas.

Essas diferenças são ilustradas no gráfico 1.9, que resume a composição setorial das emissões na região e, em contraste, nos países da OCDE (a tabela A.1.4 do apêndice, disponível on-line, apresenta as informações nos países da América Latina e do Caribe²⁰). O painel A do gráfico divide as emissões totais em duas categorias: ASOUT e CFPI. Essas últimas, muito mais próximas do consumo de energia²¹, estão desagregadas no painel B. Para ter uma visão temporal, o gráfico contrasta a situação no início do século com o ano de 2019²².

O painel A do gráfico mostra que as emissões de ASOUT são relativamente mais importantes na América Latina. Especificamente, em 2019, cerca

de 55% das emissões dessa região vieram do setor ASOUT, uma quantidade muito mais significativa do que os 14% no Caribe ou os 8% nos países da OCDE. No entanto, a importância desse componente vem caindo na região.



Em 2019, cerca de 55% das emissões da América Latina vieram do setor ASOUT, uma quantidade muito mais significativa do que os 14% no Caribe ou os 8% nos países da OCDE

Ao analisar as emissões de CFPI no painel B, surgem várias conclusões. A primeira é que as emissões relacionadas a edifícios, embora não sejam desprezíveis, são relativamente modestas em todas as regiões, mesmo nos países da OCDE, onde são mais importantes talvez devido à maior necessidade de aquecimento²³. Quanto às emissões fugitivas relacionadas a

20 Por sua vez, a tabela A.1.5 do apêndice mostra informações sobre o que está incluído em cada categoria e subcategoria de emissão.

21 Alguns processos industriais, como a produção de cimento, têm emissões associadas que não estão relacionados com o consumo de energia. O mesmo se aplica aos processos de gestão de resíduos. No entanto, o componente energético é, sem dúvida, o mais importante das emissões de CFPI, embora o banco de dados aqui utilizado não permita separar totalmente o componente energético do componente dos processos industriais. De qualquer forma, a compreensão das oportunidades de mitigação de emissões em processos industriais é complementar à análise da mitigação relacionada com a transição energética.

22 Por razões de disponibilidade de dados, as emissões apresentadas neste relatório são aquelas "baseadas na produção", assim chamadas porque são atribuídas ao setor e ao país de produção dos bens e serviços e não baseadas em onde e quem os consome, o que é conhecido como "emissões baseadas no consumo". Essa última visão pode fornecer novas perspectivas sobre a responsabilidade das emissões.

23 Ressalta-se que essas medições não atribuem aos consumidores finais as emissões da geração de eletricidade e outras emissões associadas aos sistemas energéticos. As residências e as empresas são importantes consumidores de eletricidade e, portanto, parte das emissões a elas relacionadas está associada a esse consumo. Conforme será mostrado no Capítulo 4, 40% da eletricidade é consumida pelas indústrias, 33% pelas residências e 20% pelo setor comercial. Se essas emissões indiretas fossem atribuídas, as emissões das indústrias e dos edifícios aumentariam claramente.

produção de energia, embora relativamente modestas, são consideravelmente mais altas na região do que nos países da OCDE. Isso pode indicar que há espaço para a redução de emissões nesse componente. Algo semelhante poderia ser dito sobre o componente de gestão de resíduos, que representa 15% das emissões de CFPI na América Latina, 12% no Caribe e apenas 3% nos países da OCDE.

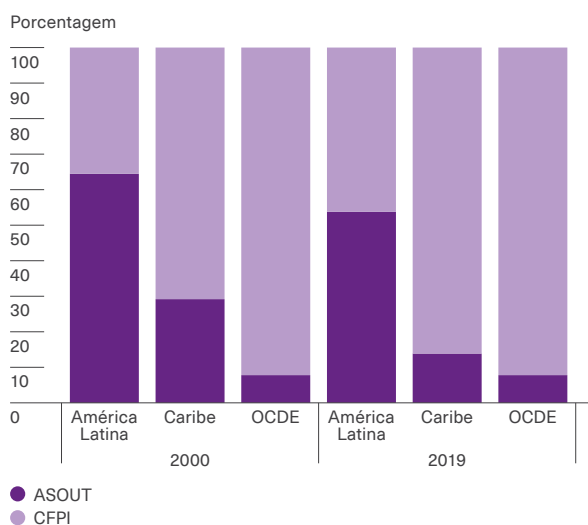
Talvez o mais destacável no painel B do gráfico seja o protagonismo dos setores de sistemas energéticos²⁴ (d descontando as emissões fugitivas), transporte e indústria. Na América Latina, o transporte lidera a

classificação, responsável por 26% das emissões de CFPI; por seu lado, a indústria é responsável por quase 24% e os sistemas energéticos (deduzidas as emissões fugitivas), por quase 23%. A presença relativamente grande de fontes de energia hidrelétrica poderia estar por trás da menor contribuição dessa área para as emissões na América Latina. No Caribe, onde há maior presença de fósseis na matriz elétrica, a área de sistemas energéticos (excluindo as emissões fugitivas) lideram a classificação, com 33% das emissões por CFPI, semelhante ao da OCDE. No Caribe, as indústrias são responsáveis por 30% e o transporte, por 12%.

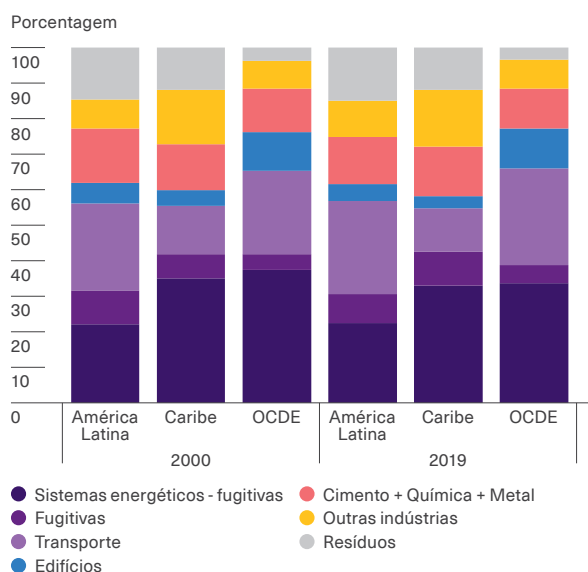
Gráfico 1.9

Decomposição das emissões na América Latina, no Caribe e nos países desenvolvidos em 2000 e 2019

Painel A.
Emissões totais do setor ASOUT e por CFPI



Painel B.
Emissões totais desagregadas por CFPI



Nota: As emissões ASOUT abrangem as emissões do setor agrícola, silvicultura e de outros usos da terra. O apêndice do capítulo disponível on-line descreve os componentes das emissões por CFPI (tabela A.1.5) e fornece uma lista dos países que compõem cada grupo.

Fonte: Elaboração própria com base em Minx et al. (2021).

²⁴ As emissões dos sistemas energéticos normalmente incluem emissões de eletricidade e aquecimento, emissões fugitivas de petróleo e gás, refino de petróleo e outros sistemas (vide tabela A. 1.4 no apêndice do capítulo 1, disponível on-line). O gráfico 1.9 separa as emissões fugitivas das emissões energéticas para destacar sua importância relativa na região.

Tabela 1.2

Emissões por CFPI por unidade de produto em 2000 e 2019

País ou região	Emissões CFPI/PIB		Variação média anual (porcentagem)	
	2000	2019		
Antígua e Barbuda	1,08	1,39		1,33
Argentina	1,20	1,61		1,54
Bahamas	0,81	0,81		0,01
Barbados	0,93	1,19		1,32
Belize	1,05	1,27		1,00
Bolívia	2,14	3,52		2,61
Brasil	1,04	1,45		1,75
Chile	1,34	1,72		1,31
Colômbia	1,45	1,68		0,77
Costa Rica	0,57	0,70		1,06
Cuba	1,95	1,42		-1,66
Dominica	0,82	1,44		2,94
Equador	1,48	2,10		1,86
El Salvador	1,11	1,45		1,41
Granada	0,72	0,90		1,16
Guatemala	1,05	1,83		2,90
Guiana	1,53	1,69		0,55
Haiti	0,90	2,42		5,20
Honduras	1,62	2,79		2,88
Jamaica	2,11	2,50		0,89
México	1,50	2,06		1,69
Nicarágua	1,90	2,47		1,38
Panamá	0,76	0,80		0,22
Paraguai	0,70	1,21		2,92
Peru	1,15	1,35		0,84
República Dominicana	1,55	1,50		-0,17
São Cristóvão e Neves	0,71	0,72		0,11
Santa Lúcia	0,66	0,90		1,64
São Vicente e Granadinas	0,68	0,80		0,86
Suriname	1,55	1,74		0,61
Trindade e Tobago	5,19	8,27		2,45
Uruguai	0,44	0,83		3,33
América Latina	1,23	1,67		1,59
Caribe	2,06	2,25		0,46
Suíça	0,22	0,22		-0,01
OCDE	1,00	1,00		-

Nota: A tabela compara as emissões por unidade de produto de cada país ou região com a OCDE. Para isso, em primeiro lugar, foi calculado a razão entre as emissões de GEE (medidas em milhões de toneladas de CO₂ equivalente) e o PIB de cada país (em milhares de dólares constantes de 2010). Em segundo lugar, foi calculada a razão entre o valor obtido para cada país ou região e o da OCDE. Assim, um valor maior (menor) que 1 indica que o país tem emissões maiores (menores) por cada US\$ 1.000 de produto em comparação com a média da OCDE. Os valores regionais foram obtidos a partir da agregação de emissões e produto de uma amostra de países que compõem a região. A seleção de países para a América Latina e o Caribe e para a OCDE foi feita para garantir a comparabilidade com a tabela 2.1 e o gráfico 2.2, respectivamente (vide capítulo 2 deste relatório). A tabela também mostra como a razão variou entre 2000 e 2019. Para isso, foi calculada a variação média anual (logarítmica) do período, que é obtida como a diferença do logaritmo da razão em 2019 e em 2000, dividida pelo número de anos no período. A lista de países que compõem cada grupo pode ser consultada no apêndice do capítulo disponível on-line.

Fonte: Elaboração própria com base em Minx et al. (2021) e no Banco Mundial (2023c).

A contribuição relativamente menor das emissões associadas a CFPI em comparação com o mundo desenvolvido pode sugerir que, em termos de uso de energia e processos industriais, a América Latina e o Caribe possui práticas e tecnologias relativamente amigáveis ao meio ambiente. De fato, quando comparada aos países desenvolvidos, uma unidade de produto na região é mais cara em termos de emissões de GEE provenientes de CFPI (vide tabela 1.2).

Em 2019, a obtenção de uma unidade de produto custou, em termos de emissões por CFPI, 1,67 vezes mais na América Latina e até 2,25 vezes mais no Caribe do que nos países da OCDE. Se comparada à Suíça, um país líder dentro da OCDE, a América Latina emite mais de 7 vezes por unidade de produto e o Caribe quase 10 vezes. Ainda mais importante é

que a diferença em relação aos países desenvolvidos aumentou. Isso não significa que as emissões por unidade de produto tenham aumentado na região; na verdade, elas caíram, mas não à velocidade com que caíram nos países desenvolvidos. Como será visto no capítulo 2, um declínio significativo nas emissões por unidade de produto é o fator-chave para o desacoplamento²⁵.



A obtenção de uma unidade de produto custou, em termos de emissões por CFPI, 1,67 vezes mais na América Latina e até 2,25 vezes mais no Caribe do que nos países da OCDE

Para onde vamos?

Como ponto de partida para um olhar para o futuro, esta seção apresenta os compromissos de emissões que os países da região expressaram em suas contribuições nacionalmente determinadas (NDCs). O capítulo é encerrado com informações sucintas sobre os cenários energéticos da região.

Compromissos energéticos

As NDCs são os compromissos assumidos pelos estados signatários da UNFCCC no âmbito do Acordo de Paris. No momento da redação deste capítulo, dos 33 países da região que enviaram uma NDC ao Secretariado da UNFCCC, 21 têm uma meta explícita de redução de emissões de GEE para 2030²⁶. Esses países representam mais de 80% das atuais emissões de GEE da região.

Conforme mostrado na tabela 1.3, todos os países da região com metas explícitas de emissões se comprometeram a emitir um máximo de 2.952 megatoneladas de CO₂ equivalente até 2030²⁷, ou seja, 10,8% a menos do que as emissões do mesmo grupo de países em 2020. Essa redução é superior ao total prometido pelos países com metas explícitas em suas NDCs, mas consideravelmente inferior às das regiões desenvolvidas como a Oceania (44,6%), a América do Norte (37,4%) ou a União Europeia (29,5%). Algumas regiões, como a África, pelo contrário, apresentam emissões mais elevadas em suas NDCs do que atualmente. No entanto, conforme será exposto no capítulo 2, essa redução de emissões contempla esforços de mitigação comparáveis entre a região e o mundo desenvolvido em um contexto de transição justa, na qual se considera uma redução das disparidades de PIB per capita entre a região e os países mais ricos.

²⁵ É claro que as emissões por unidade de produto dependem de fatores que vão além da esfera energética e, em particular, da baixa produtividade da região. Melhorar a produtividade das empresas e do conjunto da economia tenderia a reduzir as emissões em relação ao PIB e se tornaria um fator-chave do desacoplamento.

²⁶ Embora os países membros do Acordo devam apresentar uma NDC ao secretariado da UNFCCC a cada cinco anos, eles podem, a qualquer momento, alterar ou atualizar sua NDC vigente com vistas a aumentar o nível de ambição de suas metas, de modo que a frequência de revisão e atualização varia de país para país.

²⁷ Consulte a tabela A.1.6 do apêndice disponível on-line para obter mais informações em nível de países.





Os países da região se comprometeram a emitir um máximo de 2.952 megatoneladas de CO₂ equivalente até 2030, ou seja, 10,8% a menos do que as emissões do mesmo grupo de países em 2020

Além desses compromissos em emissões globais, a maioria dos países tem compromissos específicos

em matéria de energia. Esses compromissos são de natureza muito variada e incluem, entre outros, porcentagens de geração de eletricidade a partir de fontes renováveis²⁸, medidas políticas para a gestão e eficiência energética da demanda, metas de eletrificação da frota de veículos, substituição de combustíveis fósseis por etanol, redução de emissões fugitivas do subsetor de petróleo e gás, promoção do acesso universal a fontes de energia adequadas e modernização dos marcos regulatórios (vide tabela A.1.7 do apêndice disponível on-line).

Tabela 1.3

Compromissos assumidos de emissões de GEE até 2030

Região	Número de países ^{a/}	Varição emissões GEE 2010-2020 (porcentagem)	Emissões GEE 2020 (MtCO ₂ eq) ^{b/}	Emissões GEE 2030-NDC (MtCO ₂ eq) ^{c/}	Varição emissões GEE 2020-2030 (porcentagem)
África	37	19,2	3.023	3.805	25,9
América do Norte	2	-14,7	6.021	3.766	-37,4
América Latina e Caribe	21	-15,5	3.293	2.952	-10,8
Ásia (sem China e Índia)	19	19,5	5.598	6.081	8,6
China	1	24,4	12.296	12.804	4,1
Índia	1	22,7	3.167	3.910	23,5
Oceania	6	3,1	703	390	-44,6
União Europeia	27	-20,1	2.957	2.085	-29,5
Restante da Europa	19	4,9	2.750	3.927	42,8
Total	133	5,7	39.807	39.720	-0,3

Nota: A tabela apresenta uma medida da ambição das NDCs dos países em nível regional. a/ Os valores por região foram obtidos a partir da agregação de uma amostra de países. b/ O nível de emissões líquidas em 2020 inclui os mesmos setores que são considerados na meta declarada por cada país em sua NDC para 2030. c/ As emissões líquidas de GEE para 2030 foram estimadas aplicando a meta de mitigação ao nível de emissões de base declarado (no ano de referência ou em um cenário sem alterações [BAU, na sigla em inglês]). São consideradas as emissões dos setores incluídos na meta e, para os países que não especificam os setores, presume-se que a meta abranja todos os setores (incluindo uso da terra, mudança no uso da terra e silvicultura [LULUCF]). Vide os esclarecimentos da tabela 1.3 no apêndice do capítulo (disponível on-line) para obter mais detalhes sobre a metodologia utilizada nas estimativas e os países incluídos em cada região.

Fonte: Elaboração própria com base em Brasiolo et al. (2023), Climate Analytics e New Climate Institute (2023), Climate Watch (2023a, 2023b), Hattori et al. (2022) e Secretaria da UNFCCC (2023).

²⁸ No que diz respeito à porcentagem de eletricidade gerada a partir de fontes renováveis, os números também variam: em Antígua e Barbuda é de 86%; no Chile, 80%; na Costa Rica, 100%; em Cuba, 24%; na Dominica, 100%; em El Salvador, 80%; na Guatemala, 80%; na Guiana, 100%; na Nicarágua, 60%; em São Cristóvão e Neves, 100%; e no Suriname, 35%.

Por fim, destaca-se que as NDCs representam compromissos estabelecidos para o ano de 2030. Para um horizonte de tempo mais longo, muitos dos países do mundo se comprometem com uma meta mais ambiciosa: emissões líquidas zero. Isso implica que os esforços de mitigação precisam ser ainda maiores após 2030. Preparar-se hoje para esse futuro será fundamental para obter o equilíbrio certo entre os benefícios e os custos da transição energética.

Alguns cenários para a região

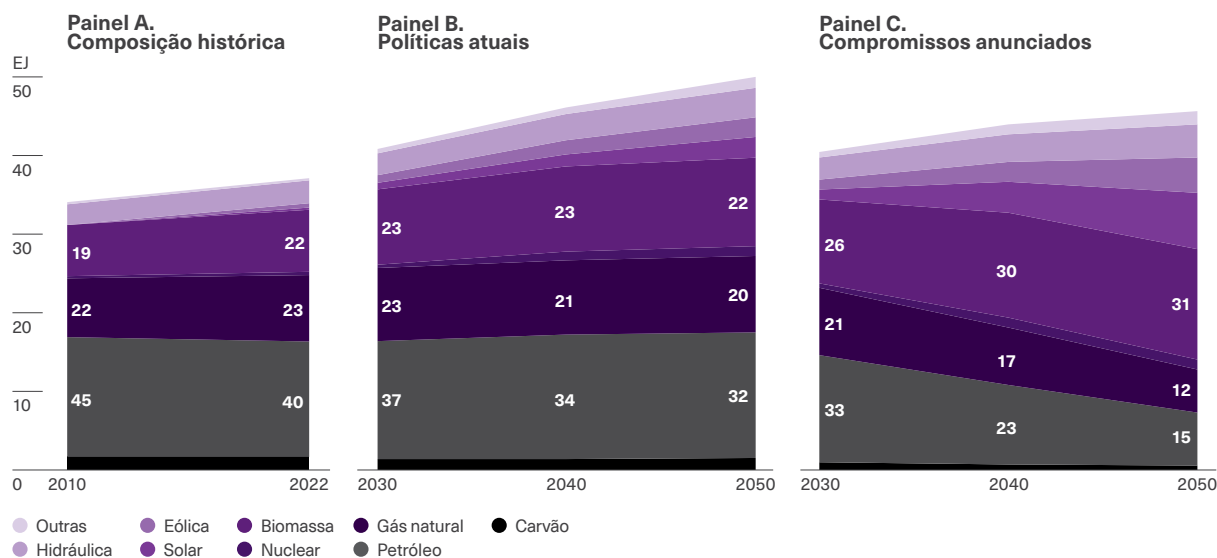
Poucos estudos exploraram cenários específicos dos sistemas energéticos para os países da América Latina e do Caribe. Esta seção apresenta cenários para a região elaborados pela AIE²⁹. Em particular,

a Agência estimou resultados para cenários de políticas atuais e de compromissos anunciados. Os gráficos 1.10, 1.11, 1.12 e 1.13 refletem informações a esse respeito.

Tal como acontece globalmente, os cenários indicam uma penetração de fontes renováveis não convencionais no cenário político atual, embora ainda mais relevante no caso dos compromissos assumidos, em que a importância conjunta das fontes solar e eólica chega a 26%. Assim como globalmente, no cenário de compromissos anunciados, a participação das fontes fósseis é reduzida, mas elas ainda têm uma participação significativa. Talvez as maiores diferenças em relação ao cenário global sejam o maior peso da biomassa para biocombustíveis sustentáveis na região (31% em 2050 contra 16% no mundo no cenário de compromissos anunciados) e a menor participação da energia nuclear (gráfico 1.10).

Gráfico 1.10

Oferta total de energia na América Latina e no Caribe



Nota: O gráfico mostra como a oferta de energia na América Latina e no Caribe é composta por fonte hoje e nos atuais cenários políticos e compromissos anunciados pela AIE. Os rótulos indicam a participação de cada fonte em relação ao total em cada ano da mudança de década. A categoria de biomassa inclui o uso tradicional de biomassa e biomassa para biocombustíveis sustentáveis. A participação da primeira dessas subcategorias diminui de 4% em 2022 para 0% em 2050 no cenário de compromissos anunciados, enquanto a participação da segunda subcategoria aumenta de 18% para 31% entre 2022 e 2050 no mesmo cenário.

Fonte: Elaboração própria com base na AIE (2023I).

29 Um estudo em andamento, coordenado pela Diretoria de Transporte e Energia da Divisão de Infraestrutura Física e Transformação Digital (GIFTD, pela sigla em espanhol) do CAF, desenvolve uma análise abrangente de longo prazo do setor de eletricidade na América Latina com horizonte até 2050, que inclui a situação do setor, a visão de desenvolvimento de longo prazo, as tendências e desenvolvimentos e as necessidades de investimento (vide MRC Consultants e PSR, próxima publicação).

Como no restante do mundo, espera-se uma importante eletrificação na América Latina e no Caribe. Atualmente, a eletricidade representa 20% do consumo de energia. No cenário de compromissos adquiridos, representará 41% em 2050. Acompanhando essa expansão, prevê-se um crescimento muito significativo da capacidade associada às fontes solar e eólica, que representariam 43% e 19% do total, respectivamente. Espera-se que esse aumento na participação das renováveis não convencionais, por sua vez, seja acompanhado pela penetração de baterias, que, no cenário de compromissos anunciados, representariam 7% da capacidade instalada em 2050. Nessa transformação da matriz elétrica, o gás e, principalmente, a energia hidrelétrica perdem terreno relativo. No entanto, isso não significa uma redução na capacidade, já que a capacidade hidrelétrica passaria de 200 GW em 2022 para 310 GW em 2050 no cenário de compromissos anunciados.

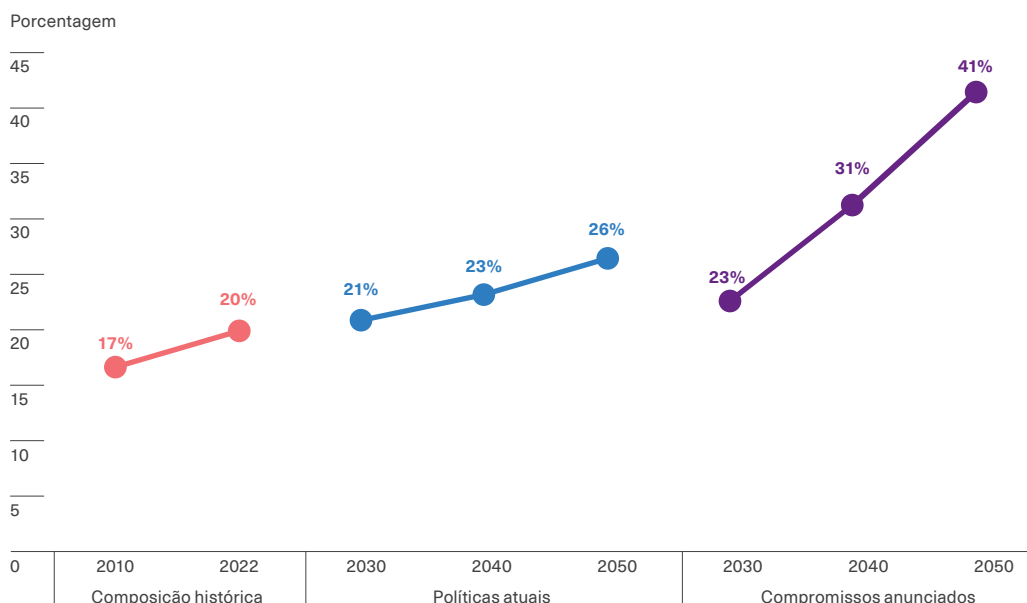


Espera-se uma importante eletrificação na América Latina e no Caribe. Atualmente, a eletricidade representa 20% do consumo de energia. No cenário de compromissos adquiridos, representará 41% em 2050

Por fim, a demanda por hidrogênio (H₂) na ALC também se expande significativamente passando de 3 megatoneladas (Mt) para 21 Mt, com um notável aumento percentual de quase 600%, superior ao crescimento da demanda global de hidrogênio nesse mesmo cenário.

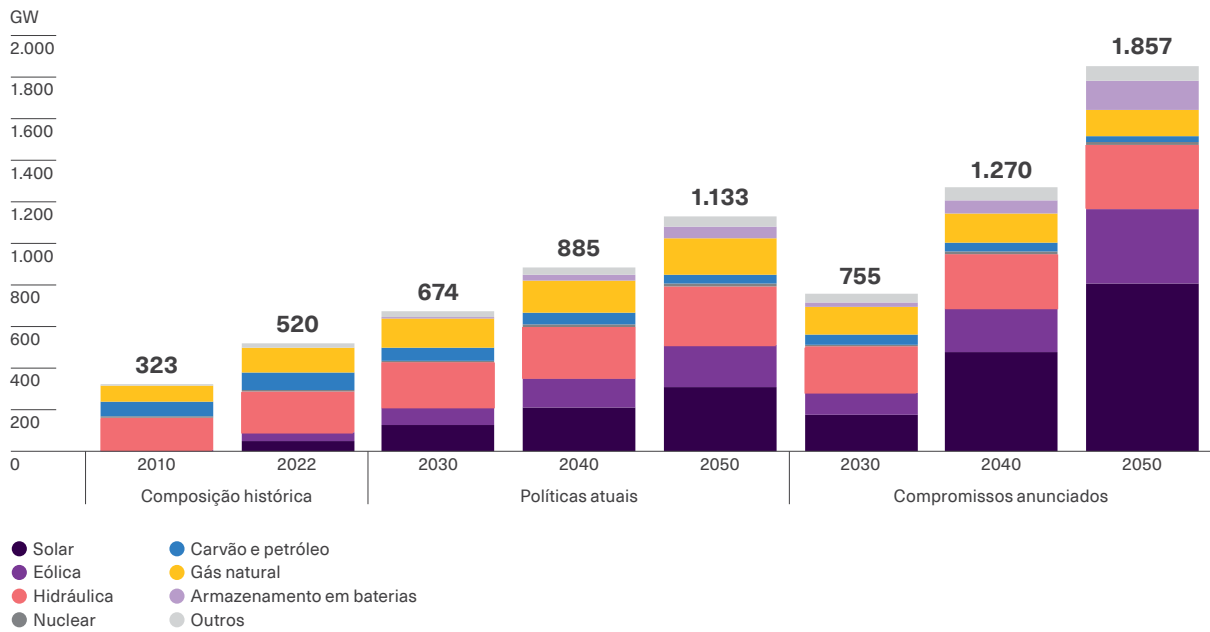
Gráfico 1.11

Participação da eletricidade no consumo final de energia na América Latina e no Caribe



Fonte: Elaboração própria com base na AIE (2023I).

Gráfico 1.12
Capacidade elétrica na América Latina e no Caribe

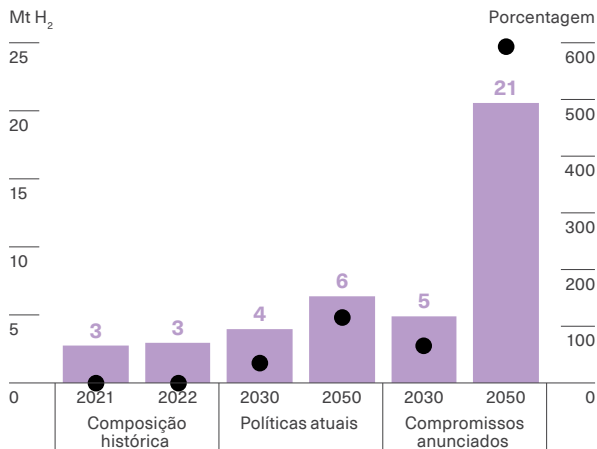


Nota: O gráfico mostra como a capacidade de eletricidade é composta hoje e nos atuais cenários políticos e de compromissos assumidos pela AIE. A categoria "outros" inclui bioenergia, energia geotérmica, energia marinha, hidrogênio e amônia.

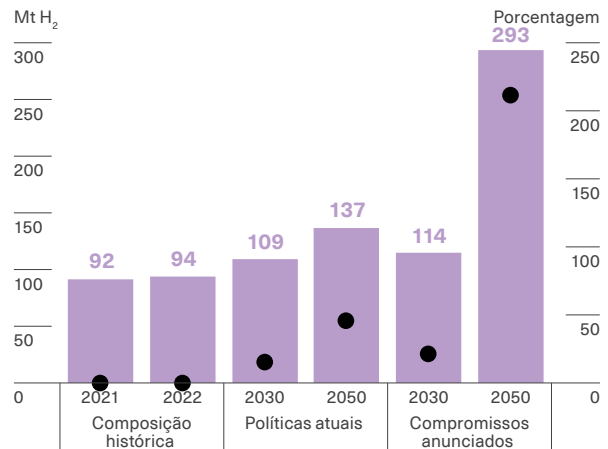
Fonte: Elaboração própria com base na AIE (2023L).

Gráfico 1.13
Demanda de hidrogênio

Painel A.
América Latina e Caribe



Painel B.
Mundo



Fonte: Elaboração própria com base na AIE (2023L).



O futuro da América Latina e do Caribe deve ser de crescimento econômico, inclusão e respeito ao meio ambiente. Assim, a transição energética deve buscar princípios de justiça entre países, entre cidadãos dentro dos países e entre gerações

Vale enfatizar que esses cenários não representam previsões, mas sim marcos de referência para a articulação de ações climáticas. Também deve-se destacar que tanto os cenários quanto as mudanças efetivas que ocorrerem no campo energético dependerão muito das condições de cada país. De todo modo, o futuro da América Latina e do Caribe deve ser de crescimento econômico, inclusão e respeito ao meio ambiente. Assim, a transição energética deve buscar princípios de justiça entre países, entre cidadãos dentro dos países e entre gerações. Isso significa abordar tarefas antigas e enfrentar novos desafios (vide capítulo 10).



Anatomia do desacoplamento

- Marco conceitual para a decomposição das emissões

- Comparação internacional das dinâmicas de desacoplamento

- Intensidade energética e o papel da estrutura econômica

- Intensidade de emissões e dieta energética na América Latina e no Caribe

2

Mensagens-chave

1

Durante o século XX, o crescimento econômico dos países geralmente esteve acompanhado de um aumento nas emissões de gases de efeito estufa (GEE). O desenvolvimento sustentável exige uma mudança nessa relação histórica para que seja possível crescer e, ao mesmo tempo, reduzir as emissões. A experiência recente dos países desenvolvidos indica que esse caminho é tecnologicamente possível.

2

A condição para atingir esse crescimento econômico com redução das emissões de GEE, conhecida como desacoplamento, é conseguir uma queda nas emissões por unidade de produto suficientemente grande para compensar amplamente o efeito conjunto do crescimento populacional e do produto por habitante. Durante este século, a maioria dos países da região conseguiram reduzir as emissões por unidade de produto, mas não o suficiente.

3

De acordo com os compromissos climáticos estabelecidos no âmbito do Acordo de Paris, refletidos nas Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDCs, na sigla em inglês), o nível total das emissões dos países da América Latina e do Caribe deveria ser cerca de 11% menor em 2020. Para cumprir esse objetivo, levando em consideração o aumento populacional esperado e um crescimento do produto de 4% ao ano, as emissões por unidade de produto devem diminuir anualmente em 5,5%. Essa redução é maior do que a ocorrida nos últimos 10 anos na região, onde as emissões por unidade de produto caíram em média 2,6% ao ano.

4

As emissões por unidade de produto dependem da intensidade energética e das emissões. A evidência sugere que os países que conseguiram uma mitigação bem-sucedida, favorável ao desacoplamento, geralmente reduziram simultaneamente ambas as variáveis. No decorrer deste século, a contribuição das quedas na intensidade energética parece ter tido um papel mais importante; no entanto, a redução na intensidade de emissões tem ganhado importância crescente. Essa mudança é provavelmente explicada, entre outras coisas, pelo notável barateamento das fontes renováveis não convencionais, o que permitiu o aumento de sua participação na geração de eletricidade.

5

A intensidade de emissões relacionadas ao consumo de energia e aos processos industriais diminuiu desde o início do século XXI em cerca de 0,24% ao ano em média na América Latina e 0,12% no Caribe. Em contraposição, nos países da OCDE, essa redução foi de 0,72% ao ano. A menor queda na região, em comparação com o mundo desenvolvido, parece estar relacionada à menor penetração das fontes renováveis não convencionais e ao aumento das fontes fósseis na geração elétrica, embora, felizmente, com inclinação para o gás, o que permitiu reduzir o teor de carbono da geração térmica.

6

Durante o século XXI, os países da América Latina reduziram sua intensidade energética a uma taxa anual de 0,50%, enquanto os do Caribe reduziram a uma taxa de 1,76%. No entanto, em 2019, a intensidade energética dos países da região era 48% mais alta do que a dos países da OCDE.

7

O nível de intensidade energética varia significativamente entre setores e subsetores; portanto, a estrutura econômica afeta a intensidade energética da economia como um todo. De fato, verificou-se que, na última década do século, a mudança na composição setorial das economias da América Latina e do Caribe compensou parcialmente as reduções obtidas na intensidade energética dos diferentes setores, em parte atribuíveis a ganhos de eficiência energética.

8

Uma parte significativa das diferenças na intensidade energética entre países se deve à sua estrutura econômica diferente e não exclusivamente a diferenças na eficiência energética. O fato de a estrutura econômica ter implicações para a intensidade energética agregada não diminui a importância do papel da eficiência energética. No entanto, isso indica que os desafios do desacoplamento não podem ser avaliados sem considerar as transformações estruturais das economias.

Anatomia do desacoplamento¹

Introdução

Nos últimos 80 anos, o produto por habitante em nível mundial quase quintuplicou. Infelizmente, devido em parte a esse crescimento econômico formidável, as emissões de gases de efeito estufa (GEE) aumentaram sete vezes. Durante esse período, a América Latina e o Caribe (ALC) também cresceu, mas não o suficiente para reduzir a disparidade de renda per capita em relação aos países avançados. Para fechar esse hiato, a região deve crescer de forma contínua e com taxas superiores às do mundo desenvolvido. No entanto, esse processo necessário deve ocorrer em um cenário diferente: o de uma transição energética que busque reduzir as emissões de GEE.

A viabilidade de alcançar um crescimento vigoroso com a redução das emissões, um processo conhecido como desacoplamento (também conhecido pelo termo *decoupling em inglês*), depende de uma série de fatores ambientais, tecnológicos, regulamentares, econômicos e até culturais. Uma variável que sintetiza o impacto de todos estes fatores são as emissões por unidade de produto. As emissões de um país num determinado momento podem ser expressas como

a multiplicação de três variáveis: as emissões por unidade de produto, o produto interno bruto (PIB) per capita e a população. Consequentemente, o desacoplamento ocorre quando a queda das emissões por unidade de produto excede a soma do crescimento populacional e do produto por habitante. Essa queda nas emissões por unidade de produto pode ser alcançada tanto pela redução da intensidade de emissões (definida como as emissões por unidade de energia consumida) quanto pela diminuição da intensidade energética (definida como a energia consumida por unidade de produto).



Para que ocorra o desacoplamento, a queda das emissões por unidade de produto deve exceder a soma do crescimento populacional e do produto por habitante

¹ Este capítulo foi elaborado por Lian Allub e Fernando Álvarez com a assistência de pesquisa de María Pía Brugiafreddo e Martín Finkelstein.

Neste capítulo, adota-se uma perspectiva contábil da relação entre o crescimento das emissões e o crescimento econômico. Esse tipo de análise, embora não vise discutir as políticas e instituições que favorecem o desacoplamento, tema explorado ao longo do relatório, coloca em perspectiva o tamanho do desafio, bem como o papel desempenhado por fatores como eficiência energética, a estrutura econômica e a descarbonização do consumo energético para alcançar essa desconexão. O capítulo concentra-se nas emissões originadas pelo consumo de energia fóssil e pelos processos industriais, que estão ligadas ao tema principal do relatório: a transição energética.

Inicialmente, são revisados os dados conjuntos referentes ao crescimento das emissões e ao produto por habitante. A análise contrasta a experiência da região com a dos países desenvolvidos e compara a situação vivida no final do século passado com

o que ocorreu nas duas primeiras décadas deste século. Em seguida, explora-se a exigência de mitigação implícita nos compromissos de redução de emissões assumidos pelos países da região até 2030, conforme suas Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDCs), levando em consideração seu crescimento demográfico esperado e diferentes cenários de aumento do PIB per capita. Posteriormente, o capítulo examina a experiência daqueles países que alcançaram um desacoplamento favorável até o presente século, com a intenção de avaliar a contribuição relativa das reduções na intensidade energética e na intensidade de emissões para a mitigação. Por fim, o capítulo se concentra nos dois determinantes das emissões por produto. Primeiro, estuda-se a composição do consumo de energia, determinante da intensidade de emissões, para concluir com uma análise da intensidade energética, com ênfase especial no papel desempenhado pela estrutura econômica.

O desafio do desacoplamento

A região da América Latina e do Caribe enfrenta um triplo desafio: reduzir a lacuna de produto por habitante em relação ao mundo desenvolvido, diminuir a desigualdade e a pobreza, e proteger o meio ambiente, tudo isso em um contexto global de transição energética². Sem diminuir a importância do desafio da inclusão e sua ligação com a transição energética, esta seção está focada na relação entre o crescimento do produto e as emissões.

Um conceito-chave nessa relação é o chamado desacoplamento, que ocorre quando, em um contexto de crescimento do PIB per capita, as emissões do país não crescem (desacoplamento absoluto) ou crescem em menor proporção do que seu produto por habitante (desacoplamento relativo) (Hubacek

et al., 2021). Neste capítulo, aborda-se o desafio do desacoplamento seguindo o marco conceitual descrito no quadro 2.1.

Conforme o que se explica nesse quadro e foi mencionado na introdução, para alcançar o desacoplamento, a queda das emissões por unidade de produto deve exceder a soma do crescimento demográfico e do PIB per capita. Isso leva à pergunta: como esses termos se comportaram no último século?

² O desafio ambiental transcende a mitigação das mudanças climáticas e inclui, entre outros temas, a adaptação aos riscos que esse fenômeno acarreta e a proteção dos ecossistemas e da biodiversidade. Este capítulo concentra-se nas emissões de gases de efeito estufa (GEE), muito ligado ao problema do aquecimento global, com foco particular naquelas provenientes do consumo de energia fóssil e dos processos industriais. Ou seja, excluem-se as emissões relacionadas ao setor agrícola, florestal e outros usos da terra (ASOUT), pois estão muito menos ligadas ao tema da transição energética. Como mencionado no primeiro capítulo, uma característica de alguns países da região, como o Brasil, Paraguai ou Uruguai, é a importância das emissões provenientes do setor ASOUT. Uma análise para a América Latina e o Caribe sobre questões ambientais que vão além da transição energética pode ser encontrada em Brassiolo et al. (2023).

Quadro 2.1

Anatomia do desacoplamento: um quadro contábil

As emissões de um país podem ser expressas como o produto de três termos: as emissões por unidade de produto, o PIB per capita e a população^a. Para que ocorra o desacoplamento, é preciso que a queda das emissões por unidade de produto seja maior que a soma do crescimento populacional e do PIB per capita.

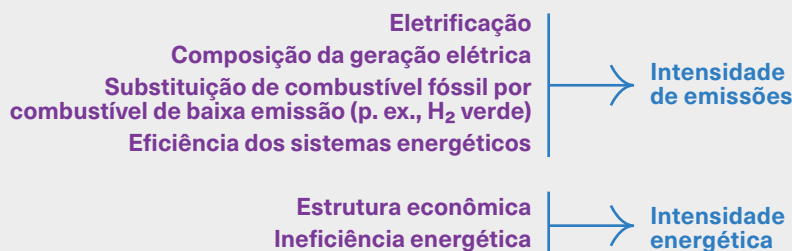
$$\text{Emissões} = \text{Emissões por unidade de produto} \times \text{PIB per capita} \times \text{População}$$

As emissões por unidade de produto, por sua vez, podem ser expressas como a multiplicação de dois fatores muito conhecidos e relacionados com a política energética. O primeiro deles é a intensidade de emissões, dada pelas emissões por unidade de energia, e o segundo é a intensidade energética, definida como o quociente entre as unidades de energia utilizadas e o produto obtido. Portanto, a redução das emissões por unidade de produto pode ser alcançada tanto pela redução da intensidade de emissões quanto pela diminuição da intensidade energética.

$$\text{Emissões por unidade de produto} = \text{Intensidade das emissões} \times \text{Intensidade energética}$$

A intensidade de emissões depende da fonte de energia consumida. Quanto menos componentes fósseis a “dieta energética” tiver, mais a intensidade de emissões tenderá a diminuir. Isso é obtido por meio da eletrificação dos processos dependentes de combustíveis fósseis (por exemplo, transporte) e aumentando simultaneamente a importância das energias renováveis na geração de eletricidade. Além disso, é possível substituir o consumo de combustíveis fósseis por combustíveis de baixas ou nulas emissões, como o hidrogênio verde, ou melhorar a eficiência dos sistemas energéticos.

Por sua parte, a intensidade energética de um país pode ser alta porque suas diferentes indústrias têm uma alta intensidade energética (em relação às mesmas indústrias em outros países) ou porque sua economia se concentra em indústrias que são, em qualquer país, de alta intensidade energética (por exemplo, transporte). O primeiro componente poderia estar associado ao conceito de ineficiência energética e o segundo ao papel da estrutura econômica.



O tipo de análise contábil desenvolvida neste capítulo, embora não vise discutir as políticas e instituições que promovem o crescimento econômico com redução de emissões, coloca em perspectiva a magnitude do desafio do desacoplamento, bem como o papel desempenhado por fatores como eficiência energética, estrutura econômica e descarbonização do consumo energético para alcançá-la.

a. Esta identidade aplica-se independentemente de se falar sobre emissões totais ou associadas ao consumo de energia e aos processos industriais, desde que as emissões por unidade de produto sejam medidas nos mesmos termos. No entanto, a escolha do componente de emissões limita a pergunta a ser respondida. Por exemplo, se forem escolhidas as emissões ligadas aos combustíveis fósseis e aos processos industriais (CFPI), estaríamos respondendo à pergunta de se é possível crescer economicamente e, ao mesmo tempo, reduzir as emissões de origem energética e relacionadas a esses processos.

Desde 1940, o produto por habitante aumentou quase cinco vezes enquanto a população aumentou um pouco mais de quatro, como mostra o gráfico 2.1. Embora as emissões globais por unidade de produto tenham caído para menos da metade, essa diminuição não foi suficiente para compensar amplamente o efeito do crescimento das outras duas variáveis nas emissões, as quais, em conjunto, aumentaram pouco mais de sete vezes.

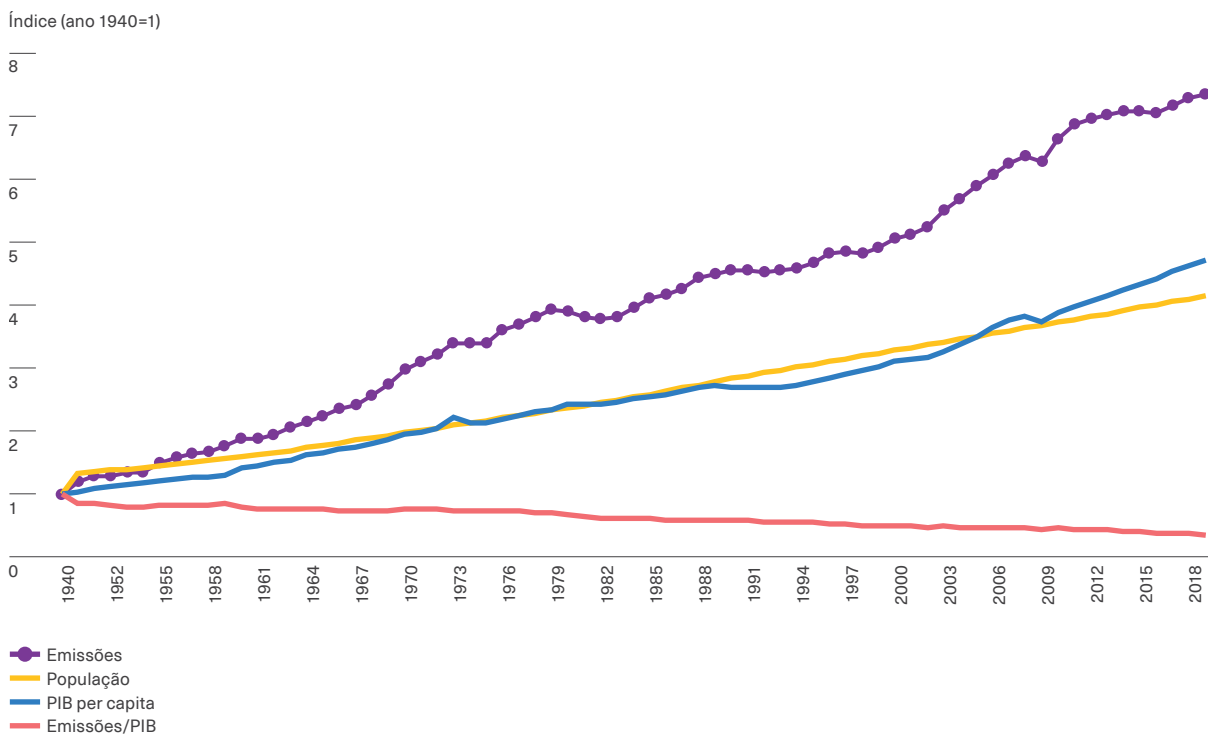
É útil rever a discussão anterior com informações detalhadas a nível de países e com foco nas emissões de origem energética e nos processos industriais. Para este fim, comparamos as duas últimas décadas do século XX com o que aconteceu nas duas primeiras décadas do novo século. Como pode ser visto no gráfico 2.2, durante a última etapa do século passado, o crescimento econômico

geralmente foi acompanhado por maiores emissões de GEE associadas ao consumo de energia fóssil e aos processos industriais. Isso era verdade tanto para a maioria dos países da região quanto para uma parte significativa dos países mais desenvolvidos, com algumas exceções, como Alemanha, Bélgica e França, entre outros.

● ●
Embora as emissões globais por unidade de produto sejam agora menos da metade do que eram há oito décadas, essa queda não foi suficiente para compensar amplamente o efeito conjunto do crescimento demográfico e do PIB per capita nas emissões

Gráfico 2.1

Evolução das emissões mundiais de CO₂ e componentes que as determinam



Nota: O gráfico mostra a evolução das emissões totais de dióxido de carbono e seus componentes de 1940 a 2019. Os valores são apresentados como números índices, com o ano de 1940 como base (igual a 1). O Produto Interno Bruto (PIB) é medido em dólares constantes de 2011. Os dados sobre produto e população foram obtidos no Banco Mundial (disponíveis a partir dos anos 1990 e 1960, respectivamente). Para anos anteriores, ambas as séries foram estimadas a partir da taxa de crescimento anual implícita nos dados do Projeto de Base de Dados de Maddison (versão 2020).

Fonte: Elaboração própria com base no Banco Mundial (2023e, 2023f), Bolt e van Zanden (2020) e Friedlingstein et al. (2022).

Por exemplo, os países da América Latina tiveram, em média, um crescimento do produto por habitante equivalente a 0,3% ao ano durante as duas últimas décadas do século XX e um crescimento médio das emissões associadas ao uso de combustíveis fósseis e aos processos industriais (CFPI) de cerca de 2,2% ao ano. As taxas de crescimento médio do PIB per capita e das emissões para os países do Caribe foram semelhantes: 1,0% e 2,8%, respectivamente. Por último, os países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) experimentaram, em média, uma espécie de desacoplamento relativo, com um aumento do PIB per capita maior do que o aumento das emissões, mas sem conseguir crescer e ao mesmo tempo reduzir as emissões (vide o gráfico 2.2).

Como tem sido o comportamento dessas variáveis no novo século? É possível um crescimento econômico no contexto dessa nova transição energética?



A América Latina e o Caribe mostra uma tendência de crescimento do produto com aumento das emissões. Em contraposição, os países da OCDE tiveram uma maior tendência a alcançar um desacoplamento absoluto

Novamente, neste século, a América Latina e o Caribe mostra uma tendência de crescimento do produto com aumento das emissões, com exceção da experiência de Barbados, Cuba e Jamaica, que conseguiram pequenas reduções nas emissões. Em contraposição, a experiência do mundo desenvolvido é diferente: os países da OCDE tiveram uma tendência maior de crescimento no produto por habitante, reduzindo suas emissões e alcançando um desacoplamento absoluto. Neste grupo de países, a taxa de crescimento média do PIB per capita foi de 1,1%, enquanto a taxa de redução das emissões foi de 0,5%.

Este resultado lança uma luz de otimismo e sugere que a tecnologia para alcançar o desacoplamento absoluto entre o crescimento econômico e as emissões associadas aos processos industriais parece estar disponível no mundo. No entanto, será que os países da América Latina e do Caribe têm as instituições necessárias para conseguir esse desacoplamento?

O conceito de desacoplamento não captura todas as informações associadas ao sucesso de crescer controlando as emissões. Por exemplo, tanto Barbados quanto a Dinamarca tiveram um desacoplamento absoluto nas primeiras duas décadas do século XXI; contudo, o crescimento do primeiro país foi de apenas 0,14% ao ano, abaixo do 0,79% do segundo, enquanto a redução das emissões do país caribenho foi de 0,57% ao ano, abaixo da redução de 2,90% ao ano das emissões alcançada pelo país europeu. A diferença entre o crescimento do produto per capita e das emissões poderia ser uma variável que oferece mais informações e captura a natureza não binária do esforço de mitigação. Doravante, essa variável será chamada de sucesso na mitigação.

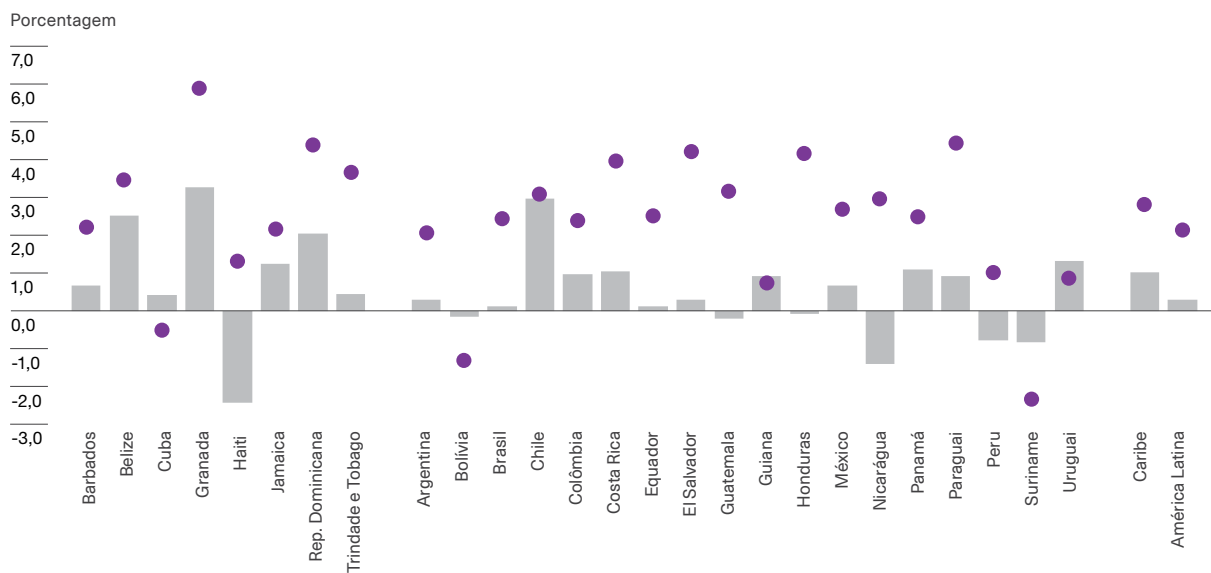
O sucesso na mitigação está associado diretamente com a queda das emissões por unidade de produto³. A chave está na forte redução desta variável para o crescimento vigoroso do produto por habitante e, ao mesmo tempo, para a redução das emissões. A evolução das emissões por unidade de PIB na região tem sido favorável, mas insuficiente para alcançar o desacoplamento absoluto. Durante as duas primeiras décadas deste século, a América Latina reduziu este termo a uma taxa anual de 0,74% e o Caribe a 1,87%. Em contraposição, nos países da OCDE esta taxa anual foi reduzida em 2,33% (vide tabela 2.1).

³ De fato, se representarmos as taxas de crescimento como diferenças logarítmicas, o sucesso na mitigação menos o crescimento populacional é exatamente igual à queda nas emissões por unidade de PIB.

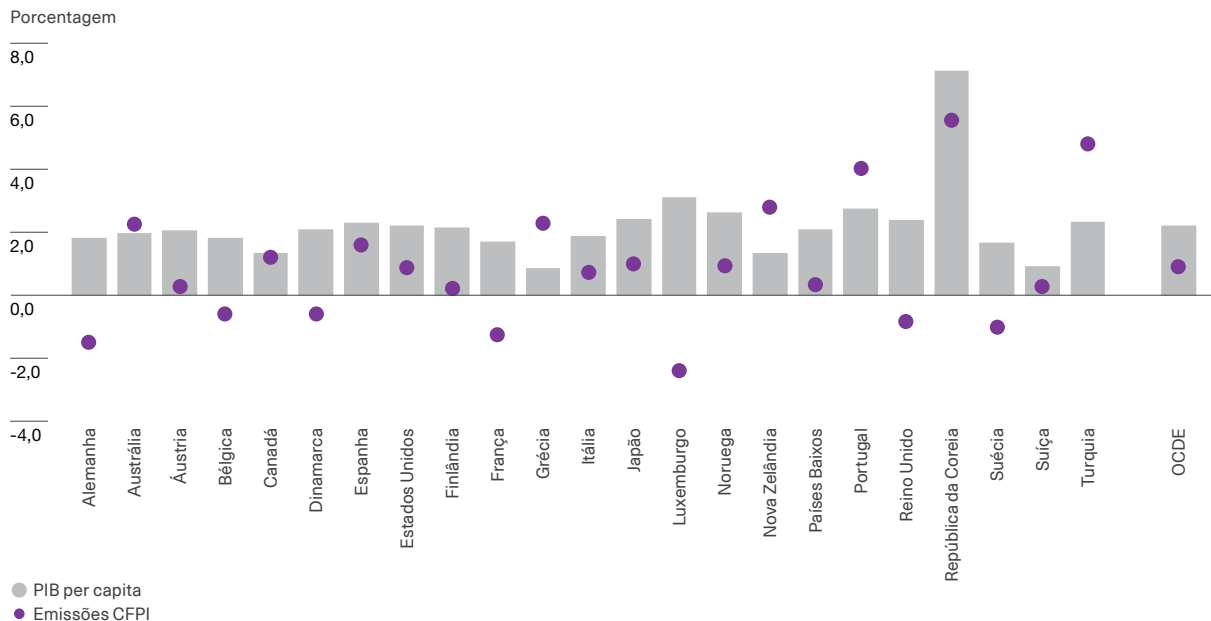
Gráfico 2.2

Crescimento do PIB per capita em comparação com o crescimento das emissões

Painel A.
Países da América Latina e do Caribe, 1980-1999

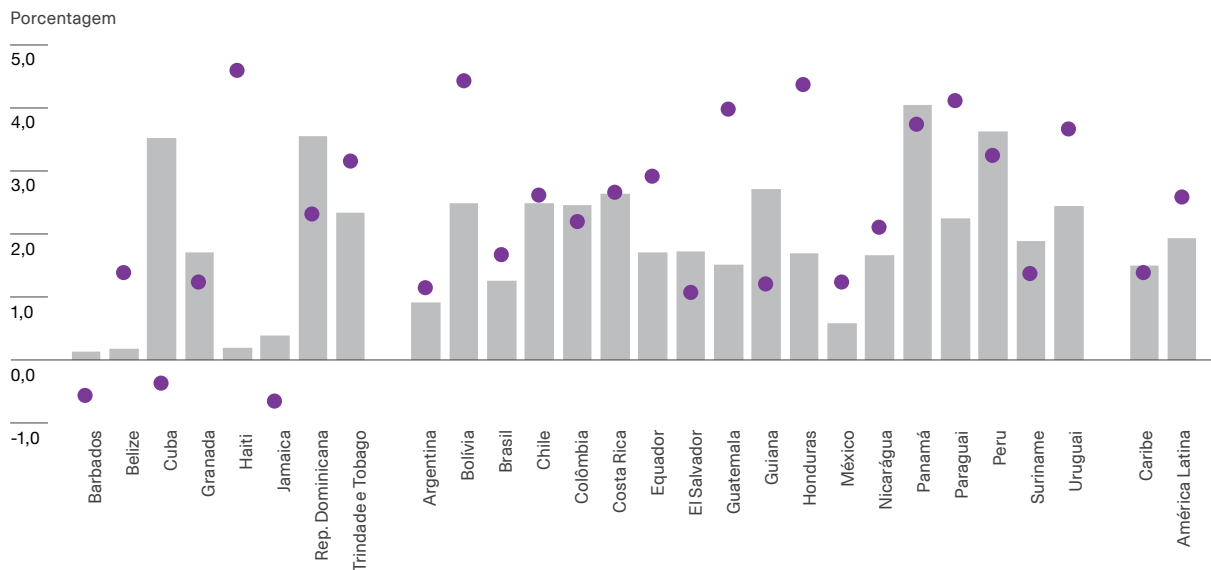


Painel B.
Países da OCDE, 1980-1999

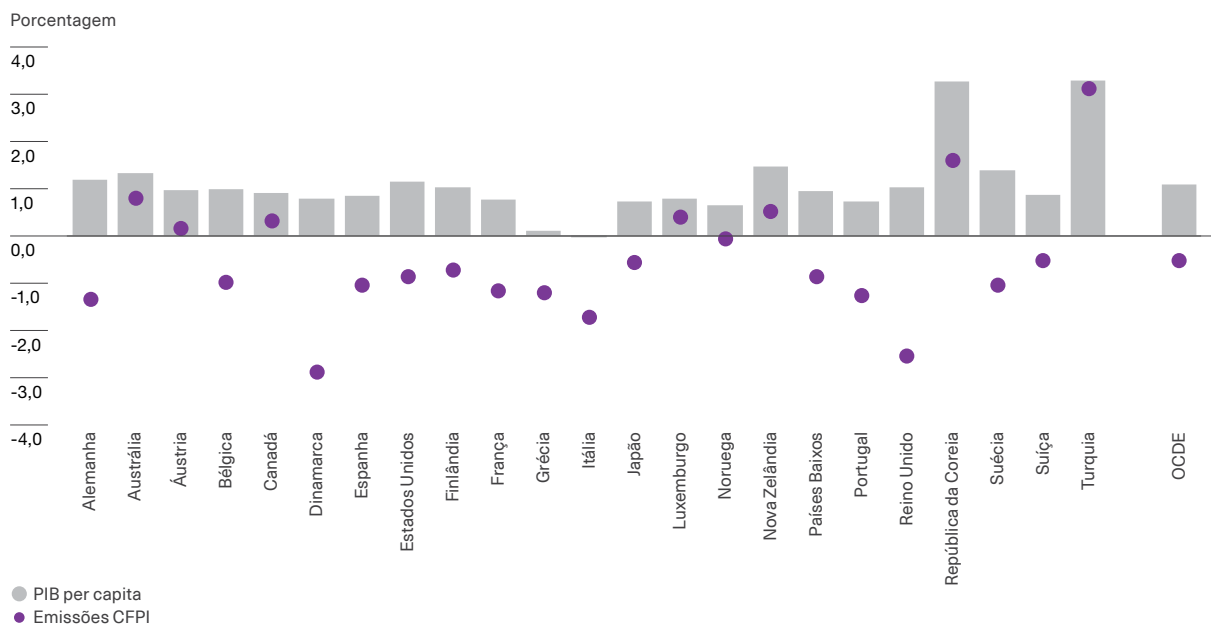


Continua na próxima página →

Painel C.
Países da América Latina e do Caribe, 2000-2019



Painel D.
Países da OCDE, 2000-2019



Nota: Os gráficos comparam a taxa de crescimento do PIB per capita com as taxas de crescimento das emissões associadas ao uso de CFPI. As taxas de crescimento representam variações logarítmicas anualizadas. As emissões de CFPI são construídas como a soma das emissões provenientes dos seguintes setores: residencial, sistemas energéticos, indústrias e transporte. A média da região refere-se à média simples dos países correspondentes. Se, em vez de calcular a média simples por região, as emissões e o produto fossem agregados em nível regional, as taxas de crescimento regionais mudariam, mas a mensagem seria a mesma: a OCDE conseguiu realizar o desacoplamento nas duas primeiras décadas do século XXI, enquanto a América Latina e o Caribe não conseguiram.

Fonte: Elaboração própria com base no Minx et al. (2021) e Banco Mundial (2023c, 2023d).



Tabela 2.1
Emissões por unidade de produto

País ou região	Emissões CFPI/PIB (milhões de tCO ₂ eq)		Variação média anual (porcentagem)
	2000	2019	
Antígua e Barbuda	0,44	0,37	-1,01
Argentina	0,49	0,42	-0,80
Bahamas	0,33	0,21	-2,32
Barbados	0,38	0,31	-1,02
Belize	0,43	0,33	-1,34
Bolívia	0,88	0,92	0,28
Brasil	0,43	0,38	-0,58
Chile	0,55	0,45	-1,02
Colômbia	0,59	0,44	-1,57
Costa Rica	0,23	0,18	-1,28
Cuba	0,80	0,37	-4,00
Dominica	0,34	0,38	0,60
Equador	0,60	0,55	-0,48
El Salvador	0,45	0,38	-0,93
Granada	0,29	0,23	-1,17
Guatemala	0,43	0,48	0,57
Guiana	0,62	0,44	-1,78
Haiti	0,37	0,64	2,87
Honduras	0,66	0,73	0,55
Jamaica	0,86	0,66	-1,44
México	0,61	0,54	-0,64
Nicarágua	0,78	0,65	-0,96
Panamá	0,31	0,21	-2,11
Paraguai	0,28	0,32	0,58
Peru	0,47	0,35	-1,50
República Dominicana	0,63	0,39	-2,51
São Cristóvão e Neves	0,29	0,19	-2,22
Santa Lúcia	0,27	0,24	-0,70
São Vicente e Granadinas	0,28	0,21	-1,47
Suriname	0,63	0,46	-1,72
Trindade e Tobago	2,12	2,17	0,12
Uruguai	0,18	0,22	0,99
América Latina	0,50	0,44	-0,74
O Caribe	0,84	0,59	-1,87
OCDE	0,41	0,26	-2,33

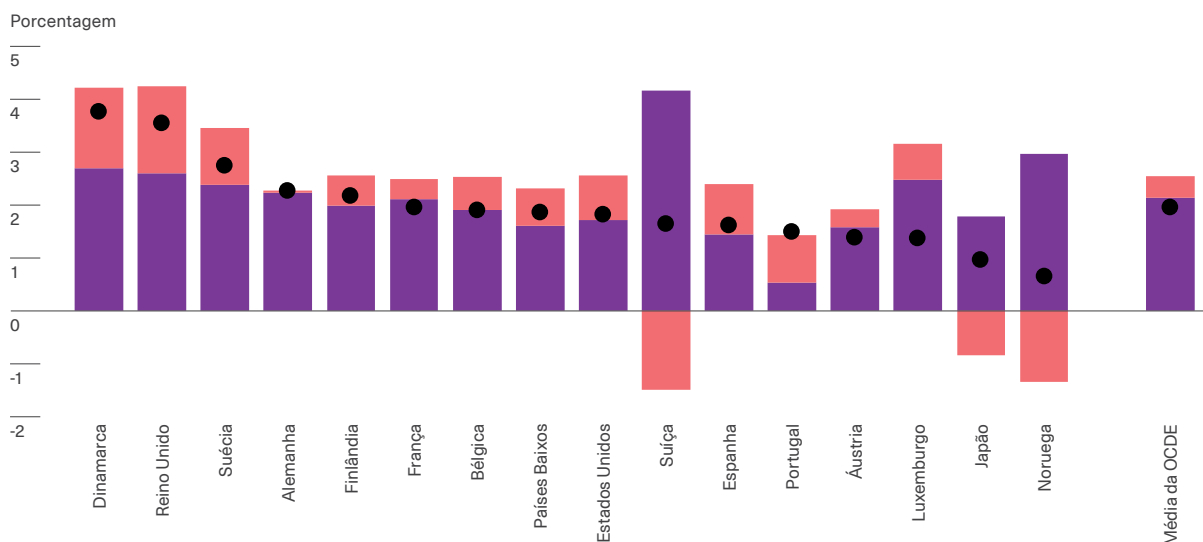
Nota: A tabela mostra as emissões de GEE associadas a CFPI geradas por cada US\$ 1.000 do PIB de cada país e região em 2000 e 2019 e sua variação média anual (logarítmica) no período. As emissões são medidas em milhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente (MtCO₂eq). O PIB é medido em milhares de dólares constantes do ano de 2010. A variação logarítmica é calculada como a diferença do logaritmo das emissões em 2019 e em 2000, dividida pelo número de anos do período (19). São incluídos os países da Comunidade de Estados Latino-Americanos e Caribenhos (CELAC), com exceção da Venezuela por não possuir dados sobre o PIB posteriores a 2014. Se considerarmos para este país o PIB (em dólares correntes de 2014) deflacionado pelo índice de preços implícitos dos Estados Unidos, o indicador de emissões por produto mostra uma queda média anual de 2,7% no período de 2000 a 2014. Os valores de cada região foram obtidos a partir da agregação de emissões e produto de uma amostra de países. A seleção de países para a América Latina e o Caribe foi feita para garantir a comparabilidade com as tabelas 2.3 e 2.4. A lista de países considerados em cada região pode ser consultada no apêndice do capítulo disponível on-line.

Fonte: Elaboração própria com base no Banco Mundial (2023c) e Minx et al. (2021).

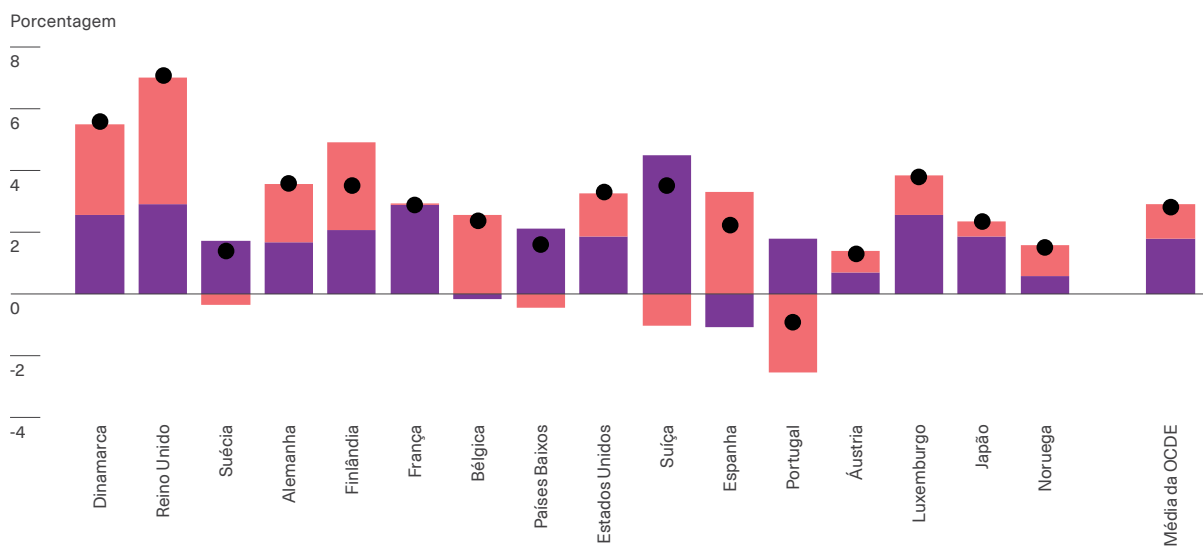
Gráfico 2.3

Sucesso na mitigação, redução da intensidade de emissões e da intensidade energética

Painel A.
Desacoplamento nos países da OCDE por redução das emissões de CFPI no período 2000-2018



Painel B.
Desacoplamento nos países da OCDE por redução das emissões de CFPI no período 2013-2018



- Queda na intensidade energética
- Queda na intensidade de emissões
- Sucesso na mitigação

Nota: O gráfico mostra a taxa de crescimento da intensidade energética (energia/PIB), a taxa de crescimento da intensidade de emissões (emissões/energia) e o sucesso na mitigação, definido como a diferença entre a taxa de crescimento do PIB per capita e das emissões. As emissões referem-se ao componente de CFPI, incluindo os seguintes setores: residencial, sistemas energéticos, indústria e transporte. As taxas de crescimento referem-se às variações logarítmicas anualizadas. O gráfico contempla apenas os países da OCDE que experimentaram desacoplamento absoluto no período de 2000 a 2018, ou seja, que reduziram as emissões por CFPI ao mesmo tempo em que cresceram em termos de produto per capita.

Fonte: Elaboração própria com base no Minx et al. (2021) e dados processados por Our World in Data (2023a), coletados da Global Carbon Budget (2023) e Maddison Project Database 2020 (Bolt e van Zanden, 2020).

Como mencionado acima, a redução das emissões por unidade do PIB pode ser alcançada tanto pela redução da intensidade de emissões quanto pela intensidade energética (vide quadro 2.1). Contudo, a evidência parece sugerir que os países que conseguiram o desacoplamento (absoluto) neste século fizeram-no reduzindo simultaneamente ambos os componentes. A contribuição da queda na intensidade energética parece ter desempenhado um papel mais importante durante os últimos 20 anos. No entanto, o termo associado à intensidade de emissões tem tido uma importância crescente à medida que o século avança, provavelmente explicado pelas fontes de energia renovável não convencional mais baratas.

Essas afirmações são verificadas no gráfico 2.3, onde é observado o sucesso na mitigação (ponto amarelo) e a taxa de variação da intensidade energética (barra roxa) e da intensidade de emissões (barra rosa) para os países que alcançaram o desacoplamento. O gráfico apresenta os dados para o período de 2000 a 2018 e para o subperíodo de 2013 a 2018.

Esforço de mitigação para 2030

Como foi referido no capítulo anterior, a América Latina e o Caribe comprometeu-se a reduzir as suas emissões totais em cerca de 10%, em média, até 2030, em relação aos valores de 2020. À primeira vista, esta percentagem pode parecer modesta quando comparada com as reduções assumidas pelo mundo desenvolvido. No entanto, implica um esforço comparável em termos de redução das emissões por unidade de produção, uma vez que, para atingir os níveis de qualidade de vida dos países desenvolvidos, os países da região deverão ter um crescimento do produto por habitante superior.

Os países em desenvolvimento, como os da América Latina e do Caribe, não só tendem a ter taxas de crescimento populacional mais elevadas, como também devem almejar taxas de crescimento do PIB per capita mais elevadas do que as dos países desenvolvidos, se quiserem reduzir o hiato que os separa destes últimos. Esses dois fatores tendem



A evidência sugere que os países que alcançaram o desacoplamento (absoluto) neste século o fizeram reduzindo simultaneamente tanto a intensidade de emissões quanto a intensidade energética

Como mostrado no painel A do gráfico, dos 16 países da OCDE selecionados que atingiram o desacoplamento absoluto entre 2000 e 2018, 13 reduziram simultaneamente a intensidade energética e a de emissões. Por outro lado, para o período de 2000 a 2018, a queda na intensidade energética é, em média, 5 vezes maior do que a do fator das emissões. No período de 2013 a 2018, a queda média foi de 1,8 na intensidade energética e de 1,1 na intensidade de emissões.

a aumentar o nível das emissões do país tornando mais difícil atingir qualquer objetivo de emissões. Se estes elementos forem incorporados de alguma forma (vide quadro 2.2), os níveis de esforço dos países desenvolvidos e os da região parecem mais semelhantes.

A tabela 2.2, por exemplo, mostra a taxa de variação anual média entre 2020 e 2030 das emissões por unidade de produto para atingir a meta de emissões da NDC em diferentes cenários. A tabela apresenta os valores médios para diferentes regiões⁴. O Cenário 1 impõe a taxa de crescimento populacional projetada para cada região e uma taxa de crescimento de produção per capita de zero. Nos dois últimos cenários, prevalece a mesma taxa de crescimento demográfico projetada, mas se aprecia o crescimento do PIB per capita de 2% no cenário 2 e de 4% no cenário 3.

4 Na tabela A.2.1 do apêndice, disponível on-line, expõem-se os valores para os países da América Latina e do Caribe.

Quadro 2.2

Uma medida do esforço de mitigação corrigida pelas expectativas de crescimento populacional e econômico

A qualquer momento, as emissões de um país (E_t) podem ser expressas como o produto de três variáveis:

$$E_t = \frac{E_t}{\text{PIB}_t} * \frac{\text{PIB}_t}{\text{Pop}_t} * \text{Pop}_t$$

Onde, PIB é o produto e Pop_t é a população.

Se compararmos os componentes da equação (1) em dois momentos do tempo e denotarmos G_z como a taxa de variação (anualizada) de z entre dois períodos de tempo, podemos ter:

$$(1+G_e) = (1+G_{e/\text{PIB}}) * (1+G_{\text{PIB}/\text{Pop}}) * (1+G_{\text{Pop}}) \quad (2)$$

Essas equações deixam claro que, à medida que a população e a produção de um país crescem, as emissões (dado o $G_{e/\text{PIB}}$) também tendem a aumentar.

É de se esperar que as regiões em desenvolvimento tenham uma taxa de crescimento demográfico e do PIB per capita mais alta do que o mundo desenvolvido. Portanto, um determinado nível de redução das emissões pode ser mais desafiador em termos de esforços de mitigação para um país em desenvolvimento do que para um país desenvolvido.

Uma medida alternativa do esforço de mitigação é $G_{e/\text{PIB}}$, um termo que depende da intensidade energética e da intensidade de emissões, dos objetivos principais da estratégia de mitigação na transição energética.

Consequentemente, uma medida corrigida do esforço energético é:

$$G_{e/\text{PIB}} = \frac{(1+G_e)}{(1+G_{\text{Pop}})(1+G_{\text{PIB}/\text{Pop}})} - 1$$

Essas medidas são expostas na tabela 2.2 para diferentes cenários de crescimento econômico.

Como pode ser visto, dado o crescimento populacional esperado, se o PIB per capita da América Latina e do Caribe crescer 4% ao ano, a região deve reduzir suas emissões por PIB em cerca de 5,5% ao ano, um valor semelhante ao corte que a União Europeia deve fazer nessa variável (5,24%) se essa região crescer 2%.

Essa redução de 5,5% nas emissões por unidade de produto, alinhada com as metas de emissões e um crescimento de 4% do PIB per capita, é superior à redução registrada por este indicador nos últimos 10 anos na região (aproximadamente 2,56% ao ano).

Isto mostra a importância de não adiar os esforços de mitigação para reduzir as emissões por produto.



Dado o crescimento populacional esperado, se o PIB per capita da América Latina e do Caribe crescer 4% ao ano, a região deve reduzir suas emissões por PIB em cerca de 5,5% ao ano

Tabela 2.2

Esforço de mitigação para 2030 por região

Região	Quantidade de países	Variação média anual de emissões GEE por PIB em 2010-2020 (porcentagem)	Variação média anual de emissões GEE por PIB em 2020-2030 (porcentagem)			Emissões GEE 2030 – Meta NDC (MtCO ₂ eq)
			Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	
África	37	-1,04	-0,02	-1,98	-3,87	3.805
América do Norte	2	-3,19	-5,17	-7,03	-8,82	3.766
América Latina e o Caribe	21	-2,56	-1,72	-3,65	-5,50	2.952
Ásia (sem a China e a Índia)	19	-0,11	0,37	-1,60	-3,49	6.081
China	1	-4,32	0,37	-1,59	-3,49	12.804
Índia	1	-2,91	1,30	-0,69	-2,60	3.910
Oceania	6	-2,04	-6,62	-8,45	-10,21	390
União Europeia	27	-2,97	-3,35	-5,24	-7,06	2.085
Restante da Europa	19	-0,76	4,15	2,11	0,15	3.927
Total	133	-1,78	-0,70	-2,65	-4,52	39.720

Nota: A tabela mostra, para cada região ou país, a taxa de variação média anual das emissões de GEE por unidade de produto entre 2010 e 2020, e a compara com a taxa de variação média anual necessária entre 2020 e 2030 para cumprir com a meta de mitigação declarada por cada país em sua NDC para três cenários diferentes. Em todos eles, é considerada a taxa de crescimento populacional proveniente das projeções das Nações Unidas; no entanto, o cenário 1 considera um crescimento do PIB per capita de 0% ao ano; no cenário 2, o PIB per capita aumenta 2% ao ano; e no cenário 3, 4% ao ano. As emissões líquidas de GEE (expressas em milhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente (MtCO₂eq) para 2030 foram estimadas aplicando-se a meta de mitigação incondicional dos países ao nível de emissões base declarado em suas NDC (no ano de referência ou em um cenário sem mudanças). Para os países que não especificam os setores incluídos na meta, presume-se que esta contempla todos os setores (incluindo o LULUCF [na sigla em inglês]), ao passo que se os países esclarecem que a meta não abrange o LULUCF, são utilizadas as emissões sem esse setor. O apêndice do capítulo disponível on-line detalha os países incluídos em cada região e reproduz a tabela para os países da América Latina e do Caribe.

Fonte: Elaboração própria com base no Banco Mundial (2023c, 2023f); Climate Watch (2023b); Nações Unidas (2022), Secretaria da UNFCCC (2023) e Brasiolo et al. (2023).

Intensidade de emissões e “dieta” energética na América Latina e no Caribe

Esta seção apresenta um diagnóstico sobre a composição do consumo de energia e a geração elétrica. O fator de emissões (energéticas) por unidade de energia, ou intensidade de emissões, tende a cair à medida que essa “dieta energética” tem menos componentes fósseis. Um ponto de partida é justamente observar a evolução da intensidade de emissões.

Se considerarmos as emissões associadas ao CFPI, apresentadas na tabela 2.3, a intensidade de emissões diminuiu nas últimas duas décadas a uma taxa média anual de 0,24% na América Latina e 0,12% no Caribe⁵. Por sua vez, os países da OCDE reduziram-na em 0,72%⁶.

⁵ As tabelas A.2.2 e A.2.3 do apêndice, disponíveis on-line, mostram informações sobre o consumo energético por fonte para cada país da região. O Chile e o Uruguai destacam-se por sua alta penetração de fontes renováveis não convencionais, mas não mostram uma queda na intensidade de emissões, mas apenas um aumento muito leve. Algo semelhante acontece com o Paraguai, cuja matriz elétrica é totalmente baseada em hidroeletricidade e também apresenta um aumento na intensidade de emissões. O crescimento das emissões do Paraguai em relação ao seu PIB poderia ser explicado pelo aumento do petróleo e seus derivados em seu portfólio de consumo, que passou de cerca de 30% em 2000 para mais de 42% em 2019. No caso do Chile, apesar da penetração significativa da energia solar e eólica, a geração a partir de usinas fósseis não diminuiu e, em particular, a geração a partir do carvão cresceu. Em contrapartida, a geração hidrelétrica diminuiu acentuadamente. Quanto ao Uruguai, o aumento do indicador parece estar associado ao crescimento das emissões provenientes do tratamento de resíduos. Se estas forem descontadas das emissões por CFPI, o indicador mostra uma variação anual de -0,92% (e não um aumento de 0,21%).

⁶ Ao considerar as emissões totais, a queda anual da intensidade de emissões é de cerca de 1,87% na América Latina e de 1,20% no Caribe. As reduções nas emissões totais são consideravelmente maiores, devido à redução das emissões do setor ASOUT, combinada com a importância dessas emissões na região, já enfatizadas no capítulo 1.

Tabela 2.3
Intensidade de emissões

País ou região	Emissões CFPI/Energia		Variação média anual (porcentagem)
	2000	2019	
Argentina	5,03	4,47	-0,62
Barbados	3,66	3,39	-0,41
Belize	9,70	2,18	-7,86
Bolívia	5,52	5,15	-0,37
Brasil	3,55	3,21	-0,52
Chile	3,64	4,18	0,73
Colômbia	4,14	4,45	0,38
Costa Rica	3,12	2,92	-0,35
Cuba	6,07	5,88	-0,17
Equador	5,53	4,26	-1,37
El Salvador	4,07	3,29	-1,12
Granada	3,63	2,82	-1,32
Guatemala	2,58	2,72	0,28
Guiana	2,44	3,11	1,27
Haiti	1,82	2,89	2,44
Honduras	2,81	4,33	2,28
Jamaica	5,36	3,38	-2,43
México	5,66	5,92	0,23
Nicarágua	3,00	3,31	0,51
Panamá	3,88	3,57	-0,43
Paraguai	1,60	2,01	1,22
Peru	3,47	3,60	0,19
República Dominicana	5,12	5,36	0,23
Suriname	3,28	4,08	1,16
Trindade e Tobago	7,53	7,09	-0,31
Uruguai	2,68	2,79	0,21
América Latina	4,29	4,10	-0,24
O Caribe	5,49	5,37	-0,12
OCDE	3,99	3,40	-0,72

Nota: A tabela mostra as emissões de GEE associadas a CFPI geradas por unidade de energia consumida para cada país e região em 2000 e 2019 e a variação média anual (logarítmica) durante esse período. As emissões são medidas em milhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente (MtCO₂eq). O consumo de energia é medido em milhões de toneladas de óleo equivalente (Mtoe). A variação logarítmica é calculada como a diferença do logaritmo das emissões em 2019 e 2000, dividida pelo número de anos no período (19). Foram incluídos os países da CELAC dos quais há informações de consumo energético disponíveis na Organização Latino-Americana de Energia (OLADE). Os valores de cada região foram obtidos a partir da agregação das emissões e do consumo de energia dos países que compõem a região. A lista desses países por cada região pode ser encontrada no apêndice do capítulo disponível on-line.

Fonte: Elaboração própria com base na AIE (2022d), Minx et al. (2021) e OLADE (2023b).

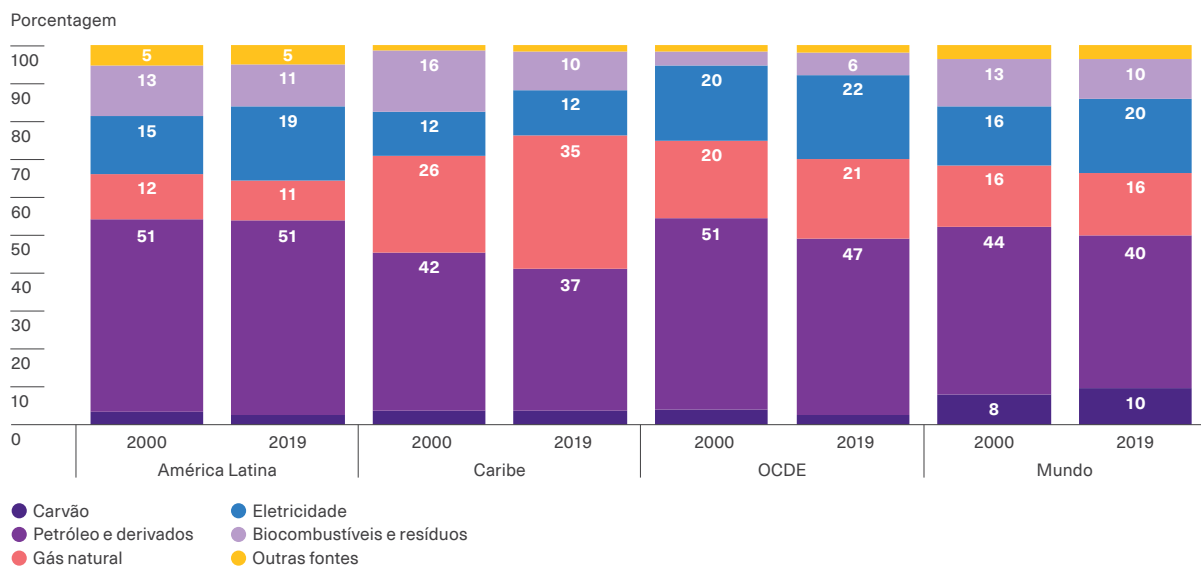
O que explica a menor queda na intensidade de emissões na América Latina em relação ao mundo desenvolvido? O gráfico 2.4 fornece algumas informações. No painel A, o gráfico apresenta a evolução da

composição do consumo de energia e, no painel B, a evolução da matriz elétrica, que reflete a importância percentual das diferentes fontes de energia para a geração de eletricidade.

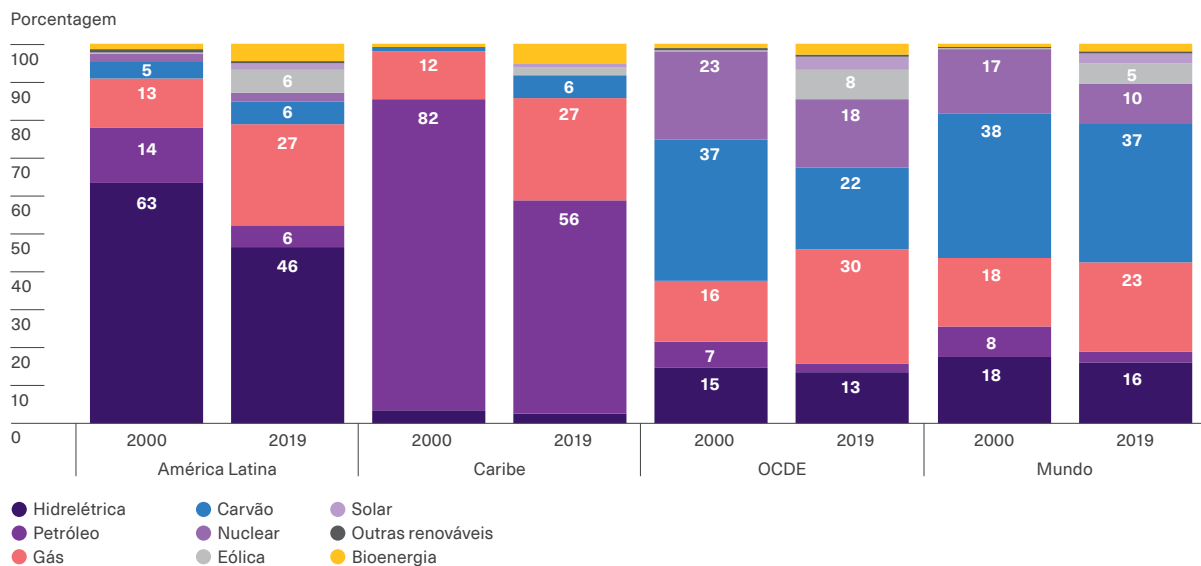
Gráfico 2.4

Composição energética do consumo e da geração de eletricidade

Painel A.
Consumo final de energia



Painel B.
Geração elétrica



Nota: O painel A mostra a composição do consumo final de energia por fonte. Os dados da OCDE e os mundiais foram obtidos da Agência Internacional de Energia (AIE). Os valores para a América Latina e o Caribe foram obtidos pela agregação do consumo de energia dos países pesquisados pela OLADE em cada região. As tabelas A.2.2. e A.2.3 incluídas no apêndice do capítulo, disponíveis on-line, mostram a composição energética do consumo e da geração de eletricidade para cada país.

Fonte: Elaboração própria com base na AIE (2021e), OLADE (2023e) e dados processados por Our World in Data (2023b), obtidos de Ember (2023) e Energy Institute (2023).

Entre 2000 e 2019, os países da OCDE reduziram a participação relativa do petróleo e seus derivados no consumo de energia em cerca de 4 pontos percentuais. A importância do carvão também diminuiu em mais 1 ponto percentual. A contrapartida foi um aumento da eletricidade e da biomassa. Por outro lado, a participação das fontes fósseis na geração de eletricidade nos países desenvolvidos diminuiu. Especificamente, a geração térmica não renovável (carvão, petróleo e gás) caiu 6 pontos percentuais, um declínio absorvido por um aumento na geração renovável não convencional. Essa combinação de eletrificação do consumo e penetração de energias renováveis na geração de eletricidade é fundamental para reduzir a intensidade de emissões. Além disso, a importância do componente fóssil na matriz elétrica não apenas diminuiu, mas também passou a favorecer o gás, cuja participação aumentou de 16% para 30%. Este movimento do carvão e do petróleo para o gás também tem um impacto favorável na intensidade de emissões.

Na América Latina, a eletricidade também aumentou em importância, mas, nesse caso, a expansão da eletricidade não foi acompanhada pela descarbonização. Pelo contrário, a geração térmica não renovável cresceu cerca de 7 pontos percentuais e houve uma penetração mais modesta de energias renováveis

não convencionais. Felizmente, essa expansão foi fortemente direcionada para o gás, o que provavelmente favoreceu a modesta queda das emissões. No Caribe, não se observa esse processo de eletrificação da demanda, que permanece em torno de 12% da energia consumida. O que se observa é uma penetração do gás tanto na geração elétrica quanto no consumo de energia.



Na América Latina, o aumento da importância da eletricidade não foi acompanhado pela descarbonização. Pelo contrário, a geração térmica não renovável cresceu

Em suma, o sucesso na redução da intensidade de emissões nos países da OCDE se baseia no crescimento da eletrificação do consumo em detrimento das fontes fósseis, na redução dessas fontes em favor das energias renováveis não convencionais na geração de elétrica e, dentro do coquetel fóssil, na penetração do gás em detrimento do carvão, petróleo e seus derivados. Na América Latina e no Caribe, alguns desses fenômenos favoráveis ocorreram, mas não todos.

Intensidade energética: eficiência em relação à estrutura econômica

Nas duas primeiras décadas do século, a América Latina reduziu seu consumo de energia por unidade de produção em uma média anual de cerca de 0,50%. Essa queda está abaixo da registrada pelo Caribe e pelo mundo desenvolvido (1,76% e 1,61%, respectivamente). Em 2019, a intensidade energética dos países da América Latina e do Caribe foi 48% mais elevada do que a dos países da OCDE (vide a tabela 2.4). O que explica essas mudanças e essas diferenças?

Conforme discutido no quadro 2.1, a alta intensidade energética de um país pode se dever ao fato de suas indústrias terem alta intensidade energética em comparação com as mesmas indústrias em outros países, o que está relacionado ao conceito de ineficiência energética⁷. Também pode ser porque sua economia está concentrada nas atividades industriais que mais consomem energia em qualquer país (por exemplo, transporte), o que está associado à sua estrutura econômica.

⁷ Embora até o momento a eficiência energética tenha sido mencionada principalmente como um dos principais determinantes da intensidade energética, no contexto dessa decomposição, um aumento no termo está associado a uma perda de eficiência e, por isso, preferiu-se utilizar o termo ineficiência energética.

Tabela 2.4
Intensidade energética

País ou região	Intensidade energética		Variação média anual (porcentagem)	
	2000	2019		
Argentina	0,10	0,09		-0,17
Barbados	0,10	0,09		-0,61
Belize	0,04	0,15		6,52
Bolívia	0,16	0,18		0,65
Brasil	0,12	0,12		-0,07
Chile	0,15	0,11		-1,75
Colômbia	0,14	0,10		-1,95
Costa Rica	0,07	0,06		-0,93
Cuba	0,13	0,06		-3,83
Equador	0,11	0,13		0,89
El Salvador	0,11	0,12		0,19
Granada	0,08	0,08		0,15
Guatemala	0,17	0,18		0,29
Guiana	0,26	0,14		-3,06
Haiti	0,20	0,22		0,42
Honduras	0,23	0,17		-1,73
Jamaica	0,16	0,19		0,99
México	0,11	0,09		-0,87
Nicarágua	0,26	0,20		-1,47
Panamá	0,08	0,06		-1,69
Paraguai	0,18	0,16		-0,63
Peru	0,14	0,10		-1,69
República Dominicana	0,12	0,07		-2,74
Suriname	0,19	0,11		-2,88
Trindade e Tobago	0,28	0,31		0,43
Uruguai	0,07	0,08		0,78
América Latina	0,12	0,11		-0,50
O Caribe	0,15	0,11		-1,76
OCDE	0,10	0,07		-1,61

Nota: A tabela mostra a intensidade energética de cada país e região em 2000 e 2019 e a variação média anual (logarítmica) durante o período. A intensidade energética é calculada como a relação entre o consumo final de energia (em toneladas de equivalente de petróleo) e o produto interno bruto (em milhares de dólares constantes de 2010). A variação logarítmica é calculada como a diferença do logaritmo das emissões em 2019 e 2000, dividida pelo número de anos no período (19). Estão incluídos os países da CELAC para os quais a OLADE tem informações sobre o consumo energético. Os valores para cada região foram obtidos a partir da agregação do consumo e da produção de energia dos países que a compõem. A lista de países considerados em cada região pode ser encontrada no apêndice do capítulo disponível on-line.

Fonte: Elaboração própria com base na AIE (2022d), Banco Mundial (2023c) e OLADE (2023b).

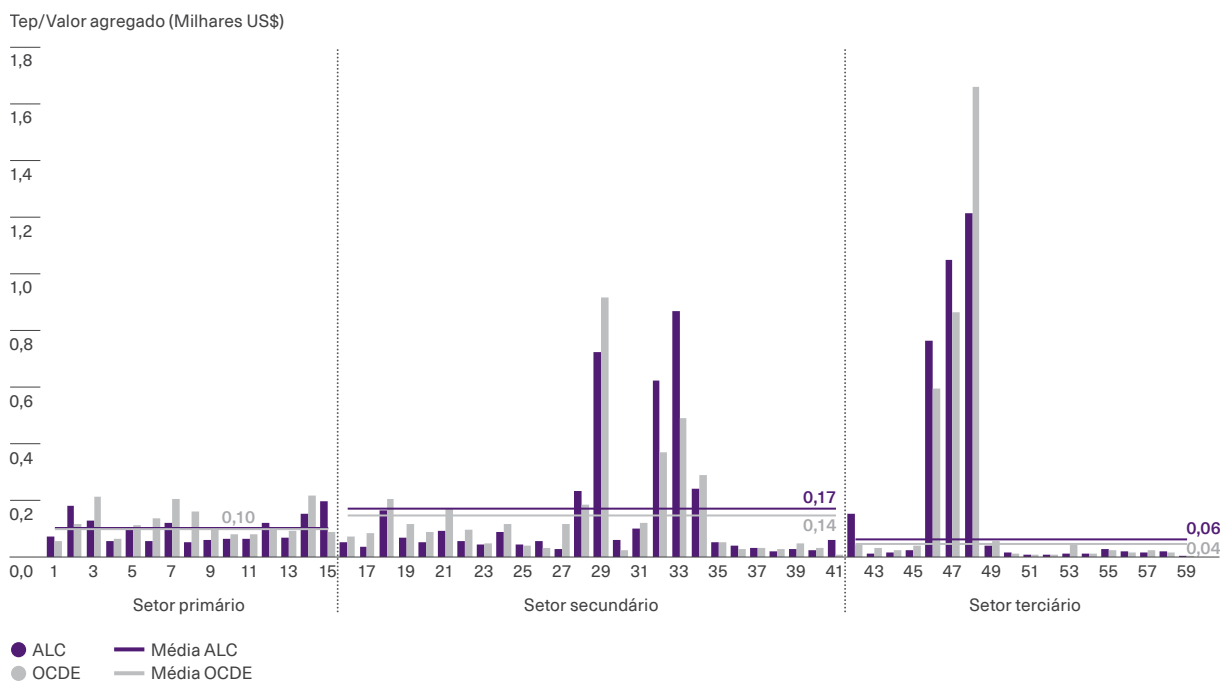
Essa visão é aplicável tanto para uma perspectiva temporal quanto para explicar as diferenças entre os países em um determinado momento. Ou seja, pode-se perguntar até que ponto uma mudança na intensidade energética de um país em um determinado período se deve a mudanças em sua ineficiência energética ou a uma mudança em sua estrutura econômica. Da mesma forma, pode-se perguntar até que ponto as diferenças na intensidade energética entre dois países são explicadas por hiatos de eficiência ou por diferenças na estrutura econômica.

A necessidade de incorporar o papel da estrutura econômica e não apenas considerações de eficiência energética na análise da intensidade energética baseia-se em três regularidades (R) que emergem ao explorar informações em nível setorial.

R1. A primeira regularidade é que os setores diferem em intensidade energética. O gráfico 2.5 mostra a intensidade energética construída a partir da base de dados do Projeto de Análise Global do Comércio (GTAP, na sigla em inglês) em sua versão de 2017. No gráfico, observa-se que não só há diferenças nos níveis médios de intensidade energética entre os setores primário, secundário e terciário, como também há diferenças muito marcantes entre os subsetores dentro desses grandes setores. Em média, os setores primário e terciário têm a menor intensidade energética e o setor secundário, a maior. Entretanto, dentro do setor terciário, destacam-se três subsetores dos transportes - aéreo (barra 48 do gráfico), marítimo (barra 47) e outros (barra 46) - entre o grupo daqueles com maior intensidade energética na economia.

Gráfico 2.5

Intensidade energética média por setor econômico na América Latina e no Caribe e na OCDE em 2017



Nota: A intensidade energética é calculada como a relação entre o consumo de energia (em toneladas equivalentes de petróleo) e o valor agregado (em milhares de dólares constantes de 2015). Os valores de intensidade energética de cada região foram obtidos agregando o consumo de energia e o valor agregado de uma seleção de países. As linhas verticais separam os setores em três grandes categorias: setor primário, secundário (atividades manufatureiras) e terciário (serviços). As linhas horizontais mostram a intensidade energética média em cada um desses três grandes setores para ambas as regiões. No apêndice do capítulo disponível on-line, detalham-se os setores econômicos incluídos e a lista de países considerados em cada grupo.

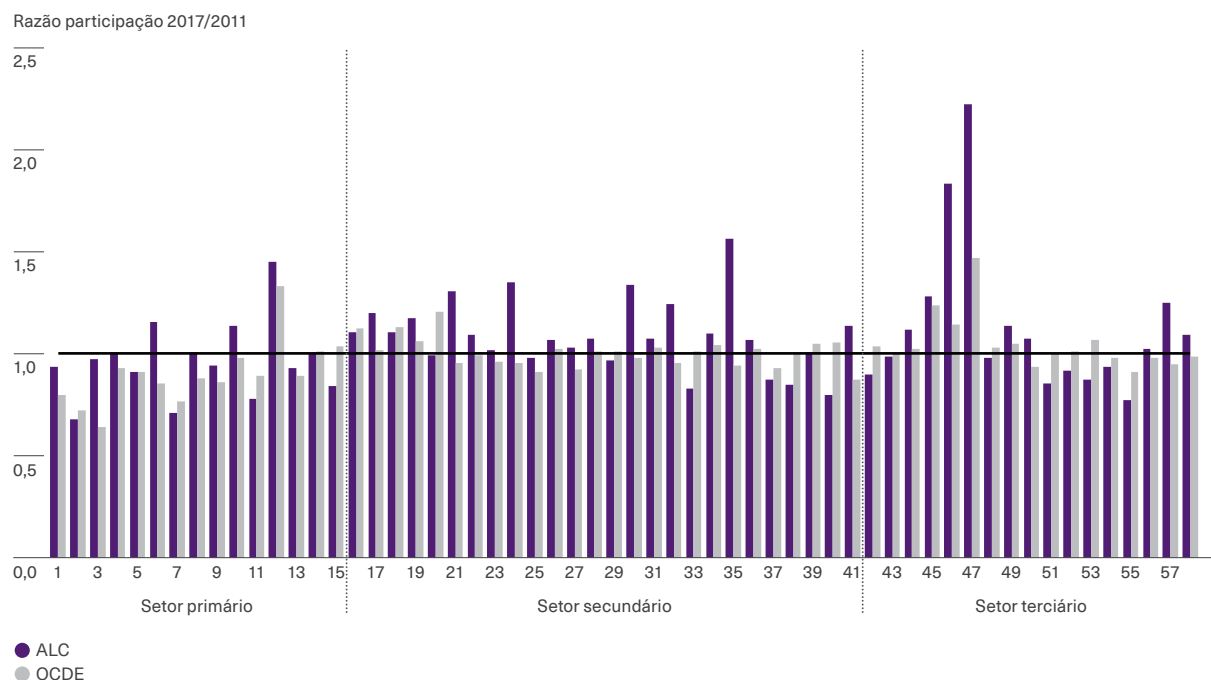
Fonte: Elaboração própria com base no Banco Mundial (2023h, 2023i) e Aguiar et al. (2022).

R2. A segunda regularidade é que a estrutura econômica muda ao longo do tempo. O gráfico 2.6 mostra a razão entre a importância relativa de cada setor entre 2017 e 2011, novamente usando o GTAP. A importância de cada setor é medida como a proporção do valor agregado da economia que o setor representa. Um número maior do que 1 implica que o setor aumentou

em importância entre 2011 e 2017, enquanto um número menor do que 1 indica que sua relevância diminuiu⁸. Em termos gerais, o gráfico sugere uma redução na importância da maioria das indústrias do setor primário e um crescimento significativo da relevância das indústrias de transporte.

Gráfico 2.6

Mudança na importância dos setores econômicos entre 2011 e 2017



Nota: O gráfico apresenta como variou a importância relativa de cada setor econômico entre 2011 e 2017 na América Latina e no Caribe, assim como nos países da OCDE. Para isso, foi calculado o quociente entre o valor agregado de cada setor e o valor agregado total de cada região nos anos de 2011 e 2017. Depois, para cada setor e região, foi obtida a razão entre a participação setorial em 2017 e em 2011. A linha horizontal marca quando essa razão é igual a 1, indicando que o setor econômico não modificou sua importância relativa durante o período considerado. Os valores de cada região foram obtidos agregando o valor agregado (setorial e total) de uma seleção de países que a compõem. As linhas verticais separam os setores em três grandes categorias: primário, secundário (atividades manufatureiras) e terciário (serviços). No apêndice do capítulo disponível online, são detalhados os setores econômicos incluídos e os países que compõem cada grupo.

Fonte: Elaboração própria com base no Banco Mundial (2023h, 2023i) e Aguiar et al. (2016, 2022).

⁸ No gráfico A.2.1 do apêndice do capítulo, disponível on-line, observa-se o nível de importância dos setores.

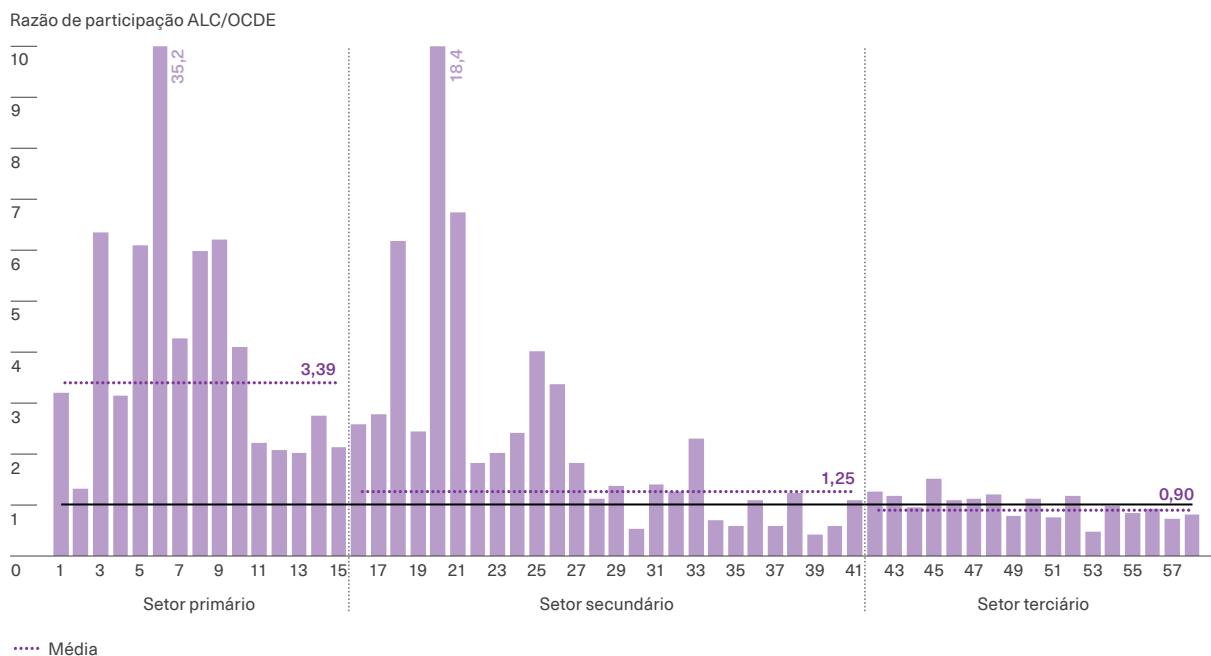


R3. Finalmente a estrutura econômica difere entre os países. O gráfico 2.7 compara a importância de cada setor entre a América Latina e o Caribe e os países da OCDE em 2017. Nesse caso, um valor maior que 1 significa que o setor é relativamente mais importante na região, enquanto um valor abaixo de 1 indica menor importância relativa. Provavelmente, o mais notável é

a maior importância das indústrias do setor primário na região, embora três indústrias também se destaquem no setor secundário, ligadas ao processamento de alimentos: produção de óleo vegetal (barra 18 no gráfico), arroz processado (barra 20) e produção de açúcar (barra 21).

Gráfico 2.7

Comparação da estrutura econômica da América Latina e do Caribe e da OCDE em 2017



Nota: O gráfico mostra como a estrutura econômica da América Latina e do Caribe variou em 2017 em comparação com a da OCDE. Para isso, foi calculado o quociente entre o valor agregado setorial e o valor agregado total em 2017 para ambas as regiões. Após, para cada setor, obtivemos a razão entre a participação setorial da América Latina e do Caribe sobre a da OCDE. As linhas verticais separam os setores em três categorias amplas: primário, secundário (atividades manufatureiras) e terciário (serviços). A linha horizontal contínua mostra quando a razão assume o valor de 1, indicando que a importância relativa do setor econômico é a mesma em todas as regiões. As linhas horizontais pontilhadas representam a proporção média em cada um desses três setores principais. Os valores de cada região foram obtidos pela soma do valor agregado (setorial e total) de uma seleção de países. Detalhes sobre os setores econômicos incluídos e os países considerados em cada grupo podem ser encontrados no apêndice do capítulo disponível on-line.

Fonte: Elaboração própria com base no Banco Mundial (2023h, 2023i) e Aguiar et al. (2022).

Como é possível separar o papel da eficiência energética do papel da estrutura econômica?

Um trabalho de pesquisa desenvolvido no contexto deste relatório aborda essa questão tanto para a América Latina e o Caribe quanto para os países

desenvolvidos (Allub, Álvarez e Brugiafreddo, 2024), explorando vários métodos. Aqui apresentamos os resultados de dois deles (descritos resumidamente no quadro 2.3), um para a perspectiva temporal (com base em Foster et al., 2001) e outro para a comparação entre países (com base em Olley e Pakes, 1996).

Os exercícios de decomposição são aplicados ao banco de dados GTAP (ondas 2011-2017), que fornece informações sobre 65 setores da economia. Os autores somente visam aos setores consumidores finais de energia (e não produtores), restando um total de 59 setores. Para cada um deles, temos o valor agregado e as unidades de energia consumidas⁹.

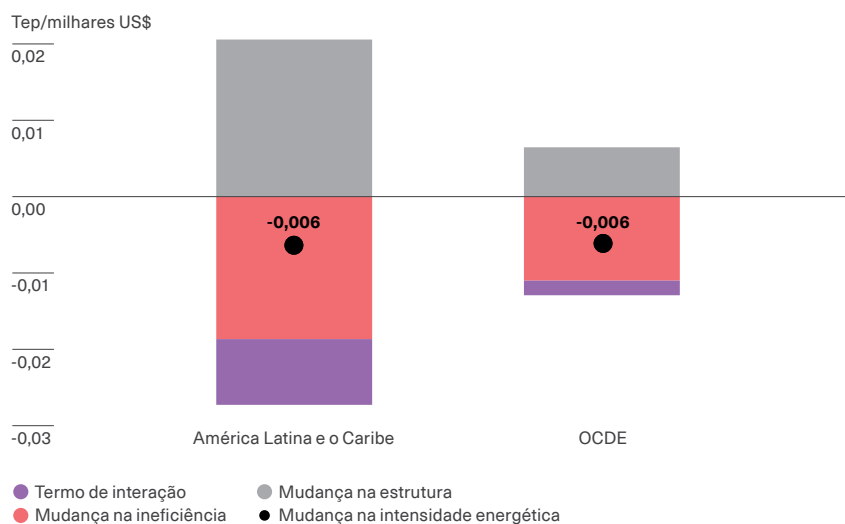
O gráfico 2.8 mostra a decomposição de acordo com a visão temporal. Entre 2011 e 2017, houve uma queda na intensidade energética na América Latina e no Caribe (representada por um ponto no gráfico) de 0,006 unidades de energia por unidade de valor agregado (cerca de 7%). Na OCDE, o número também corresponde a 0,006 (cerca de 9%). Entretanto, em ambas as regiões, a mudança negativa na ineficiência

(barra rosa) é maior do que a queda na intensidade energética agregada (ponto), enquanto o efeito da mudança na estrutura econômica é positivo (barra cinza). Isso significa que os ganhos de eficiência entre 2011 e 2017 em ambas as regiões foram parcialmente compensados por mudanças na estrutura econômica.

● ●
Os cálculos de decomposição mostram que, se a estrutura econômica da América Latina e do Caribe não tivesse mudado, a queda na intensidade energética teria sido de 20%, mais do que o dobro da registrada

Gráfico 2.8

Decomposição das mudanças na intensidade energética por região



Nota: O gráfico mostra como a variação da intensidade energética entre 2011 e 2017 é decomposta em mudanças na ineficiência, na estrutura e ambos os efeitos em conjunto, com base nos dados do banco de dados GTAP. A intensidade energética é calculada como a relação entre o consumo de energia (em toneladas equivalentes de petróleo) e o valor agregado da economia (em milhares de dólares constantes do ano de 2015). Os valores em nível regional surgem da agregação do consumo de energia e do valor agregado dos países que a integram. A lista de países considerados em cada região pode ser consultada no apêndice do capítulo disponível on-line.

Fonte: Allub, Álvarez e Brugiafreddo (2024).

⁹ O GTAP fornece informações para 19 países da região. Entretanto, somente em 12 deles as mudanças e os níveis de intensidade energética corresponderam aos padrões qualitativos do período de estudo com a fonte de dados que alimenta a tabela 2.4. A análise aqui realizada se concentra nesses 12. Para obter mais detalhes e informações sobre todos os países, consulte Allub et al., 2024. O gráfico A.2.5 no apêndice do capítulo, disponível on-line, mostra a análise para esses 7 países excluídos da análise no texto principal.

Quadro 2.3

Métodos de decomposição da intensidade energética entre eficiência e estrutura econômica

A intensidade energética de um país no período t pode ser escrita a partir da intensidade energética de seus setores ou indústrias da seguinte forma:

$$IE_t = \sum s_t^e IE_t^e \quad (1)$$

Onde se representa a fração do valor agregado da economia que é explicada pela indústria e , enquanto IE^e corresponde à intensidade energética desta indústria específica.

Com base em Foster et al. (2001), a variação de IE em dois períodos pode ser escrita como:

$$\Delta IE_{t,t+1} = \sum s_t^e \Delta IE_{t,t+1}^e + \sum (IE_t^e - IE_t) \Delta s_{t,t+1}^e + \sum \Delta IE_{t,t+1}^e \Delta s_{t,t+1}^e \quad (2)$$

O primeiro componente da equação é a mudança média na intensidade energética em nível de indústrias. Nessa expressão matemática, a média é calculada usando como ponderação a participação no produto de cada setor no período inicial. Esse componente, chamado de **mudança na ineficiência energética**, capta qual teria sido a mudança na intensidade energética agregada se não tivesse havido mudanças na estrutura econômica. O segundo componente é chamado de **mudança na estrutura**. Nessa expressão, o aumento na importância de um setor aumenta a intensidade energética agregada, na medida em que o setor tem maior intensidade energética do que a economia como um todo, enquanto a reduz quando o setor tem menor intensidade energética do que a economia. Esse termo capturaria a mudança na intensidade energética agregada se nenhum setor sofresse variações na intensidade energética. O último componente, o **termo de interação**, é a mudança na intensidade energética que não pode ser atribuída exclusivamente a mudanças na intensidade energética setorial ou a mudanças na estrutura econômica, mas sim à interação de ambas as forças.

A equação (2) foi projetada para levar em conta as mudanças ao longo do tempo. Para informações de seção transversal, pode-se considerar a decomposição de Olley e Pakes (1996). Ela separa o nível de intensidade energética de uma economia em um determinado momento em dois componentes, ou seja:

$$IE_t = \overline{IE}_t + \sum (s_t^e - s) (IE_t^e - \overline{IE}_t) \quad (3)$$

Na equação (3), as barras acima da variável indicam a média simples. A decomposição nos permite, então, separar a intensidade energética agregada em um componente que é a média simples das indústrias ou setores que compõem a economia, que pode ser associado ao **termo de ineficiência**, e outro ligado a covariância entre o tamanho do setor e sua intensidade energética. Se esse segundo termo for positivo, significa que os setores maiores (medidos por sua contribuição relativa à produção agregada) tendem a ter maior intensidade energética e vice-versa. Esse é o chamado **termo de estrutura**.

De fato, de acordo com os cálculos de decomposição, se a estrutura econômica não tivesse mudado, a queda na intensidade energética teria sido de 20% na América Latina e no Caribe, ou seja, mais do que o dobro da registrada. Este papel da estrutura é

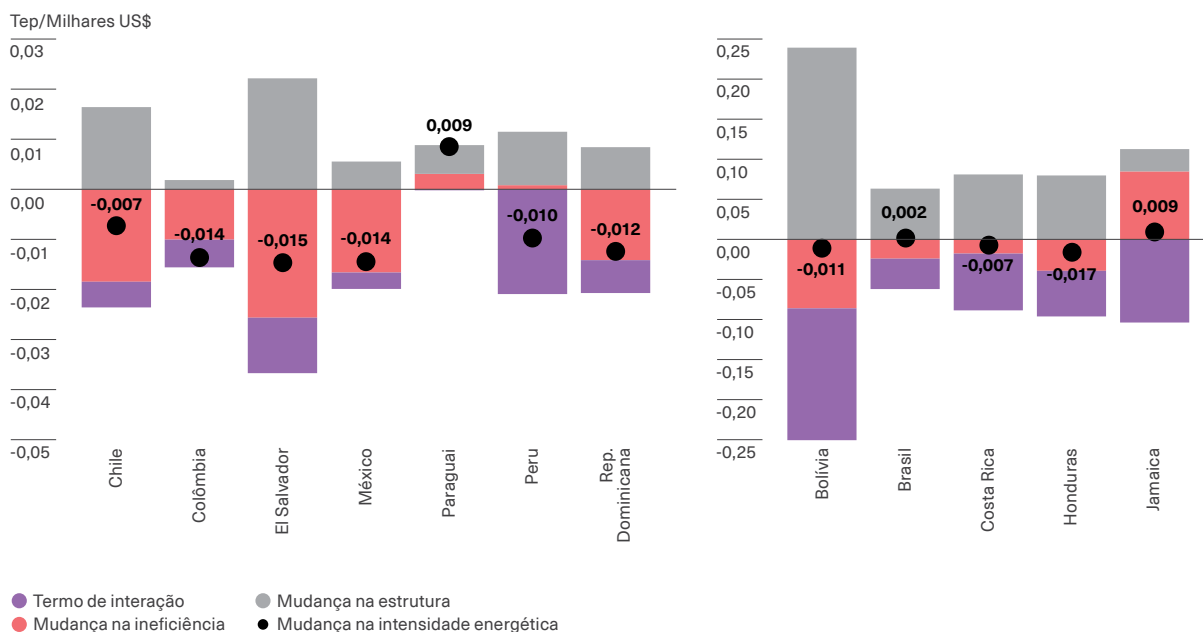
consistente com a redução da importância das indústrias do setor primário (normalmente de baixa intensidade energética), combinada com o crescimento de setores como transportes, com elevada intensidade energética (vide o gráfico 2.6).

O gráfico 2.9 apresenta a mesma informação, mas para alguns países da América Latina e do Caribe. A amostra é dividida em dois grupos com base no intervalo em que os fatores se movem. Em geral, observam-se mudanças negativas no termo de ineficiência (barra azul), que são mais pronunciadas do que as variações (também geralmente negativas) na intensidade energética agregada (ponto). Da mesma forma, confirma-se que a mudança na estrutura (barra cinza) é positiva, indicando que as alterações na estrutura econômica agiram de forma contrária; ou seja, com tendência a aumentar a intensidade energética, parcialmente compensada pelos ganhos de eficiência energética. O Paraguai é atípico

principalmente porque, entre 2011-2017, houve um leve aumento na intensidade energética agregada; no entanto, assim como nos demais países, a realocação setorial contribuiu para uma menor intensidade energética agregada¹⁰.

Na segunda perspectiva, os países da região são comparados com a Suça como referência, pois lidera a classificação dos países com menor intensidade energética dentro da OCDE. Conforme explicado no quadro 2.3, para este fim, é utilizada a decomposição de Olley-Pakes (1996). O gráfico 2.10 mostra a intensidade energética agregada (painel A), o componente de ineficiência (painel B) e o componente de estrutura (painel C).

Gráfico 2.9
Decomposição das mudanças na intensidade energética por país



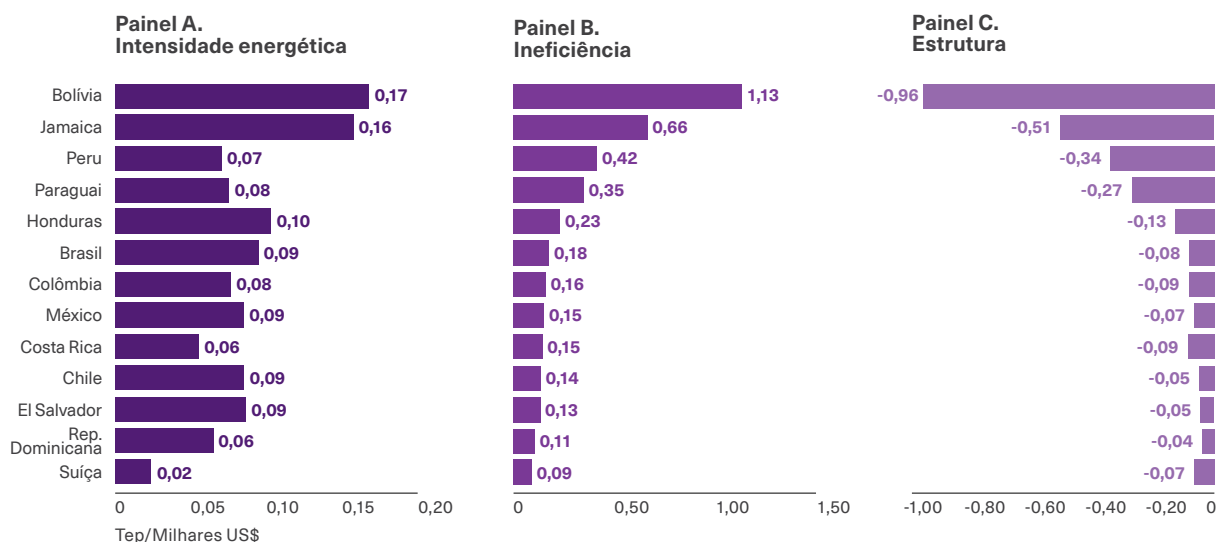
Nota: O gráfico mostra como a variação da intensidade energética entre 2011 e 2017 é decomposta em mudanças na ineficiência, na estrutura e ambos os efeitos em conjunto, usando dados do GTAP para um conjunto de 12 países. Na tabela A.2.2 do apêndice disponível on-line, expõem-se os resultados dos demais países da América Latina e do Caribe relatados pelo GTAP e não incluídos neste gráfico. A intensidade energética é calculada como a relação entre o consumo de energia (em toneladas de petróleo equivalente) e o valor agregado da economia (em milhares de dólares constantes de 2015).

Fonte: Allub, Álvarez e Brugiafreddo (2024).

¹⁰ Conforme apresentado na tabela 2.4, a intensidade energética no Paraguai também caiu entre 2000 e 2019; porém, se restrito ao período de 2011 a 2017, a intensidade cresceu.

Gráfico 2.10

Decomposição da intensidade energética nos países selecionados da América Latina e do Caribe e na Suíça



Nota: A intensidade energética, representada no painel A, é calculada como a relação entre o consumo de energia (em toneladas equivalentes de petróleo) e o valor agregado da economia (em milhares de dólares constantes de 2015). Nos painéis B e C são mostrados os componentes nos quais a intensidade energética é decomposta: ineficiência e estrutura. Os países foram ordenados de forma decrescente de acordo com seu nível de eficiência energética. No apêndice do capítulo disponível on-line, detalham-se os critérios para a seleção da amostra de países analisados.

Fonte: Elaboração própria com base no Banco Mundial (2023h, 2023i) e Aguiar et al. (2022).

A decomposição indica que a estrutura econômica determina de forma significativa o nível de intensidade energética agregada dos países. Especificamente, o termo de estrutura é negativo em todos eles, o que significa que os setores com maior participação no valor agregado tendem a ter menor intensidade energética. Isso resulta em uma intensidade energética mais baixa do que em um mundo no qual a importância do setor e sua intensidade energética são independentes.



A decomposição das mudanças indica que a estrutura econômica determina de forma significativa o nível de intensidade energética agregada dos países

No entanto, observa-se que o componente de estrutura é mais negativo em alguns países da América Latina e do Caribe do que no país de referência, Suíça¹¹. Isso é especialmente verdadeiro para a Bolívia, Jamaica, Peru e Paraguai. Nesses países, as grandes diferenças na ineficiência em relação à Suíça não se traduzem completamente em diferenças na intensidade energética, porque parte delas é compensada por uma estrutura mais direcionada para setores com menor intensidade energética.

Embora os resultados obtidos pelas decomposições sejam específicos para o período estudado, eles permitem concluir que o estudo da intensidade energética e, conseqüentemente, da transição energética em geral não deve ser realizado ignorando o fenômeno da transformação estrutural das economias. A estrutura econômica afeta o nível e a evolução da intensidade energética e, portanto, a viabilidade do desacoplamento e do sucesso na mitigação.

11 A maior importância relativa das indústrias do setor primário na região está em linha com esta conclusão.



Ponto de partida: sistemas energéticos da América Latina e do Caribe

● Os atributos necessários da energia

● Composição da matriz energética da América Latina e do Caribe

● A relação entre eficiência e emissões no setor de energia

3

Mensagens-chave

1

O consumo energético per capita na América Latina e no Caribe representa aproximadamente 65% do consumo per capita global. Para obter 25,4 exajoules de produtos energéticos finais na região, são necessários 35,2 exajoules de insumos.

2

A eletricidade representa apenas 20% do consumo energético total, enquanto os demais 80% são fornecidos por combustíveis de origem principalmente fóssil.

3

Cerca de 57% da geração elétrica da região provém de fontes não combustíveis, com uma predominância significativa de energia hidrelétrica. As energias renováveis não convencionais representam 11%. No entanto, a intensidade das emissões de eletricidade em alguns países continua alta, mesmo quando comparada ao uso direto de vetores energéticos como o gás natural.

4

A intensidade das emissões de energia depende de dois elementos: a eficiência dos sistemas energéticos e a combinação de insumos primários utilizados para fornecer energia aos usuários finais (receita energética).

5

A mudança na receita energética implica a substituição de fontes de energia de alta emissão, como os combustíveis fósseis, por energia limpa. O principal facilitador para essa mudança é a eletrificação do consumo, pois existem muitas tecnologias para produzir eletricidade com emissões baixas ou nulas.

6

Os diversos usos da energia requerem que ela tenha atributos específicos. Alguns usos ainda são difíceis de serem atendidos com eletricidade. Por esse motivo, a promoção de combustíveis alternativos de baixa emissão é de importância fundamental.

7

A eficiência dos sistemas oferece uma área importante para as políticas públicas em matéria energética, pois permite a redução das emissões a curto e médio prazo, enquanto houver fontes de energia fóssil. As dimensões centrais nessa área são as melhorias da eficiência na transformação de combustíveis e na geração de eletricidade, a redução das perdas técnicas de transmissão e a distribuição e a eliminação das emissões fugitivas.

8

Os vetores energéticos passam por vários processos de transformação, desde a fonte primária até o consumo final, o que resulta em perdas. Além disso, a cadeia de valor dos combustíveis fósseis envolve emissões fugitivas. Esses dois fatores ampliam as emissões de gases de efeito estufa (GEE) originadas no consumo de energia e podem representar até 34% dessas emissões, dependendo do tipo de combustível.

9

As emissões de GEE do uso de gás natural são as mais baixas entre os combustíveis fósseis. No momento do consumo, essas emissões são 24% menores do que as liberadas pelo diesel e 32% menores do que as produzidas em toda a cadeia de valor.

Ponto de partida: sistemas energéticos da América Latina e do Caribe¹

Introdução

A energia é um recurso essencial para o bem-estar e o progresso econômico da sociedade, desempenhando um papel crucial na vida cotidiana das pessoas e na produção de bens e serviços. As famílias dependem da energia para realizar tarefas fundamentais, como a iluminação, o cozimento ou a regulação da temperatura em edifícios e o transporte. Além disso, a energia constitui uma parte central do valor agregado de praticamente todos os produtos consumidos.

Apesar de sua importância, o uso de energia também é o principal contribuinte global para a crise ambiental enfrentada pela humanidade, sendo o aquecimento global sua manifestação mais urgente. Nesse contexto, a transição energética surge como um imperativo para enfrentar essa crise e garantir o desenvolvimento sustentável. Esse processo implica uma mudança na matriz energética dos países para reduzir seu impacto sobre o aquecimento global, diminuindo a dependência de combustíveis fósseis e aumentando

a participação de fontes de energia limpas e renováveis, como solar, eólica, hidrelétrica e geotérmica, entre outras.

A transição energética engloba todas as ações que permitem reduzir o impacto sobre o aquecimento global associado ao consumo de energia. Mais precisamente, compreende todas as medidas possíveis para reduzir a intensidade total de GEE necessária para cada unidade de bem-estar obtida pelo consumo de energia, por exemplo, o bem-estar obtido pela moderação da temperatura de uma casa com ar-condicionado. O capítulo anterior aproxima esse conceito por meio da medição das emissões por unidade de produto interno bruto (PIB). Além disso, ele decompõe essa medida em um componente de eficiência energética (energia por unidade de PIB) e outro de intensidade de emissões (emissões por unidade de energia).

¹ Este capítulo foi elaborado por Walter Cont e Federico Juncosa com a assistência de pesquisa de Lautaro Carrizo e Agustín Staudt.

Este capítulo procura analisar a intensidade das emissões de energia (segundo componente) considerando, por sua vez, dois elementos. O primeiro é a eficiência dos sistemas de energia, que se refere à quantidade de insumos energéticos necessários para fornecer uma unidade de energia aos usuários finais. O segundo é a receita energética, ou seja, a combinação de insumos (por exemplo, petróleo, lenha, energia hidráulica) consumidos para fornecer energia aos usuários finais. Esses tipos de insumos energéticos, conhecidos como fontes de energia primária, podem ter diferentes níveis de intensidade de emissões associados a eles, de modo que as variações nessa combinação implicam variações nas emissões.

Tanto as melhorias na eficiência dos sistemas energéticos quanto as mudanças na combinação de fontes de energia utilizadas têm um papel importante a desempenhar na descarbonização. O novo equilíbrio de longo prazo desejado exige inevitavelmente grandes alterações na receita, de fontes de energia sujas para fontes de energia de baixa emissão. Por sua vez, o principal facilitador dessa mudança é a eletrificação do consumo, pois agora há muitas maneiras de produzir eletricidade a partir de fontes limpas para substituir as fontes de alta emissão, o que é discutido

em profundidade no capítulo 4. No entanto, essa estratégia enfrenta desafios no caso de usos de energia que são difíceis de atender com eletricidade. O que ficar fora do escopo da eletrificação exigirá alternativas de combustíveis de baixa emissão, discutidas no capítulo 5. Durante a transição, podem ser adotadas estratégias para mudar a receita, que envolvem a substituição de determinados combustíveis por gás natural, que, como será visto a seguir, apresenta um impacto ambiental menor.

As melhorias na eficiência dos sistemas energéticos têm um papel importante na redução do impacto sobre o aquecimento global, uma vez que perdas de energia que ocorram até chegar ao usuário final atuam como um multiplicador das emissões da energia consumida. Portanto, um uso mais eficiente dos insumos energéticos reduziria as emissões a curto e médio prazo. Este capítulo fará uma aproximação dessas perdas de energia com as informações disponíveis para os países da região. Dentro desse melhor uso dos insumos energéticos está a eliminação de emissões fugitivas associadas ao setor de hidrocarbonetos, que, conforme discutido abaixo, contribui substancialmente para as emissões na região.

Uso de energia e atributos necessários

A energia tem usos muito diversos na sociedade, cada um exigindo características específicas na energia utilizada. Esses usos são geralmente classificados em calor (para preparação de alimentos e determinados processos industriais), resfriamento, movimento (aplica-se ao transporte, mas também ao maquinário industrial), iluminação e puramente eletrônicos (para comunicações e computação). Ao mesmo tempo, os usos podem ser diferenciados de acordo com o local onde ocorrem: a) urbano fixo, b) rural fixo ou remoto e c) móvel.

Para atender a essas diversas necessidades, diversos vetores de energia são empregados. Esse termo se refere ao meio ou substância por meio do qual a energia é armazenada, transportada e disponibilizada em uma forma utilizável, como eletricidade ou combustíveis. Cada vetor tem atributos específicos que o tornam mais adequado para determinados usos. São eles: facilidade de envio, armazenamento e transporte².

2 O despacho refere-se à facilidade com que a energia pode ser fornecida sob demanda, tanto em termos de disponibilidade no momento em que é necessária quanto em termos da potência exigida (energia consumida por unidade de tempo). A facilidade de transporte e armazenamento está associada à densidade energética em termos de energia contida por unidade de volume (densidade volumétrica) e em relação ao peso (densidade gravimétrica). Além disso, a facilidade de armazenamento requer que o recurso energético seja estável e seguro sob as condições ambientais às quais está sujeito nesse estágio do processo.



A energia tem usos muito diversos na sociedade. Cada um deles pode ser satisfeito por meio de vários vetores energéticos

A eletricidade oferece várias vantagens para o consumo e a produção. Ela possibilita atender a uma ampla variedade de necessidades energéticas de maneira eficiente e segura. Também existem numerosas tecnologias para gerar eletricidade com diversos insumos. A desvantagem é que a eletricidade tem os mais altos custos de armazenamento e transporte, em grande parte devido à baixa densidade energética dos meios de armazenamento atuais. Quase toda a eletricidade é fornecida por meio de uma conexão contínua com redes de transmissão e distribuição. Os usos móveis e remotos da eletricidade, sem acesso contínuo à rede, requerem o armazenamento em baterias, o que ainda é uma solução cara.

Os combustíveis atualmente em uso, por outro lado, são conhecidos por sua alta densidade energética e pela relativa facilidade com que podem ser armazenados e transportados. Eles são essenciais em aplicações que requerem grandes quantidades de energia em espaços confinados ou onde a liberação rápida de energia é necessária, como no transporte aéreo ou marítimo e em determinados processos industriais que exigem altas temperaturas. No entanto, seu consumo apresenta desafios significativos para a descarbonização, já que a maioria dos combustíveis com alta densidade energética atualmente provém de fontes fósseis. A transição para os combustíveis com baixa pegada de carbono, como os biocombustíveis de fontes sustentáveis ou o hidrogênio verde, enfrenta grandes desafios em termos de custos, tecnologias de produção e adaptação da infraestrutura existente.

O transporte de cargas leves, que é um uso móvel em que a quantidade de energia que é necessário armazenar é limitada, pode ser facilmente atendido

por eletricidade, aproveitando a infraestrutura de transporte para essa forma de energia que existe em ambientes urbanos e a capacidade das baterias para um armazenamento eficiente e seguro. Os usos urbanos geralmente não requerem grande armazenamento porque podem contar com redes de distribuição densas e bem desenvolvidas, que proporcionam um suprimento constante e confiável de energia. A infraestrutura da rede permite que a energia seja despachada conforme a necessidade, minimizando a necessidade de armazenamento em grande escala.

Em contraste, para usos de energia em locais remotos, a capacidade de armazenamento costuma ser um atributo central, como no caso de operações de mineração e agrícolas. Além disso, o transporte aéreo é um uso móvel que é muito sensível à densidade de energia por volume e peso. A capacidade e a densidade energética das baterias disponíveis atualmente impõem uma limitação técnica ao alcance e à capacidade de carga das aeronaves elétricas, tornando-as pouco práticas. A aviação precisa de combustíveis com alta densidade energética, como os derivados de petróleo, para atender a seus requisitos de alcance e potência.



Os combustíveis atualmente em uso possuem uma alta densidade energética e podem ser armazenados e transportados com facilidade

Por fim, os usos que envolvem temperaturas muito altas, como determinados processos industriais, enfrentam desafios técnicos grandes demais para serem atendidos pela eletricidade. Por exemplo, os processos de fabricação de ferro e cimento requerem temperaturas superiores a 1.000°C, mais facilmente atingíveis por meio de combustão direta. Esses processos precisam de desenvolvimentos tecnológicos que permitam que os altos níveis de temperatura sejam alcançados de forma sustentável e com fontes renováveis.

Matriz energética na América Latina e no Caribe

Esquemáticamente, o sistema energético de um país consiste na produção de fontes primárias de energia, que passam por vários processos de transformação, transporte e distribuição. Além disso, os países comercializam insumos primários, intermediários ou finais. Finalmente, ocorrem os usos finais da energia. Em cada um desses estágios, há perda de energia, seja porque ela é utilizada no próprio processo (energia útil consumida pelo setor energético) ou porque há perdas na forma de calor, ruído ou vazamento, conhecidas como energia rejeitada. A relação entre o consumo total e os insumos energéticos utilizados captura conjuntamente a eficiência global do sistema.

A tabela 3.1 apresenta a matriz energética agregada da América Latina e do Caribe com valores médios para os últimos 5 anos disponíveis, entre 2017 e 2021. A matriz parte dos insumos energéticos primários (coluna a) e chega aos consumos finais de energia por setor (coluna e). A tabela mostra, na parte superior, a submatriz elétrica, destacando os insumos primários usados para gerar eletricidade e distinguindo a geração a partir de fontes combustíveis e não combustíveis, bem como os consumos de eletricidade por setor. A parte inferior mostra a submatriz de uso de combustíveis, identificando de forma semelhante os insumos por tipo e os consumos por setor.

O consumo energético total na América Latina e no Caribe é de 24,2 exajoules (EJ) por ano, equivalente a 36,3 gigajoules (GJ) per capita, aproximadamente 65% do consumo per capita mundial³. Desse total, 20% corresponde ao vetor de eletricidade, enquanto o restante é feito por vetores energéticos combustíveis, como os combustíveis líquidos, a lenha e o gás natural. Além disso, 1,2 EJ de combustíveis são consumidos para fins não energéticos.



O consumo energético total na América Latina e no Caribe chega a 24,2 exajoules (EJ) por ano, dos quais 20% correspondem ao vetor de eletricidade e o restante aos vetores energéticos combustíveis

Os 25,4 EJ de produtos energéticos finais (consumo final de energia para uso energético e não energético) são obtidos de um conjunto de insumos, chamados de fontes de energia primária (coluna a da tabela 3.1), totalizando 35,2 EJ⁴. A diferença entre as fontes de energia primária e o consumo pode ser atribuída a três fatores: 1) os processos de produção dos insumos energéticos; 2) os processos de transformação pelos quais os produtos energéticos passam até chegarem aos usuários finais; e 3) o transporte desses produtos entre os estágios de produção, transformação e uso final. Cada um desses estágios requer o uso de energia e resulta em perdas de energia de vários tipos. A produção de petróleo, por exemplo, consome energia (geralmente gás natural) para o bombeamento que muitas vezes é necessário para pressurizar os reservatórios na atividade de extração de petróleo bruto e para transportá-lo por meio de oleodutos ou outros meios de transporte terrestre e marítimo.

Na região, o consumo de eletricidade chega a 4,78 EJ. Por sua vez, a quantidade de geração elétrica foi estimada em 5,89 EJ. A diferença entre o consumo e a geração se deve em parte ao autoconsumo de eletricidade, ou seja, à eletricidade utilizada no processo dos centros de geração e, em parte, à existência de perdas na transmissão e distribuição.

3 De acordo com os dados da AIE (2023x), o consumo na América Central e do Sul é de 39,7 GJ per capita (excluindo o México), o que equivale a 71% do consumo global de 55,6 GJ per capita (AIE, 2023x, tabelas A.23 e B.1).

4 Isso está de acordo com o observado globalmente, pois o consumo de energia de 439 EJ é calculado a partir de insumos estimados em 624 EJ (AIE, 2023v).

Tabela 3.1

Matriz energética da América Latina e do Caribe em valores médios de 2017-2021

Oferta primária e importação de energia secundária (a)		Perdas de transformação e autoconsumo (b)	Geração (e importação líquida de eletricidade) (c)	Perdas de transmissão e distribuição (d)	Consumo final (e)	
Geração não combustível	Hidrelétrica	2,70				
	Geotérmica	0,19				
	Nuclear	0,39				
	Solar	0,10				Residencial 1,38
	Eólica	0,33				Agricultura, pesca e mineração 0,41
	Subtotal não combustível	3,72	0,38	3,34		Comércio 1,01
Geração combustível	Gás natural	3,92				Transporte 0,02
	Petróleo e derivados	1,25				Indústria 1,89
	Carvão	0,92				Construção 0,07
	Biomassa	1,10				Subtotal consumo elétrico 4,78
	Subtotal combustível	7,19		2,55		
	Importações líquidas	0,00		0,00		
Subtotal para geração elétrica		10,91	4,64	5,89	1,10	Consumo elétrico 4,78
Combustíveis uso final	Gás natural	5,91				Residencial 2,90
	Petróleo e derivados	11,91				Agricultura, pesca e mineração 1,04
	Carvão	1,00				Comércio 0,36
	Biomassa	5,36				Transporte 9,34
	Não energético	0,06				Indústria 5,64
						Construção 0,13
						Consumo energético de combustíveis 19,41
						Consumo não energético 1,19
Subtotal para combustíveis		24,24	3,64			Consumo de combustíveis 20,60
Total		35,15				Consumo total 25,38

Nota: A tabela informa os valores agregados da matriz energética da ALC com os últimos dados disponíveis para o período 2017-2021. A matriz tem como valores principais os insumos para a geração e combustíveis de uso final (coluna a), a geração de eletricidade (coluna c) e o consumo (total e desagregado por setor e tipo de uso, na coluna e). Na área de cor violeta, está desagregado (na coluna a) entre "insumos para geração não combustível" e "insumos para geração com combustíveis", que são utilizados para a geração elétrica correspondente a cada tipo (coluna b). Mais detalhes dos cálculos realizados podem ser encontrados no apêndice (disponível on-line).

Fonte: Elaboração própria com base em dados da OLADE (2023b).



O consumo anual de eletricidade na América Latina e no Caribe é de 4,78 EJ, enquanto a geração chega a 5,89 EJ. A diferença se deve ao autoconsumo e às perdas de transmissão e distribuição

A eletricidade é obtida por meio de várias tecnologias que podem ser agrupadas em duas categorias: geração a partir de combustíveis e geração a partir de insumos não combustíveis. Na geração não combustível, a energia nuclear é geralmente considerada não renovável porque requer um insumo energético suscetível ao esgotamento: o urânio. Esse insumo, embora relativamente abundante na crosta terrestre, é estritamente um recurso finito e de produção cara, tanto na sua extração quanto no seu enriquecimento, quando necessário, e no seu descarte após o uso.

Por outro lado, os insumos de fontes renováveis, como lenha ou resíduos agrícolas, podem ser utilizados na geração de eletricidade a partir de combustíveis. Os combustíveis de origem vegetal e animal são renováveis, embora produzam emissões comparáveis às dos combustíveis fósseis quando queimados. Entretanto, sob certas condições, eles podem ser considerados de baixa emissão, pois o carbono liberado durante a combustão deve ter sido capturado da atmosfera pouco tempo antes. A intensidade de emissões atribuída a eles depende, em última análise, da sustentabilidade com que seu ciclo de vida é gerenciado, conforme discutido em detalhes no capítulo 5.

A geração elétrica não combustível atinge 3,34 EJ a partir de 3,72 EJ de insumos. A diferença vem de perdas na transformação em eletricidade (por exemplo, perdas de calor na geração geotérmica e termo-nuclear) ou de energia não aproveitada, como nos casos em que a água é liberada das represas hidrelétricas (por exemplo, devido a limitações no nível de água na represa) sem fornecer eletricidade. Dentro dessa categoria, a energia hidrelétrica representa a maior parte, respondendo por 72% dos insumos de

geração não combustível e 45% do total de insumos de geração de eletricidade. A geração solar e eólica juntas representam 12% da geração total, quase o dobro da nuclear.

Por sua vez, a geração a partir de combustíveis representa 43% do total da região, somando 2,55 EJ de energia, obtidos a partir de 7,19 EJ de insumos energéticos combustíveis (gás natural, petróleo e derivados, biomassa e carvão). Essa diferença entre os insumos primários de combustíveis usados e a eletricidade gerada, que chega a 65%, deve-se aos processos de transformação pelos quais eles passam, que incluem não apenas as perdas por geração, mas também os processos anteriores para obter os combustíveis usados como insumos (principalmente o refino de petróleo para obter combustíveis líquidos) e as perdas no transporte desses insumos.



Quarenta e três por cento da geração elétrica total da região é proveniente de combustíveis. Em média, para cada unidade de geração dessa fonte, são necessárias 2,8 unidades de insumos primários combustíveis

O lado esquerdo da tabela 3.1 mostra os insumos necessários para obter os produtos energéticos finais que são consumidos. Os insumos combustíveis podem ser classificados em duas categorias: 1) os recursos fósseis, incluindo o gás natural, o petróleo e seus derivados, e o carvão mineral em suas variantes; e 2) os insumos combustíveis derivados de matéria orgânica (por exemplo, compostos de carbono não fossilizado). Isso inclui a lenha, o carvão vegetal (produzido pela combustão incompleta da lenha), o biometano (gás produzido na fermentação de matéria orgânica) e os combustíveis líquidos derivados de produtos agrícolas, como o diesel de óleo de palma ou de soja e o etanol produzido a partir de cana-de-açúcar ou milho⁵.

⁵ Os insumos contabilizados correspondem à oferta total (produção doméstica mais importações líquidas) de combustíveis primários (por ex., petróleo, carvão mineral, gás natural, lenha, etc.) mais as importações líquidas de combustíveis secundários (por ex., gasolina e outros derivados de petróleo, coque e outros derivados do carvão mineral, e carvão vegetal).



Na geração, o gás natural representa mais da metade do valor energético dos insumos combustíveis, enquanto os derivados de petróleo e carvão representam 17% e 13%, respectivamente. Esses números resumem o resultado do processo de transição ocorrido nos últimos 40 anos, no qual o gás natural substituiu uma parte importante dos combustíveis líquidos (Cont et al., 2022).

O consumo final de combustível (parte inferior direita da tabela 3.1) chega a 19,4 EJ na América Latina e no Caribe, quadruplicando o consumo elétrico. Além do consumo energético, os insumos primários combustíveis são usados em outros processos produtivos (por exemplo, gás natural para a produção de amônia ou ureia, ou derivados de petróleo para a produção de plásticos), representados aqui como consumo não

energético e totalizando cerca de 1,2 EJ na região. Para produzir e distribuir esses combustíveis aos usuários finais, são necessários 24,2 EJ de insumos energéticos. Ou seja, 15% dos insumos energéticos necessários ao consumo final de combustíveis acabam em perdas durante os processos de transformação, principalmente associados ao refino e ao transporte de petróleo, enquanto o gás natural geralmente apresenta perdas devido a vazamentos nos sistemas⁶.



Quinze por cento dos insumos energéticos necessários ao consumo final de combustíveis acabam em perdas durante os processos de transformação

Indicadores-chave dos países

Ao examinar as matrizes energéticas análogas à apresentada na tabela 3.1 para cada um dos países da região, é possível obter um conjunto de indicadores que fornecem informações sobre o grau de dependência dos combustíveis fósseis e das fontes de

energia convencionais (a taxa de eletrificação do consumo e a participação da geração não combustível). Os indicadores também informam sobre a eficiência dos processos de transformação e transporte, desde insumos energéticos até consumos.

Eletrificação do consumo

O gráfico 3.1 mostra a taxa de eletrificação do consumo na América Latina e no Caribe por país e o valor para toda a região (painel A). A taxa para a América Latina e o Caribe como um todo é de cerca de 20%, o que é igual ao valor global e 10% inferior ao da OCDE (AIE, 2021f). No entanto, apresenta grandes diferenças entre os países da região, desde mínimos de 1% e 7% no Haiti e na Guatemala, até máximos de 26% e 27% no Panamá e no Suriname, respectivamente.

O painel B mostra a taxa mínima, média e máxima de eletrificação para os países da América Latina (em roxo) e do Caribe (em azul) por setor. No agregado, o transporte apresenta a menor eletrificação (praticamente nula para a América Latina), seguido pelos setores industrial, residencial e comercial. Nos três últimos, no entanto, há grandes variações entre os países, com a dispersão sendo maior no conjunto de países do Caribe do que na América Latina.

⁶ Um dos usos de energia descritos nas matrizes energéticas da OLADE corresponde à categoria "consumo próprio". Ela representa a quantidade de energia que o próprio setor energético necessita para sua operação, ou seja, aquela que é transformada em energia útil para alguma parte do processo de oferta de energia, como o refino de petróleo, a compressão de gás, a propulsão de dutos, etc. Na tabela 3.1, esses itens são subtraídos da oferta de energia e considerados dentro das ineficiências do sistema de produção de energia.



O transporte é o setor com a menor taxa de eletrificação na região, seguido pelos setores industrial, residencial e comercial

O setor industrial apresenta valores máximos de 43% na América Latina (Peru) e 38% no Caribe (República Dominicana), enquanto registra valores mínimos de 6% (Belize) na primeira sub-região e 5% (Granada) na segunda. Os valores para o setor residencial na América Latina estão entre 4% (Guatemala) e 69% (Costa Rica), enquanto no Caribe estão entre 1% (Haiti) e 74% (Trindade e Tobago). O setor comercial na América

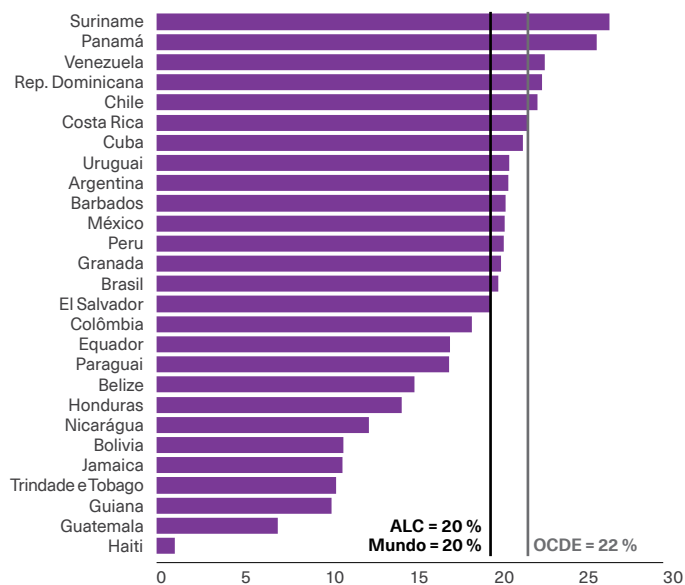
Latina tem taxas entre 34% (Nicarágua) e 92% (Paraguai), enquanto no Caribe elas estão entre 6% (Haiti) e 93% (Trindade e Tobago).

Os padrões de eletrificação observados por setor se devem, em parte, à correspondência entre os usos de energia e as propriedades descritas na seção “Uso de energia e atributos necessários”, conforme manifestado durante a consolidação desses setores. Um exemplo é o transporte automotivo, em que a eletrificação só se tornou viável recentemente devido à disponibilidade de baterias com capacidade suficiente.

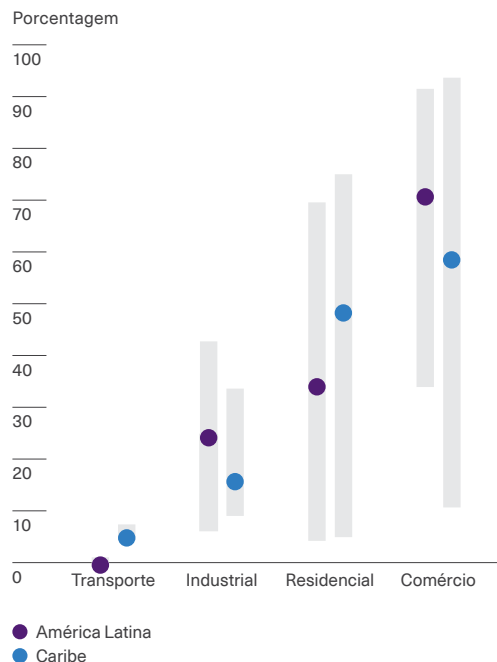
Gráfico 3.1

Taxa de eletrificação por país e setor

Painel A.
Países da região



Painel B.
Taxas mínima, média e máxima por setor



Nota: O gráfico apresenta a taxa de eletrificação da ALC por país (painel A) e por setor (painel B). Essa última é calculada como a participação da eletricidade no consumo do setor em relação ao consumo total de energia do respectivo setor, com conversão prévia de unidades físicas para unidades caloríficas. A nível de país, o consumo de eletricidade de todos os setores é agregado e calculado como uma proporção de seu consumo total de energia. A taxa de eletrificação para o “mundo” corresponde ao valor de 2021, enquanto para a OCDE o valor corresponde ao ano de 2019.

Fonte: Elaboração própria com base na AIE (2021b, 2023v) e na OLADE (2023b).

Com a tecnologia atual, a eletrificação pode não enfrentar grandes obstáculos nos setores residencial e comercial, onde prevalecem os usos fixos de energia, principalmente em ambientes urbanos, onde há acesso a redes elétricas. No setor de transportes, há tecnologias alternativas cada vez mais competitivas para a eletrificação do transporte urbano, embora ainda existam grandes desafios para o transporte de carga e de longa distância. O setor industrial

mostrado no gráfico 3.1 inclui os usos de energia em temperaturas muito altas, cuja eletrificação é difícil. De acordo com essa descrição, o cenário de emissões líquidas zero projetado pela AIE define as taxas de eletrificação para 2050 em 66% para o setor de construção (aqui representado como comercial e residencial), enquanto elas estarão em torno de 44% e 46% para os setores industrial e de transporte, respectivamente (AIE, 2021f).

Geração não combustível e renovável não convencional

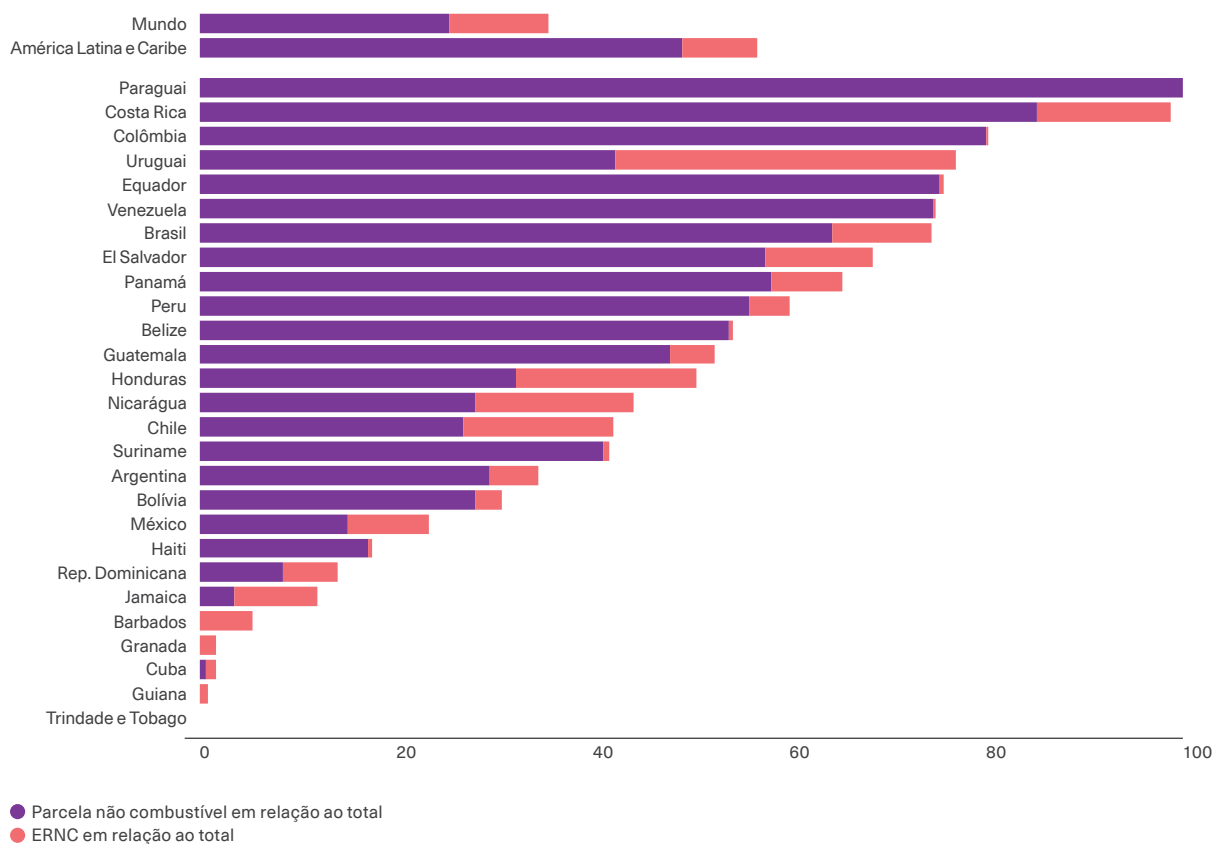
O gráfico 3.2 mostra a proporção de geração elétrica não combustível e a porcentagem dela obtido a partir de energias renováveis não convencionais (ERNC), que incluem a solar e a eólica. Essas dimensões mostram um progresso desigual entre as sub-regiões, com os países insulares do Caribe apresentando uma baixa participação de geração não combustível, atingindo um máximo de 14% na República Dominicana. Na América do Sul, há um grupo de países com progresso médio, com uma participação entre 30% e 40%, e outro com progresso avançado, com valores de 74% a 80%. O Paraguai se destaca por ter geração totalmente de fonte hidráulica, pois tem 50% de participação na represa hidrelétrica de Itaipu – a segunda maior do mundo em termos de geração anual (só superada pela represa de Três Gargantas, na China) – e outros 50% na represa de Yacyretá, que representa quase três vezes o consumo elétrico do país. A maioria dos países da Mesoamérica apresenta valores entre 44% e 68%, com exceção do México (23%) e da Costa Rica (99%). Esta última se destaca por ter uma grande capacidade de geração hidrelétrica (cerca de três quartos do seu consumo), seguida pela geotérmica e eólica (cerca de um quarto). Na região, quatro casos também se destacam por sua promoção ativa das ERNC: Uruguai e Chile (discutidos em mais detalhes no capítulo 4), Honduras e Nicarágua.

●● Cinquenta e sete por cento da geração de eletricidade na América Latina e no Caribe provêm de fontes não combustíveis, das quais um quinto é produzido por energia solar e eólica

A América Latina e o Caribe como um todo mostra uma participação de 57% de fontes de geração não combustíveis (OLADE, 2023b), das quais quase um quinto provém de energia solar e eólica. Isso é significativamente maior do que a cifra global de 36% de geração não combustível. A região apresenta uma participação de energias renováveis não convencionais na geração elétrica de 11%, um valor semelhante ao global, o que aponta para o fato de que a vantagem na geração não combustível vem de esforços anteriores à atual agenda de transição energética, possibilitada por uma grande disponibilidade de recursos hídricos (AIE, 2021f).

Gráfico 3.2

Geração não combustível e ERNC



Nota: O gráfico apresenta a participação da geração elétrica não combustível, ou seja, a proporção da geração não térmica na produção de eletricidade e a porcentagem dessa geração obtida de energias renováveis não convencionais (ERNC), incluindo a solar e a eólica. Os valores "mundiais" correspondem ao ano de 2021.

Fonte: Elaboração própria com base na OLADE (2023a) e na AIE (2023v).

Eficiência dos sistemas energéticos

Outra dimensão que as matrizes energéticas permitem analisar é a eficiência associada aos vários processos de transformação, transporte e distribuição pelos quais os produtos energéticos passam desde sua fonte primária até os usuários finais, sejam eles residências, empresas ou Estados. As perdas de energia no sistema são apresentadas a seguir em três estágios que são de interesse para a transição energética, pois aumentam as emissões de GEE: 1) as perdas na produção e transformação de combustíveis; 2) as perdas na geração de eletricidade a

partir de combustíveis; e 3) as perdas por autoconsumo de eletricidade, transporte e distribuição. Esses três componentes são apresentados por país no gráfico 3.3.

Muitos dos combustíveis utilizados para consumo final (ou intermediário) passam por importantes processos de transformação. A gasolina, o diesel e o combustível de turbina de aviação, por exemplo, são obtidos a partir do refino do petróleo, um processo que requer alto consumo de energia. O etanol é um

combustível líquido de origem agropecuário, cada vez mais utilizado no transporte em combinação com a gasolina. Sua elaboração requer a produção de milho ou outro insumo agrícola, moagem, fermentação e destilação. A produção de carvão vegetal envolve a extração de madeira e sua subsequente combustão incompleta sob condições de baixo oxigênio. Esses processos normalmente requerem o uso de energia e sofrem perdas na forma de energia rejeitada⁷.



Muitos dos combustíveis utilizados passam por importantes processos de transformação que envolvem perdas

O painel A do gráfico 3.3 mostra que, no conjunto da região, aproximadamente 13% do valor energético dos insumos utilizados na produção de combustíveis de uso final é perdido⁸. Ao comparar os países, observam-se grandes variações nessas perdas, em parte associadas ao grau em que os países processam internamente os combustíveis que consomem e, em parte, à eficiência com que esses processos são realizados. Os países que sofrem menos perdas (como Guatemala e Belize) são aqueles que não têm capacidade de refino e importam os produtos energéticos finais que consomem. Isso porque a perda de transformação ocorre no país que produz os derivados. No outro extremo, Venezuela, Colômbia, México e Argentina são países com alta capacidade de refino de petróleo e registram perdas entre 16% e 23%. Por outro lado, Haiti (21%) e Paraguai (17%) têm altas taxas de perda na transformação de combustível, associadas à alta participação do processamento da biomassa (como a lenha e a cana-de-açúcar).

O processo de geração de eletricidade a partir de fontes combustíveis envolve primeiro a transformação da energia química contida nesses insumos em calor no momento da combustão e depois em energia mecânica para movimentar o gerador. Esse processo inevitavelmente resulta em perdas de energia na forma de calor liberado para o ambiente. O tipo de geradores térmicos utilizados, o tipo de combustível, as transformações anteriores às quais os combustíveis foram submetidos e o tipo e a idade do maquinário determinam a eficiência desse processo de transformação. O painel B do gráfico 3.3 mostra as perdas totais e desagregadas entre a geração de eletricidade especificamente (barras malva e violeta) e a transformação dos combustíveis utilizados na geração (barras roxas). A região apresenta perdas de 65%⁹, das quais cerca de 56 pontos percentuais correspondem à geração. Na maioria dos países da região, as perdas na geração de eletricidade com combustíveis variam entre 50% e 65%.

A geração, transmissão e distribuição de eletricidade também utiliza energia e sofre perdas de transporte que podem ser elevadas. Essas perdas são classificadas como técnicas e não técnicas. As primeiras são consequência da operação dos componentes dos sistemas de transmissão e distribuição, como a resistência elétrica de cabos, transformadores, etc., e os campos magnéticos gerados pelo fluxo de corrente através desses componentes. As segundas são devidas aos consumos elétricos não faturados, que ocorrem devido a registros defeituosos, conexões informais e ilegais à rede elétrica e fornecimentos não medidos, como os existentes em alguns bairros populares (Jiménez Mori et al., 2014). As perdas que a região apresenta devido ao consumo próprio dos centros de geração e por transmissão e distribuição estão entre as maiores do mundo, totalizando 19% da atual geração de eletricidade. Trindade e Tobago, Barbados e Granada se destacam por terem as menores perdas na região, pois são iguais ou inferiores a 10%. No extremo oposto, Honduras tem perdas elevadas, chegando a 33% (vide painel C do gráfico 3.3).

7 O capítulo 5 os descreve em mais detalhes.

8 As perdas de transformação de combustível são aproximadas por (um menos) a razão entre a soma do consumo final de combustíveis e combustíveis usados na geração de eletricidade (numerador) e a soma da oferta total de combustível primário e importações líquidas de combustíveis secundários (denominador). Isso equivale a calcular a razão entre as perdas de 3,64 EJ e a oferta primária de 24,24 EJ mostradas na tabela 3.1, embora o valor resultante no gráfico e na tabela seja diferente porque neste último o cálculo não inclui os combustíveis destinados à geração de eletricidade. A combinação de combustíveis usados na geração mostra um peso maior do gás natural, que não passa por processos de transformação relevantes e, portanto, apresenta menores perdas de transformação em relação ao total.

9 Resultado da divisão entre perdas de 4,64 EJ e 7,19 EJ na tabela 3.1.



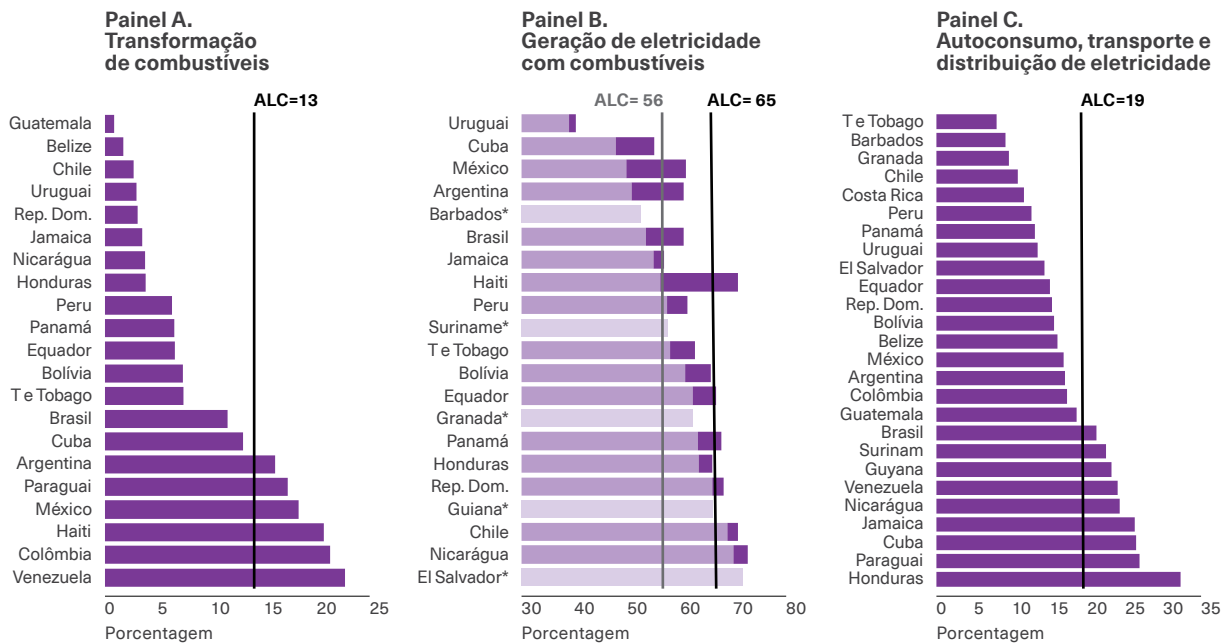
Na maioria dos países da região, as perdas na geração de eletricidade com combustíveis variam entre 50% e 65%

Em resumo, embora a região tenha uma matriz elétrica relativamente limpa, ou seja, com uma alta participação de geração não combustível (57%, como mostra a tabela 3.1, em comparação com 36%

da média mundial¹⁰), a eletricidade ainda representa uma porção menor do consumo total de energia (cerca de 20%, em linha com a média mundial). O consumo direto de combustíveis é quatro vezes maior do que o consumo de eletricidade. Além disso, os sistemas elétricos da região apresentam grandes diferenças de eficiência e elevadas perdas globais, com implicações importantes para as emissões de GEE.

Gráfico 3.3

Perdas nos processos de transformação, geração e transporte



Nota: O gráfico informa a proporção de perdas de insumos energéticos em três estágios: durante a transformação dos combustíveis (painel A), durante o processo de geração com combustíveis (painel B) e durante o transporte e a distribuição da eletricidade (painel C). Os valores são apresentados para os países da América Latina e do Caribe para os quais há informações disponíveis. Devido a limitações dos dados de origem, Barbados, Costa Rica, El Salvador, Guiana, Granada e Suriname foram excluídos do painel A; Belize, Colômbia, Costa Rica, Guatemala e Venezuela do painel B; e Haiti do painel C. O asterisco indica que não é possível atribuir as perdas totais entre a transformação de combustíveis e a geração, pois são usados como insumos as informações do painel A.

Fonte: Elaboração própria com base na OLADE (2023b).

10 O cálculo é baseado em dados da AIE (2023x, tabela A3.a).

Intensidade das emissões de energia utilizada de acordo com a fonte primária

A queima de combustíveis para atender às necessidades energéticas contribui para o aquecimento global principalmente por meio das emissões de CO₂. Os vários combustíveis utilizados têm impactos diversos sobre o aquecimento porque possuem diferentes fatores de emissão. Esse conceito refere-se à quantidade de CO₂ emitida em média por unidade de energia queimada.

Por outro lado, o consumo de energia também leva a emissões de metano, outro importante contribuinte para as mudanças climáticas globais. A produção de petróleo, gás e carvão resulta em emissões de metano em graus variados. Essas emissões podem ocorrer, em primeiro lugar, nos campos de petróleo onde o gás natural não é utilizado para fins comerciais e, em segundo lugar, pelas emissões fugitivas, ou seja, perdas (vazamentos acidentais e liberações deliberadas) na produção e no transporte de petróleo e gás¹¹. O quadro 3.1 descreve os principais gases de efeito estufa, incluindo o impacto substancial das emissões de metano sobre o aquecimento global.

A matriz energética da América Latina e do Caribe apresentada acima mostra que o consumo de energia da região é menor do que o valor dos insumos energéticos. Essas diferenças entre os insumos e o que chega aos usos finais têm implicações importantes para a consideração do impacto de cada recurso energético consumido sobre o aquecimento global: às emissões diretas resultantes do uso final de combustíveis são adicionadas aquelas correspondentes às perdas ou usos de energia que ocorrem nos processos, desde os insumos energéticos até os produtos de uso final. Também são adicionadas as emissões de metano decorrentes do não aproveitamento de gás natural ou das emissões fugitivas. Em última análise, elas são atribuídas aos vários produtos energéticos obtidos em uma economia.



As perdas de energia durante os processos de transformação e as emissões fugitivas têm implicações importantes para as emissões da energia consumida

A incidência das emissões diretas, as emissões por ineficiências nos processos de produção, transformação e transporte de combustível e aquelas associadas ao metano variam de acordo com a composição dos insumos energéticos consumidos, a eficiência dos processos e o metano liberado ou fugitivo.

A tabela 3.2 apresenta os fatores de emissão para os produtos energéticos combustíveis de consumo final para todos os países da região. A coluna (a) apresenta os fatores de emissão no momento da combustão informados pelo Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC, na sigla em inglês) para uso em inventários de emissões de GEE. A coluna (b) mostra o fator aumentado pelas ineficiências dos processos de produção, transformação e transporte. A coluna (c) representa o fator com a adição das emissões fugitivas de metano de cada país atribuídas à produção de energia de cada fonte. A metodologia de cálculo adotada está detalhada no apêndice (disponível on-line).

Ao considerar as emissões diretas, o gás natural se destaca por ter o menor fator de emissão entre todos os combustíveis, de 56 tCO₂/TJ; esse valor equivale à metade do correspondente ao carvão vegetal e é 22% menor do que o do diesel. No outro extremo, o carvão vegetal é o produto energético com maiores emissões resultantes da combustão por unidade de energia, estimadas em 112 tCO₂/TJ, superando em 18% até mesmo as ligadas ao carvão mineral. Os combustíveis líquidos têm intensidades de emissões intermediárias associadas a eles, entre 69 tCO₂e/TJ e 77 tCO₂e/TJ.

11 O metano também é produzido na fermentação de matéria orgânica nos reservatórios de água, por isso afeta também as represas construídas para a geração de energia hidrelétrica.

Tabela 3.2Fatores de emissão direta, com perdas de transformação e de produção (tCO₂e/TJ)

Fonte	Combustão (a)	(a) + ineficiências (b)	(b) + fugitivas (c)
Gás natural	56	60	74
Carvão mineral	95	96	96
Gás liquefeito de petróleo	63	75	85
Gasolina	69	83	92
Querosene e comb. de turbina	72	85	95
Diesel	74	88	98
Óleo combustível	77	92	102
Coque	107	124	125
Carvão vegetal	112	215	-
Biocombustíveis	71	84	-

Nota: A tabela mostra os fatores de emissão para ALC: emissões diretas (extraídas dos fatores de emissão por combustão estacionária do IPCC, coluna a); emissões amplificadas por perdas e ineficiências nos processos de produção, transformação e transporte desses combustíveis (coluna b); e emissões globais, considerando as emissões fugitivas que podem ser atribuídas a cada combustível (coluna c). Os países para os quais estão disponíveis informações homogeneizadas sobre as emissões estimadas de metano são Argentina, Bolívia, Brasil, Colômbia, Cuba, Equador, Guiana, México, Peru, Paraguai, Trindade e Tobago, Uruguai e Venezuela. Com base nesse conjunto de países, as emissões fugitivas por unidade de energia final produzida são estimadas e o resultado é imputado à região como um todo. Os valores são expressos em toneladas de CO₂ equivalente por terajoule (tCO₂e/TJ).

Fonte: Elaboração própria com base nos fatores de emissão do IPCC (2006), da AIE(2023j) e matrizes energéticas da OLADE (2023b).

● ● O gás natural tem o fator de emissão direta mais baixo entre todos os combustíveis, sendo metade do correspondente ao carvão vegetal e 24% menor do que o do diesel

A tabela 3.2 também mostra que a consideração adicional das emissões indiretas, ou seja, das emissões associadas às perdas e consumos de energia nos processos de transformação, resulta em um aumento significativo dos fatores de emissão do conjunto da região (coluna b)¹². A vantagem

na intensidade de emissões do gás natural é ainda maior do que a dos outros combustíveis nessa comparação, sendo 32% e 72% inferiores às do diesel e do carvão vegetal, respectivamente. Isso ocorre porque as emissões dos derivados de petróleo aumentam 19% devido às ineficiências na transformação, enquanto o fator de emissões do gás natural aumenta 7,5%, pois não sofre transformações substanciais¹³.

¹² No entanto, esse aumento depende da eficiência dos sistemas de energia e varia de acordo com o país, em consonância com os padrões discutidos no gráfico 3.3.

¹³ As perdas associadas à transformação de combustíveis incluídas na coluna b atuam como um multiplicador das emissões. Os derivados do petróleo (gasolina, querosene, diesel e óleo combustível) têm o mesmo multiplicador, que considera a relação entre os insumos e os produtos das refinarias e o consumo de energia na produção e transformação.

Quadro 3.1

As emissões das atividades humanas e o impacto do metano

O Relatório sobre Economia e Desenvolvimento 2023 (Brassiolo et al., 2023) discute em profundidade como várias atividades humanas afetam o clima global modificando o equilíbrio de gases da atmosfera. De forma esquemática, podem ser considerados o dióxido de carbono (CO_2), o metano (CH_4) e outros gases, além de três grupos de atividades. No ciclo do carbono, as ações humanas que produzem emissões podem ser agrupadas em processos industriais e uso de energia, por um lado, e uso do solo, por outro. No caso do metano, a gestão de resíduos é adicionada a esses dois grupos como um contribuinte central para as emissões associadas às atividades humanas.

Globalmente, a contribuição relativa dos diversos gases para as mudanças climáticas em 2019 foi de cerca de 75% para o CO_2 , 18% para o metano e 7% para outros gases, que incluem óxido nitroso e gases fluorados (IPCC, 2022). Essa contribuição relativa é expressa em unidades equivalentes de CO_2 . Dado que tanto a captura de calor (forçamento radiativo) quanto a duração na atmosfera variam entre os diferentes gases, é necessário converter as emissões de cada gás em impacto sobre o aquecimento global, considerando um prazo e uma taxa de desconto temporal determinados.

Os usos energéticos envolvem emissões de CO_2 quando compostos contendo carbono são queimados, incluindo todos os produtos de origem fóssil e os combustíveis de origem animal ou vegetal.

Além disso, as fontes de energia também têm grandes emissões de metano associadas a elas. Na produção e no transporte de petróleo, gás natural (metano) e carvão mineral, o metano é liberado devido a causas acidentais (emissões fugitivas) ou causas deliberadas (ventilação ou queima *in situ*) quando o gás natural não é utilizado para fins comerciais. A combustão incompleta e em condições úmidas da biomassa para fins energéticos resulta na produção e liberação de metano. Por fim, a introdução de reservatórios de água para geração hidrelétrica pode aumentar as emissões gerais de metano e carbono da bacia hidrográfica afetada.

Aproximadamente 60% das emissões anuais de metano estão relacionadas à ação humana. O uso de energia e sua produção são responsáveis por mais de um terço dessas emissões, a grande maioria ligada aos combustíveis fósseis (93%), enquanto o restante está associado a biocombustíveis (7% a etanol, biodiesel e biogás) (AIE, 2023j).

Por fim, a coluna (c) da tabela apresenta as emissões totais por produto energético, que resultam da consideração das emissões diretas e indiretas e da incorporação das emissões fugitivas de metano atribuídas a esse combustível. No conjunto de países para os quais as estimativas de emissões fugitivas estão disponíveis, elas representam um adicional de 9,6 $\text{tCO}_2\text{e/TJ}$ no caso de derivados de petróleo, 13,2 $\text{tCO}_2\text{e/TJ}$ no caso de gás natural e cerca de 1 $\text{tCO}_2\text{e/TJ}$ no caso do carvão. Quando

essas emissões fugitivas são levadas em conta, a vantagem das emissões do gás natural em relação a outros combustíveis é reduzida, embora ainda assim sejam 25% inferiores às do diesel¹⁴. O impacto das emissões fugitivas na região é muito significativo no caso do petróleo e seus derivados e do gás natural, enquanto é menor para o carvão mineral e seus derivados. Conforme discutido no capítulo 5, a redução das emissões fugitivas é de importância central para a redução das emissões no curto e médio prazo.

14 As emissões fugitivas incluídas na coluna c são o resultado do rateio das emissões fugitivas estimadas pela AIE, correspondentes a petróleo, carvão e gás, entre o total de combustíveis finais produzidos.

Emissões associadas à geração elétrica

Uma parte significativa da eletricidade na maioria dos países da região é gerada por centrais termoelétricas que utilizam insumos combustíveis e, portanto, resultam em emissões de GEE. A intensidade média de emissões de eletricidade de cada país pode ser calculada de acordo com a combinação de insumos utilizados, a eficiência dos processos de transformação e transporte e as emissões de metano associadas à produção dos insumos (petróleo ou gás natural).



A intensidade das emissões de eletricidade depende da combinação de insumos utilizados, da eficiência dos processos pelos quais passam e de suas emissões fugitivas

O gráfico 3.4 mostra a intensidade de emissões da unidade média de eletricidade consumida por país. Ele distingue as emissões diretas (barras roxas) – considerando a combinação de insumos combustíveis utilizados e seu fator de emissão direta (coluna a da tabela 3.2) – em relação à geração total; as perdas e os usos de energia dos processos de produção, transformação e transporte de combustíveis (barra violeta e coluna b da tabela 3.2); as emissões fugitivas atribuídas a esses combustíveis (barras azuis c da tabela 3.2); e, por fim, as perdas do autoconsumo, transporte e distribuição de eletricidade (barras cor-de-rosa).

No agregado, as emissões diretas da unidade média de eletricidade na região chegam a 76,2 tCO₂e/TJ. A contabilização das perdas de transformação dos combustíveis necessários para a geração aumenta as emissões para 93,9 tCO₂e/TJ. Quando as emissões fugitivas associadas à produção de combustíveis também são levadas em conta, as emissões associadas à eletricidade registram um aumento adicional de 14% em relação às emissões diretas, chegando

a 104,5 tCO₂e/TJ. Por fim, considerar as perdas por autoconsumo, transmissão e distribuição de eletricidade leva a um fator estimado de 128,5 tCO₂e/TJ. O gráfico mostra grandes variações nas emissões médias de eletricidade entre os países da região, atribuíveis à combinação de insumos utilizados e às perdas por autoconsumo, transporte e distribuição de eletricidade, já que, para esse exercício, a eficiência é fixada na transformação de combustíveis e as emissões fugitivas na média regional¹⁵.

Paraguai, Costa Rica e Uruguai (ordenados do menor para o maior) apresentam fatores médios de emissão próximos de zero, refletindo uma participação muito baixa ou nula na geração elétrica a combustível. No outro extremo, Guiana, Nicarágua e Guatemala apresentam emissões diretas por unidade de eletricidade entre 190 tCO₂e/TJ e 230 tCO₂e/TJ, que excedem 400 tCO₂e/TJ quando todos os componentes são incluídos.



As emissões de eletricidade aumentam em 23% quando as perdas de transmissão e distribuição são levadas em conta

As emissões por unidade de energia associadas à eletricidade na América Latina e no Caribe, considerando todos os conceitos, são 73% mais altas do que as associadas ao gás natural (comparando os 128 tCO₂e/TJ apresentados no gráfico 3.4 com os 74 tCO₂e/TJ da tabela 3.2). Além disso, elas são 39% mais altas do que as da gasolina (atingindo 92 tCO₂e/TJ, conforme mostrado na tabela 3.2). No entanto, essa comparação requer uma consideração cuidadosa do tipo de uso da energia em questão.

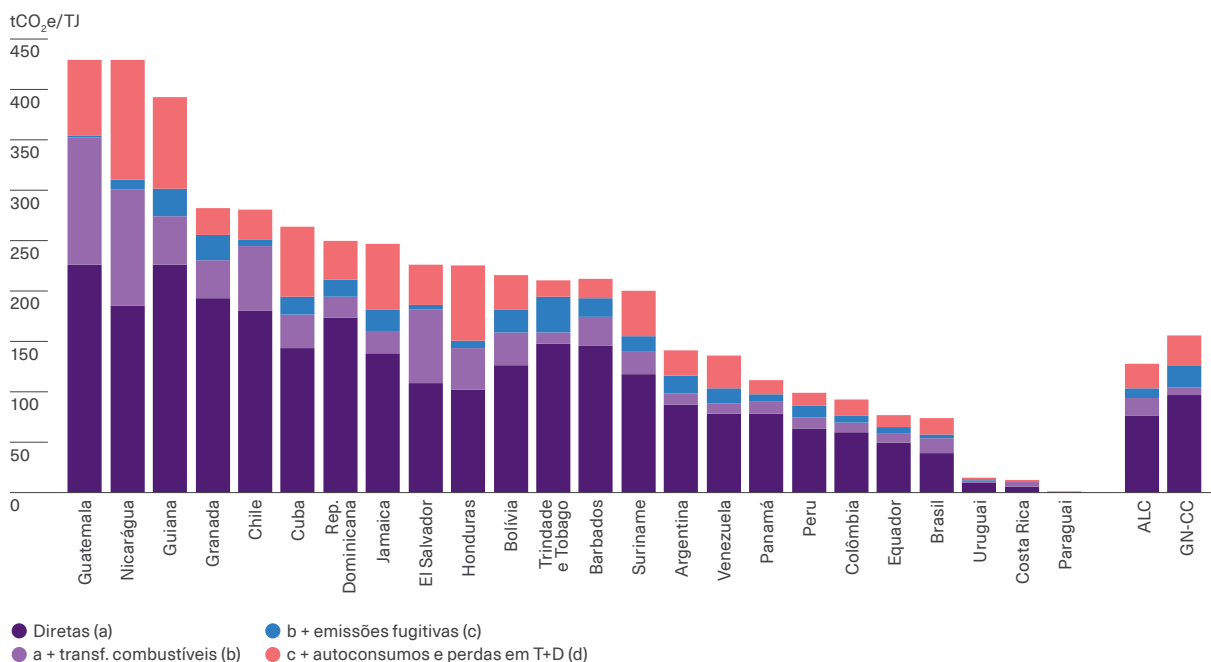
¹⁵ Enquanto alguns países produzem todos os seus próprios insumos de combustíveis, inclusive a extração e o refino de petróleo e gás, outros dependem de importações para sua geração de eletricidade. No contexto do setor elétrico, são utilizados os mesmos fatores de emissões indiretas para todos os países. Além disso, o metano por unidade de energia correspondente ao agregado regional é considerado.



Quando a energia é utilizada para gerar calor, como no caso de alguns processos industriais ou da produção de água quente residencial, uma comparação direta das emissões envolvidas no uso de eletricidade, mostradas no gráfico 3.4, com as associadas ao uso de diversos combustíveis, apresentadas na tabela 3.2, é aproximadamente válida. Como exemplo, os sistemas de aquecimento de água domésticos comparáveis mostram índices de eficiência da eletricidade

em relação ao gás natural ou ao gás liquefeito de petróleo (GLP) entre 1,14 e 1,04 (Keinath e Garimella, 2017). Para esse exemplo, são poucos os países com uma matriz elétrica com emissões suficientemente baixas para que a substituição de uma caldeira de água doméstica a gás natural ou GLP por uma elétrica com tecnologia semelhante resulte em uma redução global das emissões¹⁶.

Gráfico 3.4
Emissões associadas à geração elétrica



Nota: O gráfico mostra a intensidade das emissões da unidade média de eletricidade consumida, medida em toneladas de CO₂ equivalente por terajoule, nos países da ALC com informações disponíveis. As barras roxas mostram as emissões diretas em relação à geração total. As barras violetas resultam da consideração de perdas e usos de energia dos processos de produção, transformação e transporte de combustíveis. As barras azuis incluem as emissões fugitivas atribuídas a esses combustíveis. Por fim, as barras cor-de-rosa representam as perdas do autoconsumo, transporte e distribuição (T+D) de eletricidade. Os detalhes do cálculo de cada uma delas podem ser encontrados no apêndice disponível on-line. A categoria GN-CC representa as emissões teóricas que resultariam da produção de eletricidade com uma usina de ciclo combinado a gás (utilizando um parâmetro de eficiência de 58%, que é o padrão para essa tecnologia [AIE, 2020e, p.48]), considerando os fatores de emissão de gás natural correspondentes ao agregado da região. Os valores atípicos para Belize e Haiti foram excluídos.

Fonte: Elaboração própria com base no IPCC (2006), na OLADE (2023b) e na AIE (2020e).

¹⁶ Essas comparações dependem da eficiência do equipamento utilizado. No caso da climatização residencial de ambientes e água, os equipamentos elétricos baseados em bombas de calor (tipo de sistema utilizado em condicionadores de ar para resfriamento ou aquecimento) apresentam um coeficiente de desempenho muito mais alto do que as caldeiras tradicionais, embora exijam um investimento inicial maior e ainda não estejam disponíveis em todos os mercados.

Por outro lado, para os usos relacionados com a força motriz, os combustíveis requerem uma conversão de energia de calor para movimento que está sujeita a grandes ineficiências. Por exemplo, o fator de eficiência dos motores de combustão interna utilizados em automóveis varia entre 20 e 30%, enquanto o fator de eficiência dos motores elétricos está entre 80 e 90% (Pannone et al., 2017). Então, considerando uma proporção entre a eficiência dos motores elétricos de 90% e a dos motores de combustão interna de 30%, a substituição do uso de combustível por eletricidade resultará em uma redução das emissões, desde que o fator de emissão da eletricidade seja inferior ao triplo do combustível utilizado, o que ocorre na maioria dos países da região.

Em resumo, enquanto a geração de eletricidade não for 100% verde, a eletrificação dos usos trará reduções de emissões, mas elas não serão homogêneas e poderão até aumentar dependendo do tipo de uso e da eficiência do equipamento utilizado. Por esse motivo, é essencial que o progresso

na eletrificação do consumo seja acompanhado por aumentos na capacidade de geração limpa¹⁷.

Por fim, a última barra do gráfico 3.4 (GN-CC) representa as emissões teóricas que resultariam da geração de eletricidade com uma usina de ciclo combinado a gás – utilizando um parâmetro de eficiência de 58%, extraído da AIE (2020e) – e assumindo fatores de emissão de gás natural do agregado da região. Isso resultaria em emissões diretas por terajoule de eletricidade gerada de 97 tCO₂e e emissões totais por terajoule que chega aos consumidores finais de 156 tCO₂e. Essa referência hipotética aponta para o fato de que, em muitos países da região, a geração média tem um impacto de emissões maior do que resultaria do uso do gás natural com a tecnologia mais eficiente disponível – ciclo combinado –, o que é uma indicação do papel potencial do gás natural na redução das emissões do setor elétrico. Na prática, os espaços concretos para essa redução de emissões dependem da possibilidade de substituir combustíveis líquidos ou carvão mineral por gás natural.

Espaços de ação nos sistemas energéticos

Os três pilares estratégicos para a transição energética descritos neste capítulo oferecem espaço para a adoção de medidas que enfrentem a crise ambiental e garantam o desenvolvimento sustentável.



A geração de eletricidade de baixa emissão, a eletrificação do consumo e a eficiência do setor energético são estratégicas para a transição energética

O primeiro pilar diz respeito à geração de eletricidade de baixa emissão. O capítulo mostrou que a região tem uma matriz de eletricidade relativamente limpa, ou seja, com uma alta participação de geração não combustível, chegando a 57%, conforme mostrado na tabela 3.1, em comparação com 36% globalmente. No entanto, a intensidade das emissões de eletricidade em alguns países continua alta, mesmo quando comparada ao uso direto de vetores combustíveis como o gás natural.

17 Estimar com maior precisão o real impacto da eletrificação do consumo é uma tarefa complexa, pois depende da fonte de geração de eletricidade utilizada para atender a esse consumo. Quando a demanda do setor elétrico aumenta, as emissões dessa eletricidade correspondem imediatamente à usina de energia que fornece esse aumento na geração de eletricidade. Quando se trata do horário de maior consumo, em geral, a usina que atende aos consumos na margem será uma usina termelétrica para períodos de pico, com elevadas emissões por unidade de energia. No entanto, com o tempo, espera-se que o setor se reajuste a esse novo nível de consumo, incorporando capacidade de geração de menor custo e menor emissão.

A promoção da energia solar e eólica será fundamental para reduzir as emissões do setor elétrico, especialmente em países com menos recursos hídricos disponíveis, e para abrir caminho para a eletrificação do consumo com redução das emissões. O capítulo 4 descreve os instrumentos existentes para a promoção da energia renovável não convencional e as adaptações necessárias para o setor elétrico.

O segundo pilar é a eletrificação do consumo. Como visto, a eletricidade ainda representa uma pequena parcela do consumo total de energia (cerca de 20%, em linha com a média mundial), enquanto o restante é atendido por combustíveis. Embora parte da baixa eletrificação do consumo se deva à adequação dos usos de energia com os vetores que os atendem, já existem tecnologias competitivas disponíveis para alcançar grandes aumentos na participação da eletricidade, principalmente no setor residencial e comercial e no transporte leve. Este capítulo destaca a importância de avaliar quando a eletrificação do consumo é conveniente, já que as reduções de emissões que dela podem ser obtidas são desiguais e podem até ser nulas, dependendo do tipo de uso e da matriz elétrica em cada país.

O terceiro pilar diz respeito à eficiência do setor energético. Este capítulo descreve as diferentes perdas no sistema associadas aos diferentes processos pelos quais passam os insumos energéticos. Os combustíveis, que hoje atendem 80% do consumo de energia, apresentam elevadas emissões que, na região, são ampliadas por sistemas energéticos com ineficiências e emissões fugitivas. Por outro lado, o setor elétrico também apresenta elevadas perdas por autoconsumo, transporte e distribuição na comparação global. Políticas para melhorar a eficiência no uso de insumos, como a eliminação de emissões fugitivas e a redução de perdas de eletricidade, são espaços promissores para a mitigação de emissões.



Eletrificação verde

● Descrição dos sistemas elétricos

● Adaptações que podem ser necessárias para os sistemas e mecanismos de incorporação de fontes renováveis

● Políticas públicas para a descarbonização a partir de fontes de energia limpa

4

Mensagens-chave

1

A transição energética implica um crescimento substancial do consumo de eletricidade e uma profunda descarbonização de sua geração. O aumento do consumo é uma consequência ao processo de desenvolvimento econômico e à expansão da energia elétrica, cuja participação na matriz energética em 2050 mais do que dobrará em relação ao nível atual. A descarbonização, por sua vez, implica um aumento na capacidade de geração de energia verde para atender à demanda de eletricidade e substituir as fontes baseadas em combustível.

2

O crescimento em tamanho e composição da matriz elétrica implica três grandes desafios. Primeiro, a escala de investimento para atingir a meta de capacidade de geração é grande, portanto, são necessários incentivos e previsibilidade suficientes para atrair o setor privado. Segundo, as alternativas de geração limpa mais competitivas são intermitentes e requerem meios adequados para garantir o fornecimento de eletricidade. Terceiro, será necessária uma expansão e reestruturação da infraestrutura de transmissão e distribuição devido ao crescimento do setor e à integração da geração renovável distribuída.

3

A região estruturou as transações de energia por meio de contratos de médio e longo prazo, acompanhados por um mercado spot. Esse arranjo organizacional tem atuado como um facilitador para a implementação de leilões, inicialmente para a expansão da capacidade e, posteriormente, para a incorporação de energias renováveis não convencionais.

4

As necessidades de investimento em geração verde para seguir uma trajetória de descarbonização com emissões líquidas zero na região são substanciais, representando cerca de 1% do PIB anual até 2050.

5

A geração a partir de fontes solar e eólica já alcançou custos de energia nivelados comparáveis ou inferiores aos da geração por combustíveis fósseis. No entanto, a energia renovável não convencional caracteriza-se por não ser despachável, ou seja, gera eletricidade somente quando o recurso está disponível. Sua incorporação aos sistemas de energia resulta em momentos e locais com excesso ou escassez de geração, o que representa um desafio para a operação do setor elétrico.

6

As ferramentas para enfrentar os desafios operacionais do setor elétrico com elevada participação das ERNC são tecnológicas e regulatórias. As primeiras incluem o desenvolvimento de armazenamento, como baterias de lítio em larga escala e bombeamento hidráulico, e geração flexível de baixa emissão, como a baseada em hidrogênio verde ou biomassa sustentável. As segundas incluem o aumento do nível de capacidade de reserva e dos serviços auxiliares necessários, além do aprofundamento dos mecanismos de resposta à demanda.

7

Na região, há casos exemplares de incorporação acelerada de energias renováveis não convencionais. Entre eles, destacam-se Uruguai (34,3% da geração), Chile (22%), El Salvador (18,6%), Brasil (13,6%) e Argentina (11%). Alguns países já mostravam uma participação incipiente em 2010, em especial Nicarágua e Costa Rica, com valores próximos a 4%. Além disso, alguns países mostram grande dinamismo na incorporação de geração distribuída, que representa 5% da capacidade da região, dos quais quase 90% correspondem ao Brasil.

8

A infraestrutura de transmissão e distribuição exigirá mudanças substanciais para acompanhar as descritas nos outros elos do setor elétrico. A região precisa mais do que dobrar sua rede de transmissão e distribuição até 2050, de um nível atual estimado em 20 quilômetros por 10.000 habitantes. A fragmentação dos pontos de injeção, o aumento da distância entre a geração e o consumo e a presença de prossumidores implicam mudanças em termos de extensão e flexibilidade para a operação.

9

A América Latina e o Caribe desfruta de uma disponibilidade significativa de recursos hídricos, de irradiação solar e de exposição ao vento, embora desigual entre países e áreas. A região tem um terço do escoamento, mais do que todos os outros continentes, ao mesmo tempo em que abriga 6% da população mundial, mas apenas um terço desse potencial é aproveitado. Além disso, quase todos os países da região estão acima da média global de potencial solar e 12 deles também estão acima da média global de potencial eólico.

10

A integração energética é a área mais eficaz de garantir o fornecimento contínuo de eletricidade em face das intermitências enfrentadas pela geração renovável não convencional. O estabelecimento de estruturas estáveis para a realização de trocas entre países constitui uma condição fundamental para aproveitar a interconexão existente e promover novas interconexões dos diferentes sistemas nacionais.

Eletrificação verde¹

Introdução

A transição energética na América Latina e no Caribe exige um aumento da proporção do consumo de eletricidade no consumo total de energia e na geração de eletricidade a partir de fontes de baixas emissões. Essa geração com fontes limpas apresenta três grandes desafios.

O primeiro diz respeito à operação do sistema elétrico diante da intermitência que caracteriza a geração com fontes renováveis, como a energia eólica e solar, uma vez que elas operam somente quando há vento e sol, ao contrário da energia térmica, que o faz de forma contínua. Por um lado, a capacidade de geração necessária para atender de forma confiável a um determinado nível de consumo deverá ser maior e dependerá da matriz energética do sistema, bem como da capacidade de atender à demanda de pico. Essa capacidade afeta os pagamentos que cada usina de geração de energia recebe no mercado, pelo que pode ser necessário adaptar o mercado para garantir que haja usinas suficientes de cada tipo e que operem de forma otimizada. Por outro lado, a maior intermitência aumenta a necessidade de ferramentas que

proporcionem flexibilidade ao sistema para evitar interrupções no fornecimento. Essa flexibilidade pode vir do lado da oferta, como no caso das baterias e outras formas de armazenamento, ou do lado da demanda, por meio da implementação de preços dinâmicos que forneçam sinais adequados de escassez de capacidade para consumidores residenciais e grandes usuários.

O segundo desafio está relacionado com o investimento na capacidade de geração de eletricidade. Essa transição exigirá um elevado investimento em usinas renováveis e tecnologias complementares, estimado entre 0,5% e 1% do PIB anualmente nos países da região (MRC Consultants e PSR, próxima publicação). Além de substituir as usinas de geração existentes que utilizam combustíveis fósseis, a capacidade total do sistema precisará ser aumentada para atender a uma demanda muito maior devido à eletrificação dos setores de transporte e aquecimento. Portanto, é relevante entender como oferecer incentivos suficientes para aumentar a capacidade de geração limpa no ritmo necessário.

¹ Este capítulo foi elaborado por Walter Cont e Federico Juncosa, com a assistência de pesquisa de Lautaro Carrizo e Agustín Staudt.

O terceiro desafio refere-se à necessária expansão da infraestrutura de transmissão e distribuição. Juntamente com o aumento das exigências decorrentes do crescimento da demanda, a infraestrutura precisará se adaptar às características distintas das energias renováveis não convencionais (ERNC) – solar, eólica e hidrelétrica a fio d'água – que têm um padrão de localização, tamanho da usina e variabilidade de geração marcadamente diferentes.

Essas mudanças têm implicações para a regulamentação do serviço de eletricidade, uma vez que a incorporação de fontes intermitentes altera a estrutura de custos do sistema, reduzindo a relevância dos custos variáveis da eletricidade e aumentando o componente de custo de capital. Ao mesmo tempo, essas variações colocam desafios à forma como os diferentes atores do setor elétrico são remunerados de acordo com os projetos atuais (Fabra, 2021; Fabra et al., 2021; Fabra e Imelda, 2023; Faruqi e Tang, 2021; Ryan, 2021).

Este capítulo inicia a análise apresentando uma descrição dos sistemas elétricos e sua preparação para a entrada de fontes renováveis. A seguir, aprofunda-se nas adaptações que os sistemas e mecanismos podem exigir para incorporar fontes renováveis na capacidade de geração. Considerando as perspectivas de eletrificação da demanda, o consumo de eletricidade pode dobrar em relação aos níveis atuais nos cenários de descarbonização. Isso impõe um ônus às redes de transmissão e distribuição que, juntamente com as características específicas da geração não convencional, em particular sua aleatoriedade, implica em necessidades de investimento. Esse aspecto é analisado antes de apresentar possíveis políticas públicas para a descarbonização por meio de uma maior incorporação de energias limpas.

O setor elétrico na América Latina e no Caribe

Componentes do setor

O setor elétrico consiste em quatro fases: geração, transmissão, distribuição e comercialização. Em cada país, o setor pode apresentar níveis variados de integração e diferentes perfis de participação de agentes públicos e privados.

A fase de geração consiste na utilização de algum processo para transformar em eletricidade uma energia primária de origem, associada a um insumo energético, por meio de geradores. A transmissão consiste no transporte da eletricidade dos pontos de geração, através de uma rede composta por linhas de alta e média tensão e estações de transformação, até uma cidade ou polo de consumo. A distribuição consiste no transporte da eletricidade das estações transformadoras de alta, média e baixa tensão da rede até os pontos de consumo dos usuários finais (residências, comércios, empresas etc.), através da

malha elétrica. Por fim, a comercialização consiste na gestão comercial dos usuários finais, incluindo a leitura de consumos, o faturamento e a gestão da demanda (previsão da demanda do usuários finais e cobrança de tarifas).



O setor elétrico consiste em quatro fases: geração, transmissão, distribuição e comercialização

Em cada país, os elos descritos acima podem apresentar arranjos institucionais de diversas naturezas para o fornecimento de energia elétrica ao usuário final. Esses arranjos variam de baseados no mercado a totalmente centralizados, nos quais uma entidade

estatal é proprietária e gerencia todas as fases (por exemplo, Costa Rica, Honduras e, com uma configuração alternativa, Paraguai), passando por modelos com maior ou menor integração vertical, concentração de mercado e participação estatal.

Descrever o arranjo baseado no mercado é ilustrativo. Nele, o comércio atacadista de energia - em que os geradores vendem energia para distribuidoras ou grandes usuários - e o comércio varejista - em que os comerciantes vendem energia para os usuários finais - podem ser estruturados como mercados com um grau adequado de concorrência, sujeito ao seu tamanho. Por outro lado, os componentes de transmissão e distribuição apresentam características de monopólio natural, o que justifica a concentração da prestação do serviço em um único licitante. Nessas fases, o arranjo institucional típico do mercado é a concessão a uma empresa privada, por meio de uma licitação, ou o fornecimento por uma empresa pública, operando sob a supervisão de um órgão regulador.

Quanto à comercialização no atacado, a organização mais comum na região consistiu na estruturação de um mercado, comumente chamado de mercado atacadista de eletricidade, composto por distribuidoras, varejistas e grandes usuários, do lado da demanda, e geradores de eletricidade, do lado da oferta, com livre entrada de ofertantes e demandantes.

A formação de mercados ocorrida nas décadas de 1980 e 1990 na América Latina e no Caribe buscou organizar uma estrutura na qual os geradores realizassem transações com distribuidoras e grandes usuários para o fornecimento de energia elétrica em um mercado atacadista composto por duas seções: contratos de fornecimento e mercado à vista (*spot*)². Geradores e compradores celebram contratos para o

fornecimento de energia elétrica por um prazo determinado (os prazos são um elemento dos contratos e dependem do ativo relacionado, variando de alguns anos a 20 anos ou mais). Nele são estabelecidas as condições para o fornecimento da energia contratada. Esses contratos podem ser bilaterais, entre gerador e distribuidora ou comercializador, ou estabelecidos de forma descentralizada, em que as partes estabelecem as condições e o preço de forma flexível e sem exigir a aprovação de terceiros (por exemplo, na Argentina, durante o período sem intervenções). Há também casos adquiridos por meio de leilões descentralizados (por exemplo, no Chile) ou resultantes de leilões centralizados, em que as condições são definidas pela autoridade de energia (como no Brasil). Em todos os casos, as distribuidoras e os grandes usuários são obrigados por lei a cobrir toda ou uma alta porcentagem de sua demanda esperada por meio de contratos.

Os contratos são complementados por um mercado *spot*, que permite atender às necessidades de demanda horária que não são respaldadas por contratos e avaliar os desequilíbrios entre os compromissos assumidos nos contratos e as entregas efetivas. Em diferentes formatos, Argentina, Brasil, Chile, Colômbia, El Salvador, México e Panamá estruturaram dessa forma os mercados de geração.

A principal função do operador do mercado³ é determinar a ordem em que os geradores injetam energia (curva de oferta horária) e emitir ordens de despacho de acordo com a decisão anterior e a demanda a ser atendida⁴. O preço de equilíbrio horário é o preço ou custo variável da última unidade despachada para atender à demanda horária⁵. As compensações monetárias dependem dos contratos existentes e dos despachos realizados. Assim, no caso de despachos

2 Também conhecido como mercado de entrega imediata.

3 Esse agente, às vezes chamado de órgão de despacho, pode ser uma empresa público-privada (da qual participam os diversos representantes do setor), uma operadora independente ou a empresa responsável pela transmissão do sistema.

4 Há dois mecanismos alternativos para definir a ordem. Em alguns casos (por exemplo, na Colômbia), os geradores propõem lances de preço e quantidade ordenados do menor para o maior preço. Em outros, os geradores informam ao operador suas estruturas de custo - fixo, variável, consumo de combustível de acordo com os níveis de produção - e são classificados do menor para o maior custo (por exemplo, Argentina, Chile e México). No caso do México, há três submercados não integrados (Sistema Interconectado Nacional, Baja California Sur e Baja California Norte, este último integrado ao Independent System Operator [ISO] da Califórnia [Estados Unidos]), que operam com preços nodais (horários). As diferenças são causadas por restrições físicas, perdas e congestionamentos na rede.

5 O caso argentino é uma exceção. Em 2002, a estrutura da curva de oferta foi preservada, mas com base em ofertas teóricas calculadas pelo órgão responsável pelo despacho (OED, na sigla em espanhol), que simulou custos variáveis mais baixos do que os reais para geradores térmicos. Em 2011, a gestão da compra e venda de energia foi ainda mais centralizada no OED. Como o valor da energia vendida às distribuidoras era muito inferior ao custo de geração (mesmo na construção teórica), ocorreram vários déficits. Os mais importantes resultaram da diferença entre o que a demanda paga e a oferta teórica e a diferença entre o valor da oferta teórica e o custo real de geração (superior ao teórico para a geração térmica).

com contrato, os geradores recebem como pagamento pela eletricidade entregue uma remuneração igual ao preço dos contratos em vigor (figura 4.1, painel A) e, quando são despachados sem contrato ou para geração adicional à contratada, igual ao preço *spot* em vigor no momento da entrega da energia (figura 4.1, painel B).

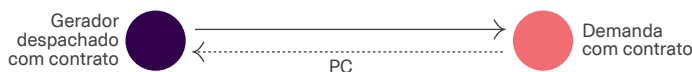
Quando os geradores não são despachados para a totalidade dos contratos que assinaram e são substituídos por outro gerador, recebem como compensação pela energia não entregue um valor resultante da diferença (positiva ou negativa) entre o preço em vigor no contrato e o preço *spot*, que recompensa aquele que

entregou a energia equivalente em seu lugar (figura 4.1, painel C). Do resultado desses preços é deduzido o pedágio a ser pago pelos geradores pelo serviço de transmissão, que varia de acordo com a localização geográfica (nó, estação de potência) onde a eletricidade^{6,7} é injetada. A diferença entre o preço (ou custo) *spot* e os custos de geração de cada gerador despachado a cada momento resulta em uma quase-renda implícita para os geradores inframarginais, ou seja, aqueles que operam com custos mais baixos do que o custo mais alto que é despachado⁸. O comportamento dos preços ou custos *spot* pode funcionar como um sinal para investimentos em novas usinas e disciplinar os valores dos novos contratos que são assinados.

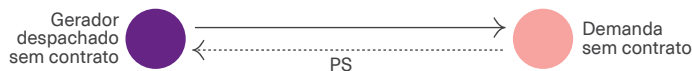
Figura 4.1

Fluxo de quantidades e de pagamentos de acordo com o despacho e relação contratual

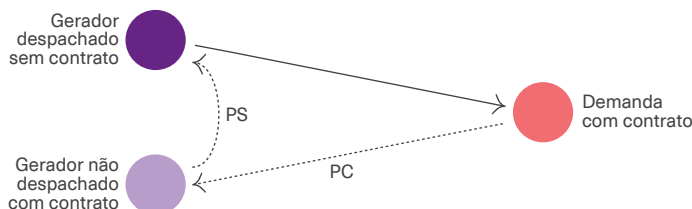
Painel A. Transações com contratos



Painel B. Transações *spot*



Painel C. Transações entre demandantes com contrato, geradores com contrato não despachados e geradores despachados



Nota: A figura mostra o diagrama de fluxo de quantidades de energia, dependendo se o gerador é despachado ou não e se o fluxo é realizado a partir de um contrato (PC: preço do contrato) ou de uma transação *spot* (PS: preço *spot*). As linhas sólidas representam o fluxo de energia e as linhas pontilhadas representam o fluxo de dinheiro.

6 A forma como os acordos financeiros são implementados em relação aos despachos reais também difere de acordo com o país.

7 Outro componente das receitas dos geradores é a remuneração da potência ou capacidade, que geralmente é determinada pelo regulador com base no custo de capital para atender à demanda de ponta e que é uma receita complementar para sustentar a expansão da capacidade (por exemplo, esses pagamentos existem na Argentina [sob a denominação de energia disponibilizada, embora com valores regulados], no Chile e no México). Consultar Muñoz et al. (2021) para uma análise do caso chileno.

8 Na prática, a maior parte da energia dos geradores despachados é remunerada de acordo com um contrato, no qual os preços foram previamente definidos.

Matriz de geração de energia elétrica regional

Na região, são gerados anualmente 5,89 exajoules (EJ) de eletricidade, dos quais 4,78 EJ representam consumos faturados e 1,1 EJ são perdas de transporte e distribuição, principalmente associadas ao consumo não contabilizado e informal (19% da geração).

Existem múltiplas tecnologias em operação para gerar eletricidade, com características variadas em termos de custo, flexibilidade e impacto ambiental (vide quadro 4.1 e o apêndice “Tecnologias de geração de eletricidade” disponível on-line). Cerca

de 57% da geração regional é produzida com fontes que não são combustíveis, sendo 80% de base hidrelétrica.



Na região, são gerados anualmente 5,89 exajoules (EJ) de eletricidade, dos quais 4,78 EJ representam consumos faturados e 1,1 EJ são perdas de transporte e distribuição

Quadro 4.1

Tecnologias de geração e seus atributos

Quase toda a eletricidade produzida e consumida no mundo é gerada por um processo motriz, no qual são utilizadas diversas formas de movimentar um gerador. Dentro deste, a rotação de um ímã no interior de uma bobina gera uma corrente elétrica pela ação do movimento do campo magnético criado pelo ímã. Isso está associado a um eixo, que é acionado por diferentes fontes, produzindo a rotação do eixo e do ímã.

Os geradores podem ser mobilizados usando diversas fontes classificadas como térmicas ou cinéticas. A geração térmica pode ser realizada através da obtenção da fonte de calor da queima de um combustível, proveniente de fontes fósseis ou não fósseis, como a lenha. Também é possível obtê-la de outras fontes de calor, como energia geotérmica, reações nucleares ou radiação solar. A única exceção ao gerador de indução eletromagnética descrito, atualmente operando em escala, é a geração solar fotovoltaica. Nesse processo, a eletricidade é produzida pela ação de um processo químico desencadeado pela radiação solar sobre os materiais semicondutores contidos nos painéis solares.

As diferentes tecnologias podem ser descritas por três atributos centrais: os custos e sua estrutura, a flexibilidade com que podem ser operadas e seus impactos ambientais típicos. A tabela 1 mostra esquematicamente esses atributos para uma seleção de tecnologias relevantes. Atualmente, as energias renováveis não convencionais têm custos totais baixos, que consistem quase inteiramente em custos do capital inicial, bem como impactos nulos nas emissões. Em contrapartida, não permitem flexibilidade de operação. Por outro lado, os geradores térmicos têm impactos nas emissões de gases de efeito estufa (GEE), mas alguns deles oferecem elevada flexibilidade, pois podem ser operados em níveis de produção variáveis e administrar o nível rapidamente.

Tabela 1

Atributos dos geradores de energia

Tecnologia	Custos	Impacto ambiental	Despacho e flexibilidade
Combustão interna com base em gás natural	Elevados: forte componente variável por custo do combustível e menor eficiência em relação ao ciclo combinado	Elevadas emissões por uso de combustível fóssil, embora inferiores às de outros combustíveis fósseis	Alta eficiência para regimes variáveis, normalmente projetados para pontas de consumo
Combustão interna com combustíveis líquidos	Elevados: forte componente variável por custo do combustível	Elevadas emissões de GEE por uso de combustível fóssil. Emissões de poluentes atmosféricos locais	Alta eficiência para regimes variáveis, normalmente projetados para pontas de consumo
Usina de gás natural de ciclo aberto	Elevados: forte componente variável por custo do combustível e menor eficiência em relação ao ciclo combinado	Elevadas emissões por uso de combustível fóssil, embora inferiores às de outros combustíveis fósseis	Alta eficiência para regimes variáveis, normalmente projetados para pontas de consumo
Energia hidráulica com reservatório	Moderados: maior importância do custo de capital e baixo custo variável associado à manutenção e ao valor da opção da água utilizada	Emissões de CO ₂ por vegetação pré-existente na área inundada. Emissões de metano de origem biológica nas áreas de baixa profundidade	Alta quando os geradores são otimizados para cargas variáveis. Permite o armazenamento, desde intradiário até plurianual, dependendo do reservatório
Solar térmica	Moderados: com componente variável zero e componente de alto custo de capital	Sem emissões na fase de geração. Grande necessidade de espaço	Baixa flexibilidade devido à carga mínima moderada
Usina de gás natural de ciclo combinado	Moderados: custos variáveis intermediários devido à melhor eficiência no uso do insumo combustível e ao alto custo de capital inicial	Elevadas emissões por uso de combustível fóssil, embora inferiores às de outras usinas devido à alta eficiência e às inferiores emissões de gás natural em relação a outros combustíveis	Baixa flexibilidade devido à carga mínima moderada
Turbina a vapor de carvão	Baixos: o custo do insumo é baixo (sem precificação de carbono), altos custos de capital	Elevadas emissões de GEE por uso de combustível fóssil. Emissões de poluentes atmosféricos locais	Baixa flexibilidade devido à carga mínima elevada e tempos de inicialização moderados
Turbina a vapor de biomassa	Moderados: o custo do insumo é intermediário e com disponibilidade limitada, altos custos de capital	Possíveis emissões por demanda de uso do solo e do desmatamento indireto. Emissões de poluentes atmosféricos locais	Baixa flexibilidade devido à carga mínima elevada e longos tempos de inicialização
Nuclear	Moderados: custo do insumo muito baixo, muito altos custos de capital inicial e de manutenção	Sem emissões na fase de geração. Riscos de contaminação por radioatividade em caso de acidentes. Gestão dispendiosa de subprodutos	Baixa flexibilidade devido à carga mínima elevada e longos tempos de inicialização
Energia hidráulica a fio d'água	Baixos: sem custos variáveis e baixo investimento inicial	Sem emissões, barreira ao movimento de organismos aquáticos na bacia	Não despachável
Solar fotovoltaica	Muito baixos: componente majoritário de capital inicial	Sem emissões na fase de geração. Grande necessidade de espaço	Não despachável
Eólica	Muito baixos: componente majoritário de capital inicial	Sem emissões na fase de geração. Possíveis impactos sobre espécies voadoras	Não despachável

Fonte: Elaboração própria com base em González-Salazar et al. (2018).



A contribuição do setor de eletricidade para as mudanças climáticas vem principalmente da geração com combustíveis. Na região, isso equivale a 2,54 EJ de eletricidade anualmente, ou 43% do total. Para obter essa geração, são necessários 6,85 EJ de insumos combustíveis primários. A diferença entre os insumos utilizados e a geração obtida responde às perdas e consumos de energia associados aos diversos processos de transformação necessários para a produção desses insumos e às perdas de eficiência da geração térmica. Nesse cálculo, o consumo de energia no setor fóssil é considerado como parte dos insumos necessários para a geração de eletricidade. Por sua vez, a geração térmica envolve elevadas perdas de energia na forma de calor liberado para o meio ambiente.

Há outros vínculos entre a geração de eletricidade e as mudanças climáticas não associadas à combustão que são cada vez melhor compreendidos. Por um lado, a consideração das emissões do ciclo de vida de cada tecnologia leva em conta as emissões envolvidas desde a produção de materiais primários necessários para bens de capital até seu descarte final. Por outro lado, a geração de energia hidrelétrica pode produzir emissões de dióxido de carbono (CO₂) e metano por meio da decomposição da vegetação existente em solos inundados, pela introdução de uma barragem e pela atividade de origem biológica que ocorre em solos saturados de água e pouco profundos nas margens dos corpos de água. O problema das emissões de metano é intensificado pelas mudanças mais frequentes no nível da água envolvidas na gestão do armazenamento de uma barragem.

A melhoria da eficiência na geração baseada em combustível e a redução das perdas no transporte e distribuição de energia elétrica permitem atender à demanda por esse serviço com menos insumos de combustíveis e, conseqüentemente, resultam em menores custos e emissões. Contudo, parte das perdas de transporte e distribuição pode corresponder aos consumos não medidos no abastecimento de áreas de baixa renda. A correta identificação e medição são importantes para buscar a eficiência e melhorar a gestão do fornecimento, porém isso possivelmente requer a adoção de instrumentos alternativos para reduzir os impactos distributivos regressivos, como o uso de uma tarifa social bem direcionada (Cont et al., 2021).



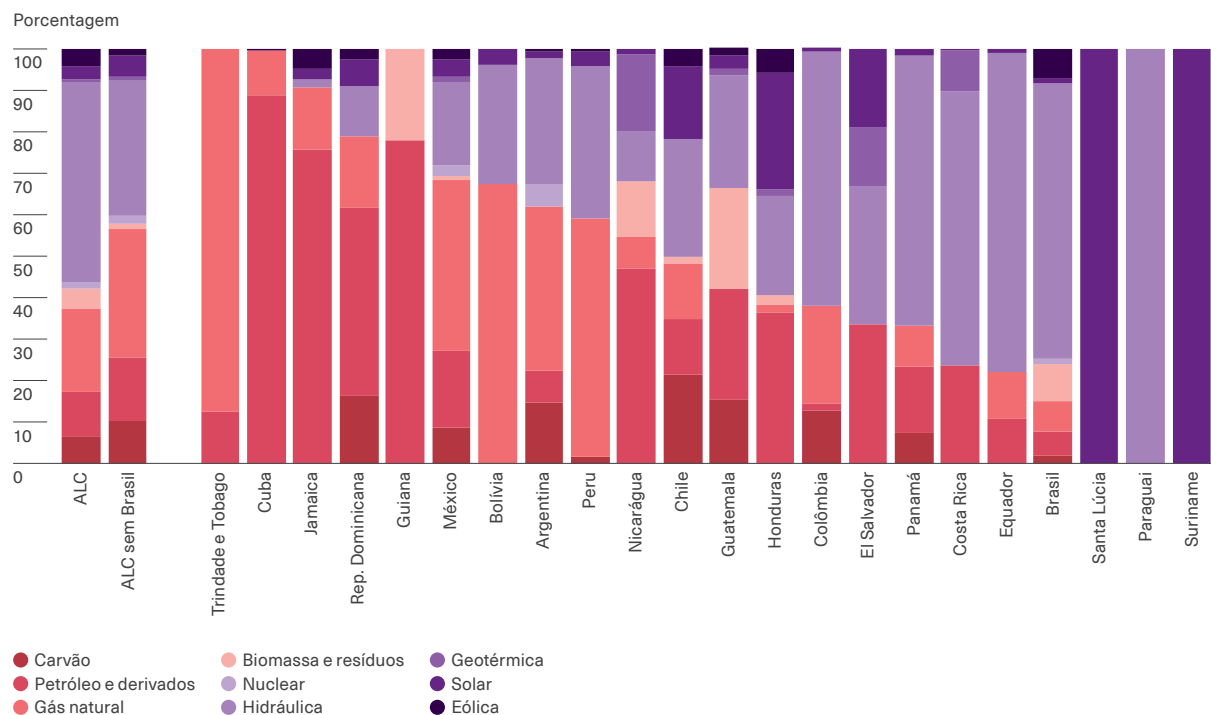
A melhoria da eficiência na geração termelétrica e a diminuição das perdas no transporte e distribuição permitem reduzir o uso de combustíveis

O gráfico 4.1 mostra a capacidade instalada de geração de eletricidade nos países da região por fonte. No conjunto da América Latina e do Caribe (primeira barra), as usinas hidrelétricas representam a principal fonte em nível regional, atingindo 48% da capacidade instalada. Por sua vez, a capacidade instalada de fontes geotérmicas, solares e eólicas representa em conjunto 8% do total (esse número não inclui a capacidade de geração distribuída).

Quase 38% da capacidade de geração instalada é representada por termelétricas baseadas em combustíveis fósseis. Dentre elas, a maior parte vem de usinas de gás natural (20%), embora também haja uma capacidade instalada relevante de carvão (6,4%) e petróleo e seus derivados (11%). Além disso, a geração baseada em biomassa e resíduos representa 4,8% da capacidade, totalizando 43% da geração com combustíveis. Essa composição agregada é fortemente explicada pelo Brasil, que possui uma alta capacidade hidrelétrica. Se o Brasil for excluído do agregado regional, a participação da capacidade baseada em combustíveis fósseis chega a 57%. Além disso, o gráfico indica que os países insulares ou com baixa conectividade terrestre (Trindade e Tobago, Cuba, Jamaica, República Dominicana, Guiana, na ordem do maior para o menor) apresentam uma participação predominante da geração baseada em combustíveis.

Gráfico 4.1

Capacidade instalada por país e por principal insumo em 2021



Nota: O gráfico mostra a capacidade instalada de geração de eletricidade por principal insumo para os países da ALC com informações disponíveis, ordenados de acordo com a porcentagem de capacidade fóssil em relação ao total.

Fonte: Elaboração própria com base no Global Energy Observatory (2021).

Um relatório recente (González-Mahecha et al., 2019) constata que a vida útil restante das centrais elétricas existentes na América Latina e no Caribe representa emissões comprometidas⁹ de aproximadamente 6,9 gigatoneladas de CO₂ (GtCO₂). Além disso, se todas as usinas planejadas, licenciadas e em construção forem concluídas e estiverem em operação, elas acrescentarão mais 6,7 GtCO₂. Esse nível de emissões comprometidas excede as estimativas médias feitas pelo Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC, na sigla em inglês) de emissões cumulativas consistentes com

o orçamento de carbono remanescente no setor de geração de energia na região para cumprir as metas climáticas. O estudo conclui que, para se alinhar com os orçamentos médios de carbono do IPCC, entre 10% e 16% das termelétricas existentes na região teriam que parar de funcionar.

⁹ O conceito de emissões comprometidas de CO₂ foi introduzido por Davis e Socolow (2014, citado por González-Mahecha et al., 2019) para avaliar o impacto da infraestrutura existente de longa duração. Essas são as emissões que resultariam da operação de usinas existentes movidas a combustível fóssil e outros equipamentos com uso intensivo de carbono durante a vida útil e em níveis típicos de uso.

Ordem de mérito e curva de carga

Em 2022, os sistemas da América Latina e do Caribe forneceram eletricidade a uma taxa de 4,8 EJ (ou 1,3 milhão de GWh) por ano, de um total de 23,6 EJ de energia consumida. Esse consumo mostra grande variabilidade ao longo do tempo, apresentando normalmente ciclos diários, semanais e sazonais. A variabilidade da demanda tem componentes previsíveis (ciclos sazonais, semanais e diários, e a relação entre a demanda e a temperatura ambiente, entre outros) e imprevisíveis.

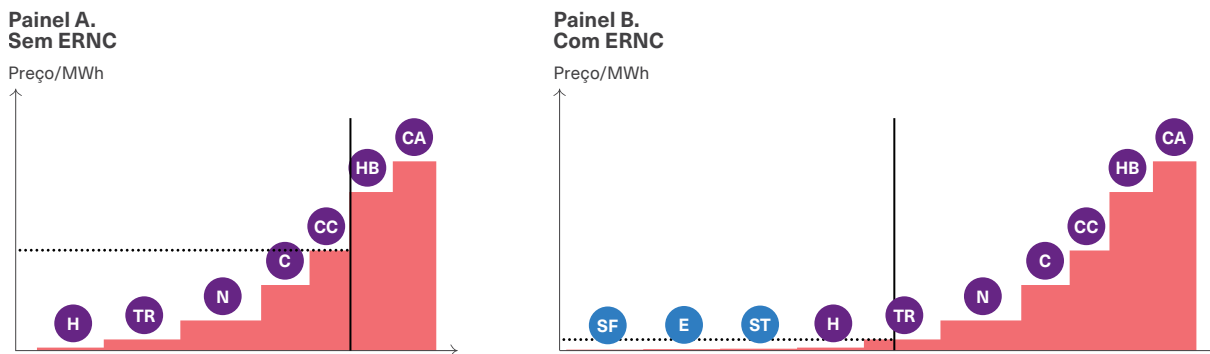
Para atender esse consumo, os sistemas dispõem de tecnologias de natureza variada (descritas no quadro 4.1 e quantificadas no gráfico 4.1), com diferentes atributos em termos de flexibilidade de despacho, custos variáveis (incluindo inicialização flexível e alterações de nível e desligamento) e custos fixos, segundo os níveis de produção. Dependendo da combinação de geradores disponíveis e do nível de consumo a ser atendido em um determinado momento,

o operador do sistema determina uma ordem de mérito de tecnologias, que estabelece a sequência de geradores que devem ser incorporados para fornecer energia. De acordo com Guerra et al. (2022), deixando por enquanto de lado as ERNC, a ordem de mérito coloca a hidrelétrica de base¹⁰ em primeiro lugar, seguida pela nuclear, térmica renovável, cogeração, carvão, gás natural de ciclo combinado, hidrelétrica de bombeamento, gás natural de ciclo combinado flexível e ciclo aberto. Assim, a curva de oferta horária em cada sistema depende da disponibilidade de recursos e da combinação de tecnologias incorporadas (vide painel A do gráfico 4.2).

● ●
Há uma variedade de tecnologias para gerar eletricidade, com diferentes atributos em termos de facilidade de despacho, custos e emissões

Gráfico 4.2

Ordem esquemática de mérito



Nota: O gráfico mostra a curva de oferta horária e as fontes tecnológicas de geração de energia, em ordem de mérito. O painel A exclui as energias renováveis não convencionais (ERNC), ou seja, fotovoltaica, eólica e térmica solar, e o painel B as inclui. SF: fotovoltaica; E: eólica; ST: solar térmica; H: hidrelétrica; TR: térmica renovável; N: nuclear; C: carvão; CC: GN de ciclo combinado; HB: hidrelétrica de bombeamento e CA: GN de ciclo aberto.

Fonte: Reproduzido com base em Guerra et al. (2022).

10 A geração de base corresponde a grandes usinas que podem fornecer blocos de energia de forma contínua e com baixo custo operacional. Isso garante que elas operem continuamente em um mecanismo de despacho.

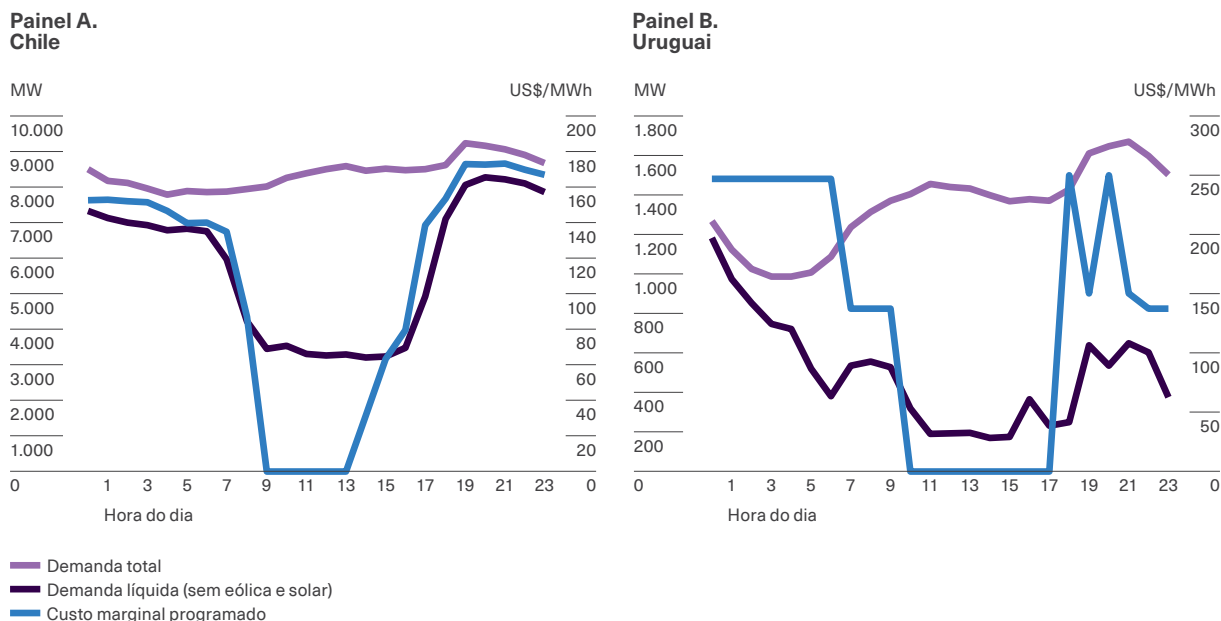
As ERNC, como a geração solar fotovoltaica e a eólica, caracterizam-se por terem uma oferta perfeitamente inelástica em um nível que é determinado exógena e aleatoriamente pela disponibilidade do recurso e pelas condições climáticas. Isso significa que, em um dado momento, um gerador solar ou eólico entregará toda a energia produzida, independentemente do preço, pois opera com custos variáveis próximos de zero. Além disso, a quantidade produzida tem uma alta variabilidade temporal, com componentes previsíveis e imprevisíveis. A energia solar, por exemplo, tem um componente de variabilidade que pode ser antecipado com precisão, associado à irradiância solar e à temperatura média esperada em cada local, hora do dia e estação do ano, e componentes mais incertos, como concentrações de partículas em suspensão e cobertura de nuvens, que reduzem a radiação recebida, entre outros. Assim, quando são incorporadas quantidades significativas de ERNC, a

curva de oferta de eletricidade do sistema se desloca para a direita (vide painel B do gráfico 4.3) e normalmente resulta em uma redução dos preços ou custos *spot*. Dadas as incorporações crescentes, podem ocorrer períodos em que toda a demanda é atendida com ERNC, o que se traduz em preços ou custos *spot* próximos de zero no mercado atacadista.

Como exemplo, o gráfico 4.3 representa a demanda horária em um dia típico no Chile e no Uruguai (linha azul). Dadas as particularidades de cada país, a curva de demanda diária tem um máximo e um mínimo, não necessariamente no mesmo horário (no Chile, o máximo é às 19:00 horas e no Uruguai, às 21:00 horas). Nos exemplos apresentados, a curva de demanda chilena mostra um comportamento mais estável ao longo do dia, enquanto no caso uruguaio os ciclos intradiários são mais pronunciados.

Gráfico 4.3

Curvas de carga total e líquida de geração eólica e solar e custo marginal ou preço *spot*



Nota: O gráfico apresenta a curva de demanda total (carga) e líquida das fontes eólica e solar em megawatts (MW) e o custo marginal ou preço *spot* em dólares por megawatt por hora (US\$/MWh) em cada hora de um dia típico. Os dados para o Chile são de 7 de abril de 2023 e para o Uruguai de 18 de abril de 2023 (nesse caso é informada a geração mais as importações, menos as exportações). Dependendo do dia, os preços horários podem ser positivos ao meio-dia ou zero durante todo o dia.

Fonte: Elaboração própria com base em dados do Coordenador Elétrico Nacional (2023), para o Chile e ADME (2023), para o Uruguai.

Por outro lado, no decorrer do ano, a demanda apresenta variações sazonais específicas de cada país. O gráfico 4.4 mostra o comportamento da demanda durante o semestre abril-setembro de 2023 no Uruguai. Mostra as distribuições da demanda horária por mês, indicando, com a largura da distribuição, as demandas mais frequentes, geralmente posicionadas em direção ao centro. As caudas da distribuição refletem os valores máximo e mínimo da demanda de eletricidade para cada mês. Além disso, o consumo médio por hora é ilustrado com um ponto branco. Pode-se observar que os meses com o maior consumo médio são os do inverno austral, quando também ocorre o pico de consumo anual do sistema.

Os gráficos 4.3 e 4.4 revelam parte dos desafios operacionais enfrentados pelo setor elétrico. Este deve ter capacidade suficiente para fornecer eletricidade no pico anual de consumo, mantendo uma margem

extra de capacidade de reserva para garantir o fornecimento, o que implica que o sistema deve manter e pagar pela capacidade ociosa nos momentos de menor consumo. Além disso, tem que administrar a oferta para responder imediatamente à demanda líquida, uma vez que cada unidade de eletricidade consumida por um equipamento conectado à rede e ligado, como uma máquina de lavar, deve ser gerada e injetada imediatamente para manter a tensão da rede.

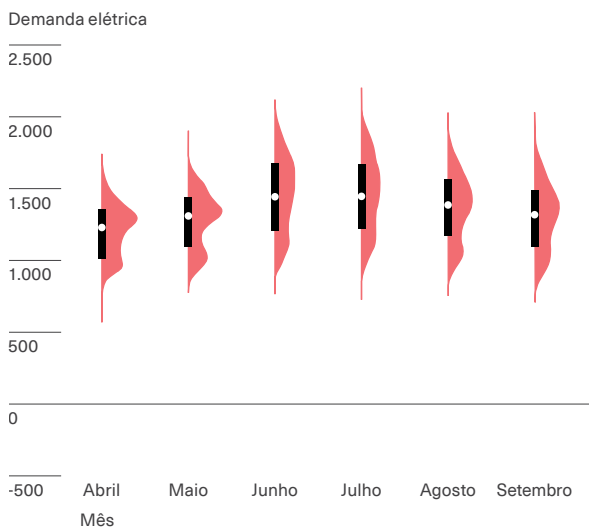


O setor elétrico precisa ter capacidade suficiente para fornecer eletricidade durante o pico anual de consumo e também gerenciar a oferta para responder imediatamente à demanda líquida

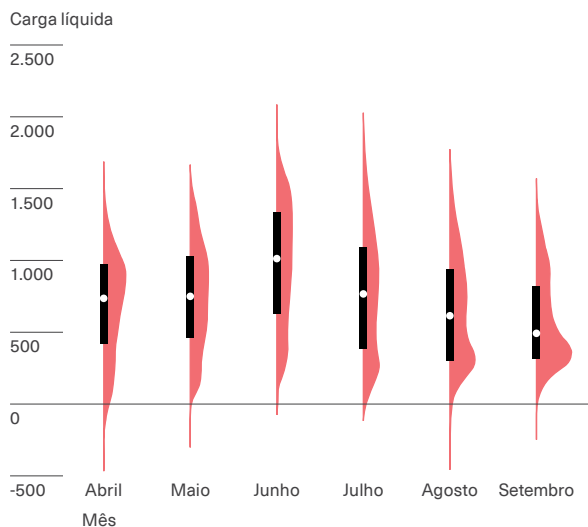
Gráfico 4.4

Distribuição da demanda mensal de eletricidade (demanda e carga líquida) no Uruguai no semestre abril-setembro de 2023

Painel A.
Distribuição mensal da demanda elétrica



Painel B.
Distribuição mensal da carga líquida



Nota: A largura da distribuição indica os valores com a maior frequência. As caudas de distribuição mostram os valores máximo e mínimo de cada mês. Além disso, o consumo médio é ilustrado com um ponto branco.

Fonte: Elaboração própria com base em dados da ADME (2023).

A incorporação de energias renováveis não convencionais aumenta os desafios de operação, pois elas não são despacháveis. A única decisão que um operador pode tomar a esse respeito é aproveitar ou não o fornecimento que gera em um determinado momento, seja ele qual for. Assim, com a incorporação de quantidades relevantes dessas fontes, o operador de mercado deve agora abordar o que é conhecido como curva de carga líquida, ou seja, a demanda líquida de eletricidade fornecida pelas fontes não despacháveis a cada momento. O resultado é uma mudança significativa nessa curva.

No exemplo do Chile e do Uruguai, apresentado no gráfico 4.3, podem ser observadas as principais mudanças.

Por um lado, nos sistemas com um alto componente de geração solar, como no Chile, pode-se observar a conformação da “curva de pato” (painel A, linha laranja), que se refere ao padrão distinto de uma menor carga líquida no horário diurno devido à parte da demanda que é atendida pela geração solar. Por outro lado, quando o sistema incorpora uma alta proporção de energia eólica, como no caso do Uruguai, a curva de carga líquida é uma translação vertical da curva de carga, variando em magnitude dependendo das condições do vento, uma vez que não costuma apresentar um ciclo estreito ao longo do dia (painel B, linha laranja). Por fim, em ambos os casos se observam períodos significativos em que o custo marginal do sistema é zero, que ocorrem quando a carga líquida é menor.

Geração flexível e serviços auxiliares¹¹

Para que a gestão dos sistemas elétricos seja confiável, segura e mantenha um serviço de qualidade, é necessário prever a geração com continuidade. Isso significa atender a uma demanda que pode variar a qualquer momento, levando em conta as perdas de transmissão e distribuição, enquanto a oferta pode apresentar diferentes níveis de indisponibilidade programada e não programada. Os serviços que garantem essa gestão são chamados de serviços elétricos auxiliares e incluem regulação de frequência e reserva imediata de curto e médio prazo. Esses serviços podem ser fornecidos por diferentes participantes do mercado. Por exemplo, as usinas hidrelétricas com capacidade de armazenamento e a geração térmica a gás natural de ciclo aberto podem aumentar ou diminuir sua produção com bastante rapidez, mas não as turbinas a vapor (a carvão, nuclear ou a combustível). Existem grandes usuários que podem prestar esses serviços, dependendo de sua disposição de interromper rapidamente seu consumo quando exigido pelo sistema elétrico. As interconexões entre países ou sistemas vizinhos podem cobrir aumentos na demanda, desde que haja capacidade de geração flexível neles. No médio prazo, as reservas devem ser planejadas para proporcionar

confiabilidade ao sistema e, mais especificamente, para atender à demanda de pico, geralmente em uma base anual¹².

● ●
Para que a gestão dos sistemas elétricos seja confiável, segura e mantenha um serviço de qualidade, é necessário prever a geração com continuidade

Com base em evidências de outras regiões e nos avanços da literatura internacional, os países têm trabalhado para adaptar o sistema elétrico para permitir uma alta participação de fontes renováveis não convencionais. A intermitência dessas fontes exige mecanismos que proporcionem flexibilidade aos sistemas, especialmente para acompanhar as flutuações da demanda e fornecer uma reserva de última hora. Essa reserva terá maior relevância na presença de uma alta participação de ERNC, razão pela qual é necessário um sistema de compensação que ofereça incentivos suficientes (Mercadal, 2023).

11 Esta seção foi elaborada com base em Joskow (2019); Wolak (2022); Borenstein e Kellogg (2021); Hafner e Luciani (2022); Fabra (2021).

12 Os requisitos de capacidade do sistema correspondem a um cálculo da capacidade necessária para atender à demanda em todos os momentos (com baixa probabilidade de blecaute). Wolak (2022) alerta que esse cálculo muda substancialmente na presença das ERNC. No exemplo do Uruguai, após a incorporação de uma alta proporção de fontes eólicas, a capacidade do sistema diminui apenas ligeiramente.



Para permitir uma alta participação de ERNC, os países precisam ter mecanismos que proporcionem flexibilidade aos sistemas

Por um lado, a geração despachável deve se ajustar ao componente previsível da variabilidade, que agora está associado não apenas ao consumo, mas também à geração não despachável; ou seja, deve atender à demanda líquida (linha preta no gráfico 4.3). Quando a fonte não despachável é a solar, a geração despachável deve se adaptar a grandes quedas de potência (em megawatts [MW]) durante a manhã e grandes aumentos durante a tarde, como observado no caso do Chile (gráfico 4.3); por outro lado, quando a fonte não despachável é a eólica, a geração despachável deve se adaptar à frequência e à intensidade do vento, como observado no caso do Uruguai (Bothwell e Hobbs, 2017; Muñoz e Mills, 2015).

O gráfico 4.3 mostra que a necessidade de geração despachável no período da tarde aumenta em quase 4.800 MW entre as 16:00 (geração líquida de 3.475 MW) e as 20:00 horas (geração líquida de 8.274 MW). O valor representativo (*proxy*) do preço *spot* horário publicado para o sistema elétrico chileno é o custo marginal despachado, que aumenta de US\$ 79,6 por megawatt-hora (US\$/MWh) para 172,9 US\$/MWh (de fato, é 0 das 9:00 às 13:00 horas). Em contraste, a variabilidade horária da curva de carga líquida no Uruguai é menor, de 351 MW para 525 MW entre as 16:00 e 20:00 horas no dia ilustrado, com o preço *spot* sancionado aumentando de 0 US\$/MWh para 250 US\$/MWh (de fato, é 0 das 10:00 às 17:00 horas).

Além do mais, a geração despachável deve se ajustar ao componente imprevisível da variabilidade do consumo e da geração não despachável. Consequentemente, os requisitos de serviços auxiliares do sistema de eletricidade aumentam devido a novas fontes de aleatoriedade. O sistema, então, precisa de capacidade de geração com baixos custos de capital

e de inicialização e para responder rapidamente aos requisitos de despacho (Joskow, 2019)¹³. Em sistemas que dependem muito de energia intermitente, o armazenamento, tanto no nível do sistema quanto do usuário, desempenha um papel muito importante¹⁴. Especificamente, ele permite que a energia seja fornecida durante as horas de baixo preço (horas do dia ou horas com muito vento), armazenada e vendida a preços mais altos nos momentos em que a geração líquida começa a crescer (quando o sol se põe ou a intensidade do vento diminui).

O exemplo do gráfico 4.3 ilustra o papel que as baterias podem desempenhar na suavização de preços entre aumentos e quedas na demanda líquida durante o período de 24 horas. Embora os sinais de preço necessários para tomar decisões de investimento nessa tecnologia sejam de longo prazo, os preços de curto prazo podem dar uma indicação dos benefícios da arbitragem horária. As diferenças de preço observadas nos exemplos selecionados no gráfico 4.3 chegam a 180 US\$/MWh no Chile e a 250 US\$/MWh no Uruguai. Por outro lado, a bateria também fornece os serviços auxiliares de médio prazo (capacidade confiável para períodos de ponta) e de curto prazo (regulação de frequência e outros) mencionados acima. Além disso, permite adiar investimentos em transporte e distribuição e fornecer apoio de emergência, entre outros (Joskow, 2019). A entrada das baterias no sistema dependerá do benefício líquido que sua participação trará ao setor, a fim de proporcionar flexibilidade ao sistema em relação às alternativas existentes, por exemplo, a geração flexível baseada em gás natural. Os modelos existentes para a elaboração de cenários de transição energética no setor elétrico preveem a incorporação de baterias em praticamente todos os países da região (MRC e PSR, próxima publicação).

Em um mercado descarbonizado, a variabilidade adicional introduzida pela geração renovável não convencional pode ser resolvida incorporando capacidade de reserva suficiente e diversificando a matriz com diferentes tecnologias de geração disponíveis (como solar fotovoltaica, solar térmica, eólica,

13 No Chile, o mercado de serviços auxiliares começou a operar em janeiro de 2020. Nele, os geradores podem oferecer serviços de reserva primária, secundária e terciária, bem como controle de frequência (leilões competitivos discriminatórios), complementares aos mercados de energia e capacidade (vide Muñoz et al., 2021, p. 3). Em outros países, como Argentina ou Brasil, esses serviços fazem parte da operação de despacho.

14 Vide subseção "Baterias e outros meios de armazenamento" em "Tecnologias de geração de eletricidade" no apêndice do capítulo (disponível on-line).

hidrelétrica), tecnologias de armazenamento (hidráulica, térmica, baterias) e distribuindo essas tecnologias geograficamente. No entanto, durante a transição e a longo prazo, alguns sistemas podem precisar manter a capacidade de geração despachável e flexível baseada em combustíveis (como usinas de gás natural de ciclo aberto e geradores a combustão interna) para garantir o fornecimento e proporcionar flexibilidade ao sistema, por exemplo, em regiões com poucos recursos hídricos¹⁵.



A variabilidade das ERNC pode ser resolvida incorporando capacidade de reserva suficiente e uma matriz de geração diversificada

Outra forma de lidar com a variabilidade é reduzir os requisitos de carga nos períodos de ponta com ações dos usuários, o que é conhecido como resposta à demanda. Atualmente, os sistemas contam com

grandes usuários que, por terem a possibilidade de interromper seu consumo, vendem capacidade de resposta ao sistema e a disponibilizam para o operador. No futuro, os mecanismos de resposta à demanda precisarão ser aprofundados por meio de preços de alta frequência, que enviam sinais apropriados sobre a atual escassez de eletricidade à qual os consumidores podem responder, a fim de incentivar mudanças nos padrões de consumo. A resposta da demanda também pode ser reforçada pela automação de equipamentos (por exemplo, a máquina de lavar começa a funcionar quando os preços estão baixos, o aquecedor de água desliga se os preços estiverem muito altos etc.) para permitir essas mudanças e capitalizar esses incentivos¹⁶. Esses avanços fazem parte dos desenvolvimentos do setor para a criação da rede inteligente¹⁷.

Outras fontes de oferta granular flexível, como veículos elétricos e conexões da rede para veículos e dos veículos para a rede (G2V e V2G, nas siglas em inglês), podem ter mais espaço na prestação desses serviços.

Adaptações do setor elétrico para a transição

Incentivos para o aumento de capacidade

A integração das ERNC tem impacto significativo no retorno das demais fontes de geração de energia. Devido ao seu funcionamento com custo marginal zero, as ERNC sempre fornecerão toda a sua produção ao mercado (limitadas pela demanda e pelas condições de infraestrutura da rede). No esquema de mercado de geração descrito, a integração de fontes de geração intermitentes resulta em preços

e custos mais baixos no mercado *spot* de atacado quando elas estão produzindo. Ao mesmo tempo, os centros de geração de custos mais altos são deslocados na curva de oferta. Isso resulta em uma redução da taxa de uso dos bens de capital dos centros de geração deslocados, afetando sua lucratividade.

15 À medida que a capacidade solar e eólica é adicionada, essas fontes não necessariamente substituem a geração mais poluente. Por exemplo, algumas usinas de carvão têm altos custos e longos períodos de inicialização, o que as torna adequadas para fornecer geração de base e permanecer em funcionamento continuamente. Portanto, a incorporação de geração solar, disponível somente durante o dia, pode primeiro substituir as usinas de gás natural de ciclo aberto, que são menos poluentes do que as usinas a carvão.

16 O nível de resposta da demanda tem sido questionado, mas também há evidências de experimentos que sugerem que os consumidores respondem a variações de preço (Allcott, 2011a; Andersen et al., 2017; Ito, 2014; Wolak, 2011).

17 Esse tópico é analisado detalhadamente em Cont et al. (2021).

Quadro 4.2

O papel da política industrial na adoção tecnológica

A adoção tecnológica tem uma curva de aprendizagem com custos decrescentes. A presença de grandes atores no mercado acelera esse processo de aprendizado e redução de custos.

A Lei de Redução da Inflação de 2022 (IRA, na sigla em inglês) representa uma das ações mais importantes tomadas pelos Estados Unidos nos últimos anos para acelerar a transição para uma matriz energética limpa, impulsionando a implementação significativa de novos recursos de eletricidade limpa para alcançar a descarbonização no país (Bistline, Mehrotra, et al., 2023; EPA, 2023c; Larsen et al., 2022; The White House, 2023). A lei abrange diferentes disposições relacionadas com a eletricidade, como créditos fiscais de investimento (30% do custo do equipamento instalado) e créditos fiscais de produção (US\$ 27,5/MWh por 10 anos) para recursos elétricos limpos e créditos fiscais para armazenamento de energia e captura de carbono, bem como para a manutenção de usinas nucleares existentes. Algumas disposições envolvem extensões de longo prazo de créditos fiscais anteriores à IRA (por exemplo, para energia eólica e solar); outras envolvem aumentos nos níveis de crédito fiscal (por exemplo, créditos de captura de carbono, bônus para créditos de produção e investimento) e outras são novas (como o apoio à energia nuclear existente). Assim, a IRA inclui uma vasta gama de programas que, entre outras coisas, incentivam a energia limpa e a gestão do carbono, estimulam medidas de eletrificação e eficiência, reduzem as emissões de metano, promovem cadeias de abastecimento nacionais e abordam questões de justiça ambiental (Bistline, Blanford, et al., 2023).

Os trabalhos que avaliam o impacto da lei sobre a energia e as emissões de GEE fornecem evidências de que a IRA é uma lei fundamental para a descarbonização nos Estados Unidos. Esses estudos concluem que a lei permitirá reduções de emissões até 2030, estimadas entre 32% e 42% abaixo dos níveis de 2005, o que representa uma redução de 6 e 11 pontos percentuais em comparação com cenários sem a IRA (Bistline, Blanford, et al., 2023; Larsen et al., 2022). Além disso, de acordo com Bistline, Blanford et al. (2023), as projeções indicam que as reduções nas emissões da IRA aumentarão ao longo do tempo, alcançando quedas de 43% a 48% até 2035.

Já o setor de eletricidade terá uma participação de 38% a 80% nas reduções de emissões em 2030 graças à IRA. Os modelos mostram que a lei levará a aumentos na implementação solar e eólica, com uma variação substancial nas magnitudes. Em todos os modelos, as taxas de crescimento de 2021 a 2035 variam de 10 GW/ano a 99 GW/ano para energia solar e eólica com a IRA (58 GW/ano em média). Esse valor é mais do que o dobro da média de 27 GW/ano sem a lei e ultrapassa o recorde de 33 GW instalados em 2021. Além disso, prevê-se que a lei reduza as emissões do transporte ao acelerar a eletrificação. Em todos os modelos, os veículos elétricos representarão entre 32% e 52% das vendas de veículos leves novos em 2030 com a IRA (média de 41%), em comparação com os 22% e 43% (média de 31%) do cenário de referência (Bistline, Blanford, et al., 2023).

À medida que ocorrerem adições e substituições de capacidade, os custos marginais de geração diminuirão, o que implicará em dificuldades para obter lucros extraordinários como sinal para a entrada de

nova capacidade (nos sistemas descentralizados) e a necessidade de considerar mecanismos alternativos¹⁸. Às vezes são incorporados mecanismos de remuneração de capacidade (como na Argentina,

18 Um mercado de energia poderia funcionar se os preços refletissem sempre as condições de escassez. Isso normalmente não acontece, principalmente quando toda a capacidade está comprometida, pois os reguladores costumam impor um preço máximo que geralmente é inferior ao valor de atender à demanda. Joskow (2006, 2008) considera que essa restrição cria um problema de perda de dinheiro que desestimula o investimento em capacidade.

embora tenha sofrido intervenções), mas que não necessariamente corrigem o problema (Newbery, 2016).

O mecanismo mais utilizado para promover a incorporação das ERNC na região tem sido o leilão para o fornecimento, que, por exemplo, já era extensivo a todas as tecnologias no Brasil desde o início do século XXI. A experiência acumulada nesses leilões sugere que tais tecnologias podem participar e entrar de forma competitiva com outras, sem a necessidade de subsídios complementares, mesmo que sejam justificadas por suas externalidades positivas em termos de aceleração da redução de custos devido à escala e à menor poluição local. Na prática, os subsídios e outras políticas para promover tecnologias limpas são comuns (como ilustra o quadro 4.2 sobre a recente política industrial dos Estados Unidos).



O mecanismo mais utilizado para promover a incorporação das ERNC na região tem sido o leilão

Globalmente, ainda não há consenso sobre as melhores práticas em aspectos específicos dos leilões. Um desses aspectos é a exposição dos projetos ao risco de preço, já que os contratos com um preço fixo reduzem a vulnerabilidade do projeto

ao mercado *spot* em comparação a contratos que dependem da venda no mercado aberto (Fabra, 2021). Na região, a discussão parece estar resolvida, com uma preferência pelas variantes do primeiro mecanismo. Em contrapartida, não houve uma prática generalizada entre contratos de energia (que atribuem o risco da energia gerada ao vendedor), contratos de potência ou capacidade (que também são contratos de venda de energia, mas atribuem o risco da energia recebida ao comprador) ou mecanismos de leilão neutros ou de tecnologia específica (vide tabela 4.1)¹⁹.

Um desenvolvimento mais recente (promovido pelo Chile) foi a incorporação da flexibilidade nas janelas de fornecimento. Por exemplo, para se adaptar à variabilidade da geração com tecnologia solar, os leilões foram projetados por blocos horários, uma ideia que pode ser estendida a leilões sazonais no caso de fontes eólicas quando há padrões sazonais do vento em uma área específica. Por fim, à medida que a penetração de fontes renováveis não convencionais avança, é possível que os leilões precisem evoluir para mecanismos que incorporem a capacidade ou a energia da usina, uma fonte de reserva e os requisitos da rede. Em última análise, o gerador deve atender aos requisitos de demanda com os múltiplos tipos de geração disponíveis, e as diferentes dimensões determinam a necessidade ou não de instrumentos complementares para atingir esse objetivo.

Mudanças na estrutura do setor e implicações para as tarifas

As perspectivas do setor elétrico em termos de geração e infraestrutura permitem inferir mudanças nos níveis e nas estruturas dos custos de fornecimento do serviço de eletricidade. No segmento de geração, a mudança mais significativa é uma redução do custo marginal, resultado da esperada participação crescente das ERNC nos próximos anos. No entanto,

a forma como a geração das ERNC é remunerada (por meio de contratos) determina que o componente de energia e os serviços associados estejam mais ligados ao custo médio da geração das ERNC do que ao custo marginal (que pode ser estendido ao custo total da geração em países que precisam suportar a demanda previsível por meio de contratos).

¹⁹ A esse respeito, Fabra e Montero (2023) discutem que a escolha desses mecanismos (neutros versus específicos) apresenta um típico compromisso (trade-off) entre eficiência (custo mínimo de provisão, inovação, segurança de oferta, etc.) e extração de renda (rendas extraordinárias menores para tecnologias mais eficientes), muito comum na literatura sobre regulação por incentivos (Laffont e Tirole, 1993).

Quadro 4.3

Boas práticas tarifárias e evolução na região

A estrutura tradicional para a definição de tarifas de serviços públicos geralmente considera que elas devem buscar diferentes objetivos, que, por um lado, não estão necessariamente alinhados e, por outro, dependem dos contextos e das necessidades de cada país. Navajas (2023) discute o estado desses objetivos e os princípios básicos que deveriam reger a definição das estruturas tarifárias: 1) melhorar a recuperação de custos (de modo que reflitam as condições de escassez e os requisitos ambientais); 2) migrar de cobranças por volume e preços de acordo com blocos de níveis de consumo para esquemas com maior importância de cobranças fixas e de capacidade; 3) promover a micromedição e oferecer um menu de opções (entre despesas estáveis e preços em tempo real), na medida em que for tecnologicamente viável; 4) abordar a acessibilidade por meio de esquemas tarifários e transferências, e avançar em direção à soma global nos esquemas de tarifas sociais como uma reforma dos encargos fixos (diferenciados) para famílias de baixa renda; e 5) revisar as estruturas tributárias, tanto em nível setorial quanto entre níveis de governo, que às vezes são onerosas e podem servir para aliviar a carga sobre os usuários de média e baixa renda.

Diversos estudos documentam as estruturas tarifárias utilizadas em diferentes países e mostram a falta de um amplo consenso sobre a preferência dos mecanismos tarifários para lidar com a transição energética (ACER, 2021; Faruqi e Tang, 2021).

As diferentes práticas envolvem o uso de tarifas desconectadas da variabilidade horária, medição em tempo real^b e mecanismos intermediários, como esquemas de preços diferenciados por blocos horários (conhecidos como *time-of-use* [TOU]). De fato, entre as boas práticas identificadas por Faruqi e Tang (2021), destacam-se os esquemas TOU, o agrupamento de clientes de acordo com a capacidade ou carga e tempo de uso, e o tratamento diferencial dos prossumidores (vide subseção seguinte).

Esses mecanismos tarifários já começaram a ser utilizados na região desde a implementação da digitalização. No Paraguai e no Peru, por exemplo, foram instalados medidores inteligentes, com leituras automáticas e remoções de luz (ENEL, s.d.; La República, 2023). Por outro lado, Brasil, Costa Rica e Uruguai implementaram programas baseados na abordagem da tarifa TOU no setor residencial, com adoção voluntária pelas famílias, de modo que os consumidores podem escolher entre uma tarifa fixa ou o programa TOU (Weiss et al., 2022).

a. O relatório IDEAL 2021 analisa essa dimensão no contexto da digitalização do setor elétrico (vide Cont et al., 2021).

b. Fabra et al. (2021) sugerem a necessidade de informar os consumidores, como uma medida complementar à medição em tempo real, para obter reações às alterações de preço.

Por outro lado, nos últimos anos houve uma descentralização em alguns processos da cadeia de produção dos serviços de eletricidade no nível de usuários finais, por meio da inovação em geração e armazenamento distribuído. Isso limitou a possibilidade de subsídios cruzados entre usuários ou diferentes segmentos de consumo (quando não são proibidos pela regulamentação) e, portanto, a recuperação dos custos fixos do componente de infraestrutura (transmissão e distribuição) com encargos variáveis de energia.

Nesse contexto, um desafio para a região será como remunerar os custos de infraestrutura, o que atualmente é feito por meio dos componentes fixo e variável da tarifa, quando os encargos fixos se tornarem o componente predominante dos custos do sistema. Outro desafio será como migrar para sistemas baseados em encargos fixos a partir de sistemas baseados em tarifas volumétricas, com encargos variáveis que aumentam de acordo com os intervalos de consumo – que podem ser diferenciados (casos da Argentina, Bolívia, El Salvador, Peru e Uruguai) ou não (Costa Rica, México e Paraguai) – ou

que não cobram encargos fixos (Colômbia)²⁰. No outro extremo, os esquemas baseados em tarifas fixas uniformes (como no caso do Chile) poderiam gerar problemas de acessibilidade, especialmente para as famílias de baixa renda. A experiência internacional e regional ainda não convergiu para uma prática consensual para enfrentar esse desafio (vide quadro 4.3).



As tarifas devem enfrentar o desafio de remunerar os custos da infraestrutura

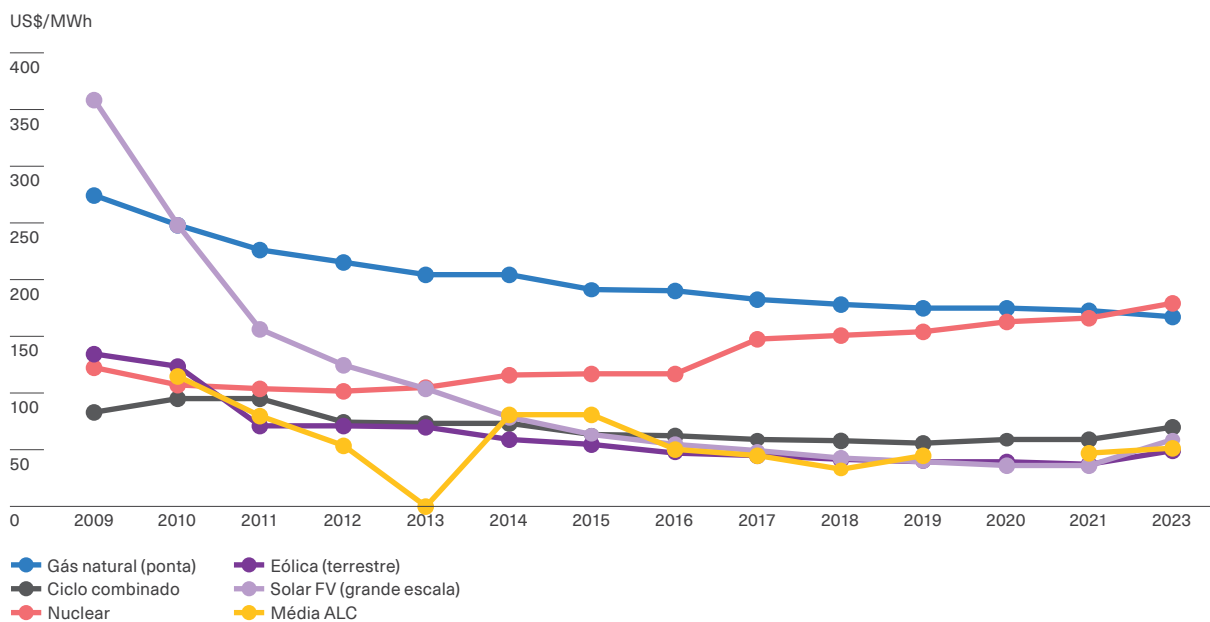
Instrumentos para a incorporação de ERNC

Nos últimos 15 anos, as tecnologias renováveis não convencionais reduziram seus custos nivelados (especialmente a eólica), tornando-se competitivas em

comparação com as tecnologias de geração tradicionais, especialmente aquelas baseadas em fontes fósseis (gráfico 4.5).

Gráfico 4.5

Custo nivelado da energia elétrica por fonte de geração e preço médio nos leilões



Nota: O gráfico informa a evolução do custo nivelado por fonte de geração de eletricidade globalmente em US\$/MWh, para o período 2009-2023. O custo nivelado é um custo médio (incluindo componentes fixos e variáveis) de geração de uma unidade de eletricidade. A categoria "gás natural (ponta)" corresponde a geradores movidos a gás natural que geralmente operam em períodos de alta demanda (períodos de ponta). A média na ALC refere-se ao preço do leilão e foi calculada com os dados por país apresentados na tabela A.4.1 no apêndice (disponível on-line).

Fonte: Elaboração própria com base em Lazard (2023).

20 Vide Navajas (2023).



Nos últimos 15 anos, as ERNC se tornaram competitivas em comparação com as tecnologias de geração de energia a partir de fontes fósseis

A forma como as fontes não convencionais entraram nos países da América Latina e do Caribe tem variado, mas sempre foi na modalidade de licitações acompanhadas de contratos de longo prazo. Há mais de 10 anos, quando as tecnologias não eram competitivas (deixando de lado a necessidade de transmissão), esses contratos garantiam um preço acima do preço de mercado, mas a situação vem mudando com a evolução dos custos (médios) das ERNC em relação aos da geração térmica, tanto para

configurações de geração em ponta quanto de ciclo combinado (vide gráfico 4.5).

Contudo, os mecanismos utilizados têm diferido por país (vide tabela 4.1). Uma primeira dimensão que marca essas diferenças tem a ver com o produto leiloadado, que pode ser a potência ou a capacidade, ou ainda a energia gerada²¹. Uma segunda característica é a inclusão de múltiplas tecnologias nos leilões: por um lado, Chile, Guatemala e México implementaram um mecanismo no qual todas as tecnologias competem entre si, independentemente de serem renováveis ou não. Em outros casos, há uma especificidade de tecnologias (Argentina, Brasil, Peru e Uruguai). Por fim, nos leilões entre fontes renováveis, há casos que discriminam entre eólica, solar, biomassa, etc. (como Argentina ou Brasil) e casos em que não se faz distinção (Colômbia).

Tabela 4.1
Características dos leilões por país

País	Produto leiloadado (a)	Tecnologia (b)	Discriminação por fonte renovável (c)
Argentina	Potência instalada	Renovável	Sim
Brasil	Potência instalada	Renovável	Sim
Chile	Energia	Sem restrições	Não
Colômbia	Energia média anual	Renovável	Não
Costa Rica	Energia	Renovável	Sim
El Salvador	Capacidade	Renovável	Sim
Guatemala	Potência	Sem restrições	Não
Jamaica	Energia	Renovável (a de 2024 será sem restrições)	Sim
México	Potência, energia e certificados de energia limpa	Limpa	Não
Panamá	Energia, potência	Renovável e térmica	Sim
Peru	Energia	Renovável	Sim
Uruguai	Potência instalada	Renovável	Sim

Nota: A tabela apresenta as características dos leilões de energia nos países da América Latina e do Caribe com informações disponíveis. A coluna (a) mostra que tipo de produto é leiloadado, se é um leilão de potência, de energia ou ambos. A coluna (b) detalha o tipo de tecnologia a ser leiloadada, principalmente se o processo de leilão do país inclui fontes renováveis e, por sua vez, se estas são discriminadas (coluna c).

Fonte: Elaboração própria com base em Rodríguez Pardina et al. (2022) e fontes citadas na tabela A.4.2 do apêndice disponível on-line.

21 A energia é fornecida em ambos os casos. Quando o produto leiloadado é potência, toda a energia que essa capacidade pode gerar é fornecida; quando é energia, o gerador deve recorrer a outras fontes se, com sua capacidade, não puder fornecer a energia comprometida. A diferença entre os dois está em quem assume o risco da variabilidade na energia fornecida: o comprador (leilão de potência) ou o gerador (leilão de energia). No caso do México, os certificados de geração limpa são concedidos para cumprir os compromissos de descarbonização.

O gráfico 4.5 mostra a evolução temporal dos preços obtidos em leilões para a incorporação de fontes eólica e solar entre 2009 e 2022 (linha amarela) na América Latina e no Caribe²², o que está de acordo com as tendências globais. O Brasil tem sido o país mais consistente em termos de leilões, enquanto na Argentina, na Colômbia e no México houve apenas tentativas, sem continuidade de longo prazo. O Uruguai concentrou seus leilões entre 2010 e 2012, com um importante impacto no sistema nos anos seguintes (vide tabela A.4.2 no apêndice disponível on-line).

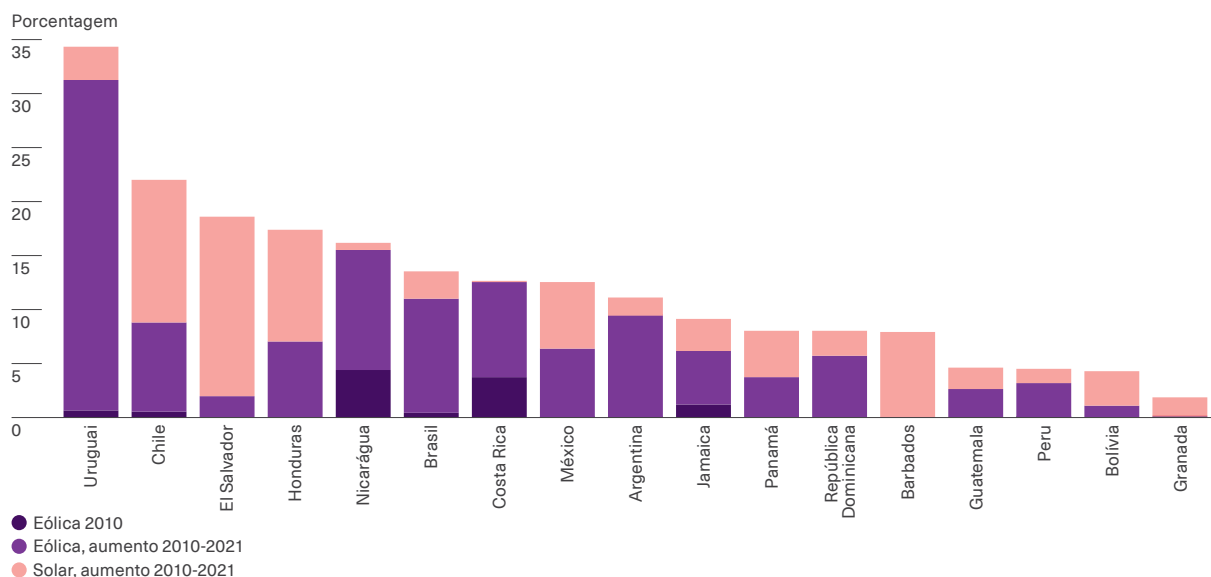
As experiências da região colocam países com diferentes níveis de penetração de fontes eólica e solar (gráfico 4.6). Entre eles, destacam-se Uruguai (34,3% em 2021), Chile (22%), El Salvador (18,6%), Brasil (13,6%) e Argentina (11%). A Nicarágua e a Costa Rica já tinham uma cobertura próxima a 4% em 2010. Em vários deles ainda não começaram ou estão muito incipientes

(Belize, Colômbia, Equador, etc.). Por outro lado, o Uruguai concentrou seus esforços em fontes eólicas, enquanto o Chile e El Salvador se concentraram na fonte solar. Conforme discutido na seção “Ordem de mérito e curva de carga”, essa composição tem implicações na curva de demanda líquida (curva aleatória no primeiro caso e curvas de pato nos outros casos).

Embora as condições econômicas pareçam indicar que as principais fontes de ERNC (eólica e solar) podem entrar nos sistemas de eletricidade a custos nivelados competitivos, o gráfico 4.6 mostra que as evidências têm sido variadas e, salvo casos excepcionais, há um longo caminho a percorrer para atingir as metas de penetração de renováveis. Essa afirmação é válida não apenas para a demanda atual, mas também para a esperada em 2050, e em parte pode ser devido às condições regulatórias e de projeto de mercado ou aos fatores não econômicos referidos nas seções anteriores.

Gráfico 4.6

Participação da energia solar e eólica na geração em 2010 e 2021



Nota: O gráfico mostra a participação da energia solar e eólica na geração total em dois anos diferentes nos países da ALC com dados disponíveis. Em 2010, a energia solar não atinge magnitudes relevantes nos países mostrados. A tabela A.4.1 do apêndice (disponível on-line) apresenta os valores totais para os mesmos anos. O apêndice “Incorporação de geração renovável não convencional: experiência dos países da região” fornece mais detalhes para cada país. Excluem-se os países com participação inferior a 2% (em ordem decrescente, Cuba, Guiana, Belize, Suriname, Colômbia, Haiti, Equador, Venezuela, Paraguai, Trindade e Tobago).

Fonte: Elaboração própria com base em dados da OLADE (2023a).

22 Apresenta-se desagregado por país na tabela A.4.2 do apêndice disponível on-line.



Geração distribuída

Dentro dos sistemas de distribuição, a geração distribuída, ou seja, a geração em baixa escala próxima do ponto de consumo e principalmente a partir de fontes renováveis, começou a ganhar importância. Esse processo, inserido na transição energética, tem avançado internacionalmente e, mais recentemente, na América Latina e no Caribe, com a introdução de novos marcos regulatórios e incentivos que permitem a integração dessas tecnologias nas redes de distribuição pelos usuários.

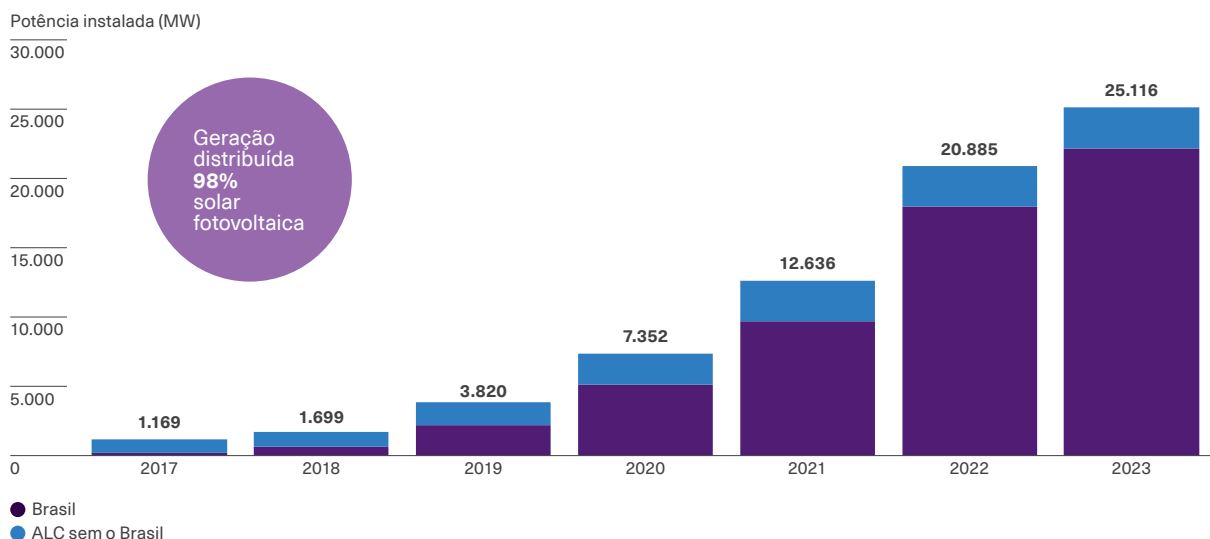
Os elementos regulatórios relativos à integração da geração distribuída nos sistemas elétricos têm a ver com a compensação dos fluxos consumidos e entregues ao sistema. Por um lado, a medição líquida é mais atraente para o consumidor, pois valoriza a injeção de

eletricidade ao mesmo preço que o consumo de eletricidade. Por outro lado, o faturamento líquido, embora menos atraente para o consumidor, fornece melhores sinais para a introdução dessa fonte de geração e é o mecanismo sugerido quando se avança para estágios mais maduros (MRC e PSR, próxima publicação). Outros desafios são a forma como os saldos são acumulados e o tipo de restrições enfrentadas pelos usuários e suas tecnologias (López Soto et al., 2019)²³.

● ●
Dentro dos sistemas de distribuição, a geração distribuída a partir de fontes renováveis começou a ganhar importância

Gráfico 4.7

Evolução da capacidade de geração distribuída na América Latina e no Caribe



Fonte: Elaboração própria com base no PNUMA (2022a) e Perczyk e em Rabinovich (2023).

23 A seção "Incorporação da geração renovável não convencional: experiência dos países da região" do apêndice disponível on-line apresenta a situação desses desafios.

Quadro 4.4

Geração distribuída no Brasil

Embora 71% da geração de eletricidade no Brasil em 2021 tenha vindo da hidroeletricidade, a energia solar cresceu consideravelmente nos últimos anos por meio da geração distribuída, especialmente na área de distribuição para usuários ou produtores residenciais e comerciais. Esse crescimento acelerado tem sido influenciado por vários fatores, que permitem a alta rentabilidade desses investimentos. O primeiro é a queda acentuada do preço real dos sistemas de geração fotovoltaica nos últimos cinco anos; o segundo é o aumento significativo das tarifas de eletricidade; e, por fim, a implementação do sistema de compensação de energia da Resolução Normativa 482/2012 da ANEEL (medição líquida). Essa resolução, sujeita a alterações posteriores, cria um ambiente próspero para investimentos em geração distribuída (Perczyk e Rabinovich, 2023).

O sistema de compensação de energia faz com que o produtor ou o consumidor injete seus excedentes na rede da distribuidora local, o que reduz o volume líquido faturado ao compensar fisicamente seu consumo. Isso, somado ao fato de que a conta de energia inclui encargos de rede e impostos, torna-o atraente em termos de lucratividade, conforme observado por Perczyk e Rabinovich (2023). Esses autores explicam que os subsídios concedidos pelos governos estaduais têm forte influência no desenvolvimento desse tipo de geração no Brasil. No caso dos estados de Minas Gerais e São Paulo, líderes nesse mercado, a isenção do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) sobre a energia gerada e a compra de equipamentos foi usada para promover instalações de microgeração e minigeração (potência instalada inferior a 75 kW e entre 75 kW e 1 MW, respectivamente).

O crescimento anual da geração fotovoltaica no Brasil foi de 205% no período 2016-2020. A capacidade instalada das unidades de geração distribuída em meados de 2023 mais do que quadruplicou os números de 2020, representando 10% da capacidade de geração, de acordo com dados registrados pela ANEEL.



A geração distribuída representa 5,1% da capacidade na região, quase totalmente explicada pela energia solar fotovoltaica

O gráfico 4.7 ilustra a evolução da capacidade instalada na região, impulsionada pela maior eficiência e pela redução dos custos de tecnologia. Em particular, nota-se que a capacidade regional cresceu exponencialmente até 2021 (último ano em que há informações sistematizadas para a região). Esse aumento é explicado em grande parte pelo caso do Brasil, que eleva significativamente a média regional.

A capacidade de geração distribuída representa 5,1% da capacidade total de geração existente em 2021 (últimos dados sistematizados para a região). O gráfico 4.7 também informa que a energia solar fotovoltaica constitui praticamente 98% das instalações de geração distribuída na região.

Crescimento do setor elétrico na matriz energética

Um aspecto central de todos os cenários de descarbonização mais ambiciosos, como o cenário de emissões líquidas zero em 2050 (Net Zero-2050) elaborado pela AIE (2021f, 2023n), é que eles preveem um aumento substancial na eletrificação do consumo e na geração de origem renovável para atendê-lo. Também preveem extensões substanciais das redes de infraestrutura de transmissão e distribuição de eletricidade. Considerando a composição setorial do consumo de energia em

cada país da América Latina e do Caribe e assumindo a mesma evolução do crescimento do consumo de energia e da taxa média global de eletrificação setorial no cenário Net Zero-2050, o consumo agregado de eletricidade deve aumentar de 4,73 EJ em 2021 para 9,87 EJ em 2050, o que implicaria um aumento de 109%. Isso significa que haverá grandes variações entre os países, tanto em termos de capacidade de geração quanto de infraestrutura de rede.

Potencial de geração verde

Para enfrentar os desafios apresentados pela transição energética, a América Latina e o Caribe possui uma grande disponibilidade de condições naturais propícias para a exploração de recursos hídricos, irradiação solar e exposição ao vento, embora desiguais entre países e áreas.



A região possui condições naturais favoráveis para a geração hidrelétrica, solar e eólica

Em primeiro lugar, a região como um todo tem uma alta disponibilidade de água per capita, maior do que qualquer outro continente: com apenas 12% da superfície terrestre do planeta e 6% da população mundial, a América Latina e o Caribe abriga um terço do escoamento global (Maldonado e Moreno-Sánchez, 2023).

Atualmente, a capacidade de geração hidrelétrica da região é elevada, atingindo 199,5 GW, equivalente a 41% da capacidade total em 2021. Após um forte crescimento até o final da década de 1980, a hidroeletricidade voltou a ganhar força na última década

(a capacidade aumentou em um terço nesse período). O maior expoente desse crescimento é o Brasil, onde se concentra 54% da capacidade regional e que explica 62% do aumento da capacidade instalada na última década.

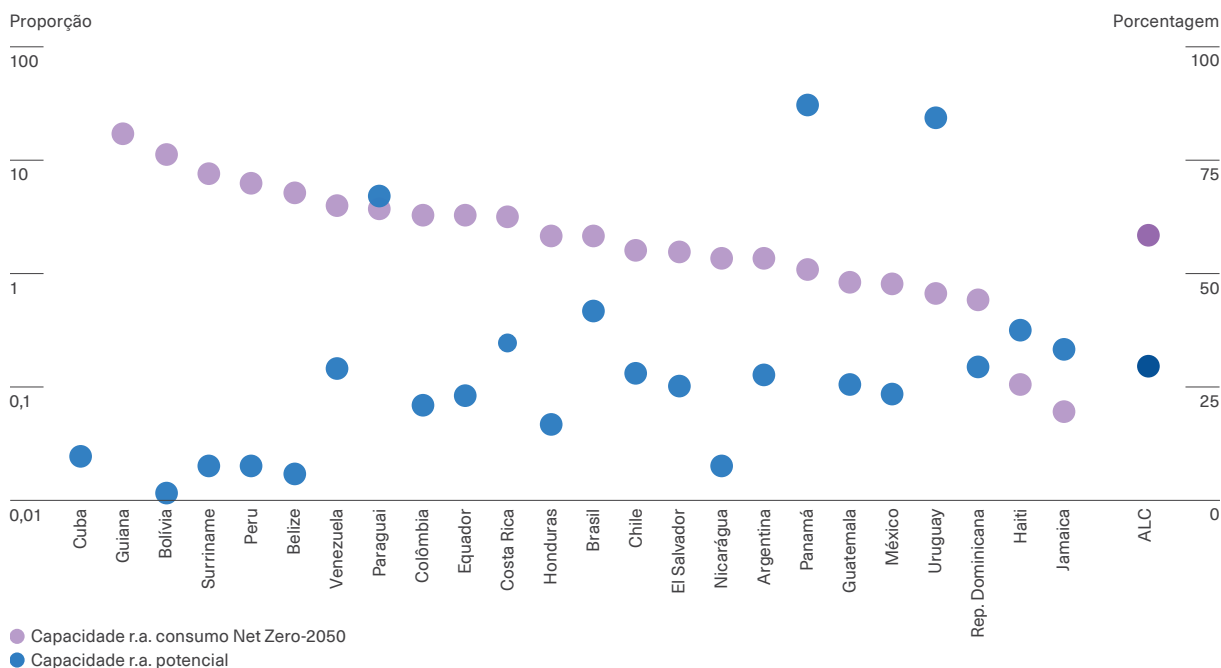
No entanto, esses desenvolvimentos não esgotam o excepcional potencial hidrelétrico da América Latina e do Caribe. Dada a disponibilidade abundante do recurso, o potencial foi estimado em 677 GW pela OLADE (2023d). De acordo com essa estimativa, a capacidade instalada na região representa 30% desse potencial, embora com grandes disparidades regionais: enquanto o Panamá, o Uruguai e o Paraguai fazem uso significativo dos recursos hídricos, países como a Bolívia e o Peru fazem muito pouco uso deles (gráfico 4.8). De fato, se viável, o uso total do recurso poderia cobrir as necessidades de geração em 17 dos 24 países analisados pela OLADE (Alarcón, 2018)²⁴.

Ressalta-se que a geração hidrelétrica gera emissões de gases de efeito estufa tanto pela perda de carbono nos solos inundados e na vegetação que os cobre quanto pela emissão de metano em áreas rasas e nas margens.

24 O potencial hidrelétrico é definido como a soma das potências instaláveis nas bacias hidrográficas mais o total das potências instaladas nas usinas hidrelétricas existentes. Esse valor potencial não deve ser considerado absoluto, mas sim uma referência, pois as estimativas para alguns países podem ser mais precisas do que outras, dependendo do grau de estudo e da metodologia utilizada para o inventário do recurso hidrelétrico. Por outro lado, os dados potenciais não refletem um valor viável de uso, que pode estar sujeito a restrições técnicas, econômicas, ambientais e sociais, especialmente em ecossistemas complexos como a Amazônia.

Gráfico 4.8

Potencial hidrelétrico: capacidade instalada em 2021 e potencial remanescente por país



Nota: O gráfico apresenta o potencial hidrelétrico, medido em MW, para os países da ALC com informações disponíveis. Nele se observa a capacidade instalada em 2021 em relação ao consumo projetado para 2050, de acordo com o cenário de emissões líquidas zero (Net Zero-2050) e a capacidade instalada em 2021 em relação ao potencial.

Fonte: Elaboração própria com dados da OLADE (2023d).

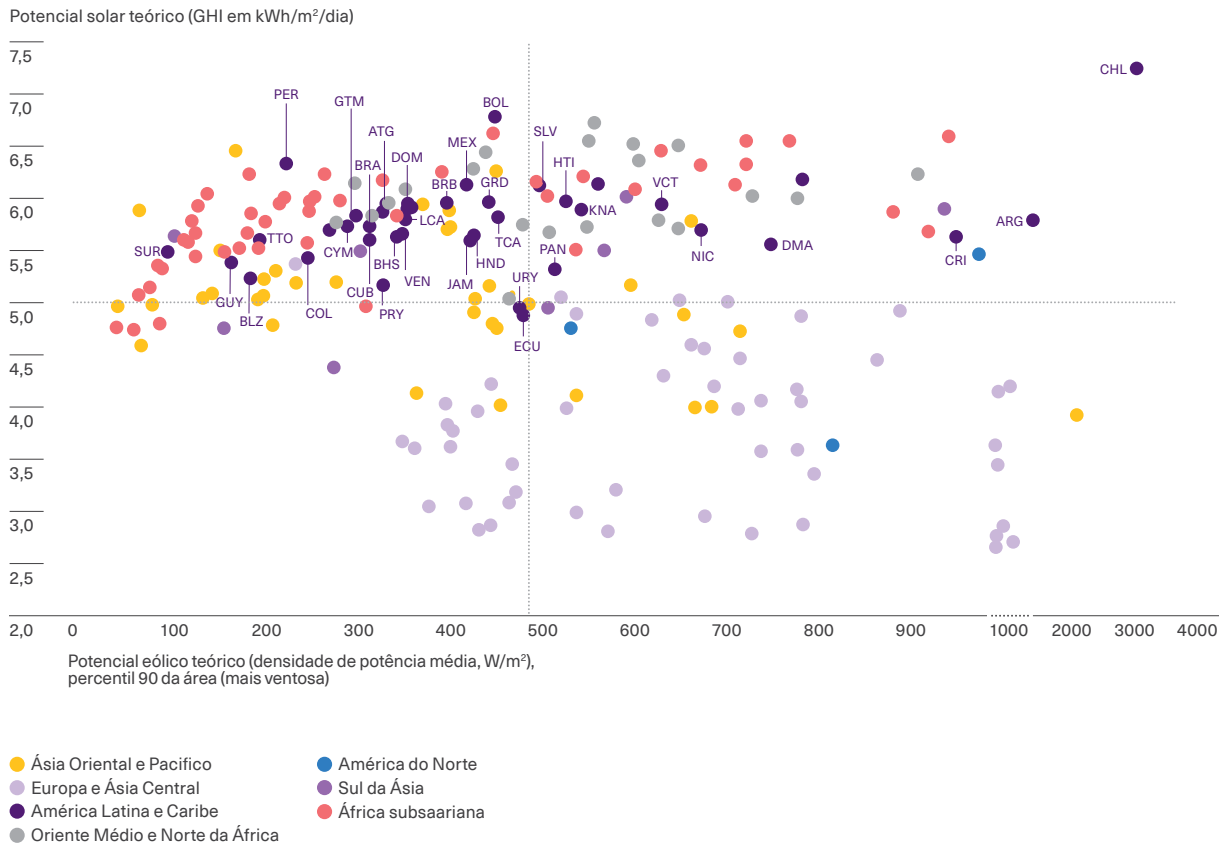
A região também tem condições favoráveis de irradiação solar e exposição ao vento. O gráfico 4.9 ilustra o potencial teórico de energia eólica e solar dos países da América Latina e do Caribe em comparação com o resto do mundo. Em geral, praticamente todos os países da região têm bom potencial solar (acima da média mundial), enquanto cerca de um terço tem bom potencial eólico, com destaque para Argentina, Chile e Costa Rica.

Especificamente, o maior potencial solar é identificado em uma grande área centrada no deserto de Atacama, abrangendo o norte do Chile, o sul do Peru, o sudoeste da Bolívia e o noroeste da Argentina. Além

disso, um alto potencial é encontrado em regiões do centro do México e da Baixa Califórnia. Por outro lado, há áreas da região com alta densidade eólica no sul da Argentina e do Chile, nas planícies de alta altitude ao longo da Cordilheira dos Andes até a Bolívia e em áreas limitadas da Costa Rica, México e Venezuela. Também há potencial para a geração eólica offshore nas zonas exclusivas da Argentina, do Chile, da região caribenha da Venezuela e da Colômbia e, em menor escala, no nordeste do Brasil e no leste do Caribe²⁵. Contudo, a disponibilidade de infraestrutura de transmissão (quantidade e localização geográfica) pode impor desafios adicionais ao aproveitamento desses potenciais.

²⁵ Ao contrário da fonte solar, a geração eólica apresenta menos incompatibilidades no uso do solo, principalmente com a atividade agropecuária, que pode ser realizada em terrenos ventosos. A área de superfície disponível (exclusiva) para gerar uma unidade de eletricidade é menor do que no caso da energia solar.

Gráfico 4.9
Potencial teórico em energia eólica e solar



Nota: O gráfico mostra o potencial eólico teórico (medido em W/m²) e solar (medido em kWh/m²/dia), para o percentil 90 da área mais ventosa e mais irradiada, respectivamente. A lista de países da ALC com o código ISO correspondente pode ser encontrada no apêndice disponível on-line.

Fonte: Brassiolo et al. (2023).

A capacidade real de geração dependerá, entre outras coisas, das condições associadas à eficiência do uso do solo

A capacidade real de geração dependerá, além do potencial técnico, das condições associadas à eficiência do uso do solo (Hernandez et al., 2014), da proximidade entre as áreas passíveis de receber instalações de parques de geração solar em larga escala e das redes de transmissão existentes (que podem

ser melhoradas com investimentos), entre outros fatores. No caso de suprir os aumentos de demanda projetados em cenários como o Net Zero-2050, a geração solar poderia aumentar as necessidades de uso do solo em até três vezes a área atualmente coberta por áreas urbanas. Essa demanda poderia até mesmo implicar desafios devido a possíveis conflitos com outros usos do solo, especialmente em países como El Salvador, Guatemala, Jamaica e República Dominicana (Cont e Juncosa, 2024). Por exemplo, o estudo realizado por MRC e PSR (próxima publicação) sobre cenários de expansão da capacidade instalada considera uma combinação de fontes

que inclui a eólica offshore – que tende a ser mais cara em relação à capacidade de geração efetiva do que as fontes onshore –, refletindo que as condições

de custo e confiabilidade das fontes combinadas eventualmente dominam a expansão marginal da solar e eólica.

Infraestrutura de transmissão

Infraestrutura elétrica necessária para a transição energética

O aumento do consumo de energia elétrica estimado na transição energética tem correlação com as necessidades de infraestrutura de transporte e distribuição. Essa infraestrutura deverá atender às mudanças esperadas tanto quantitativamente, devido ao aumento da capacidade necessária, quanto qualitativamente, devido às alterações no sistema elétrico (por exemplo, na distribuição espacial e temporal da geração e do consumo).

As redes de transmissão da região totalizam aproximadamente 1,24 milhão de quilômetros (km) de linhas, das quais mais de 40% estão no Brasil e cerca de 19% no México. Ao mesmo tempo, o aumento de 109% no consumo de eletricidade em um cenário net zero para 2050, conforme apresentado no início desta seção, proporcionalmente transferido para as redes de infraestrutura, equivale a um aumento das linhas de aproximadamente 1,34 milhão de km. Soma-se a isso a manutenção e a necessidade de substituir parte do estoque existente que chegará ao fim de sua vida útil até 2050. A AIE estima que aproximadamente metade do estoque atual na região precisará ser substituído até então²⁶.

O gráfico 4.10 mostra a extensão atual das redes de transmissão em relação à população (km/10.000 habitantes) e a necessária em 2050 por país. A região como um todo tem aproximadamente 20 km/10.000 habitantes e necessita mais do que dobrar essa quantidade até 2050. Dos 25 países mostrados no gráfico, 13 precisam adicionar mais quilômetros per capita à sua rede de transmissão

do que a região tem atualmente. Entre eles, Bolívia, Haiti, Belize, Guiana, Paraguai e Guatemala mostram necessidades de expansão superiores a 40 km/10.000 habitantes. Isso representa desafios importantes, incluindo financiamento, planejamento e possíveis conflitos na gestão de permissões e concessões de uso do solo.

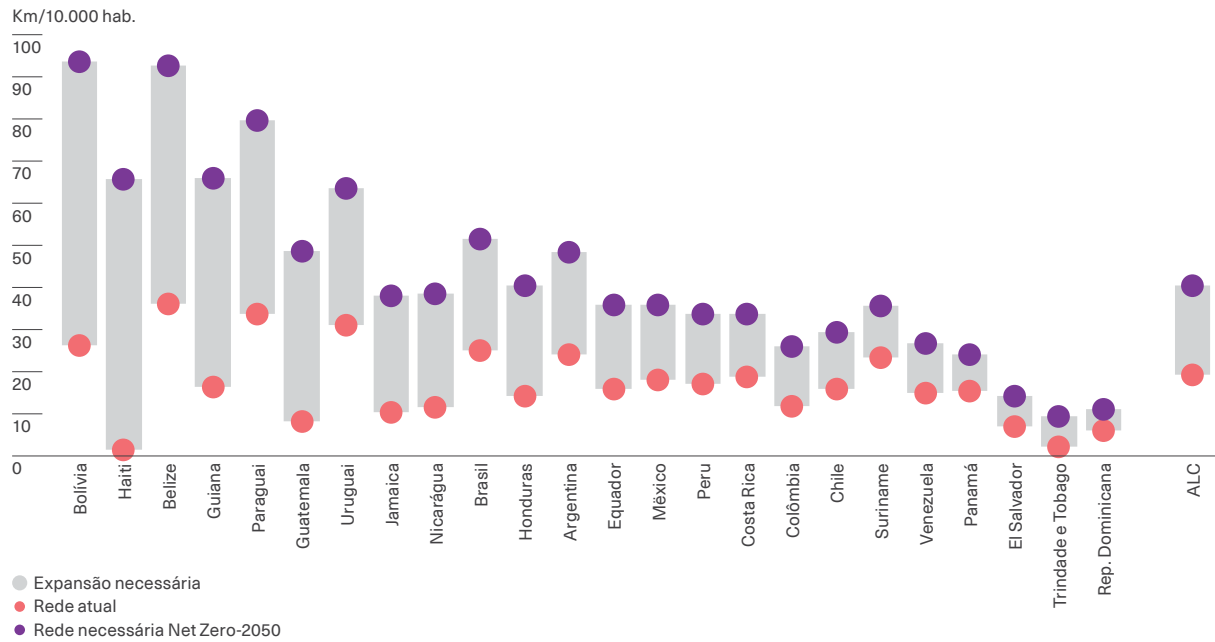
●● O aumento do consumo de energia elétrica estimado na transição energética tem correlação com as necessidades de infraestrutura de transporte e distribuição

O aumento da capacidade e a extensão das redes de transmissão devem ser acompanhados pelo aumento da capacidade das redes de distribuição. A AIE estima que as economias em desenvolvimento precisarão investir mais de US\$ 10,4 trilhões na expansão e restauração das redes elétricas até 2050, dos quais pouco menos de US\$ 4 trilhões para transmissão e mais de US\$ 6,4 trilhões para distribuição. Na América Latina e no Caribe, a expansão da rede necessária até 2050 seria de mais de US\$ 0,75 trilhão em transmissão (correspondendo a 21 km/10.000 hab. de expansão necessária, mostrados na última barra do gráfico 4.10) e US\$ 1,2 trilhão em distribuição, o que, distribuído por três décadas, equivale a 1% do PIB regional.

26 Consultar AIE (2022e, p. 313) para mais informações sobre a ALC, cujos países compõem quase inteiramente o grupo de "outros mercados emergentes e economias em desenvolvimento".

Gráfico 4.10

Extensão da rede de transmissão e expansão necessária no cenário Net Zero-2050



Nota: O gráfico apresenta o comprimento atual das redes de transmissão de energia elétrica em relação à população (em quilômetros por 10.000 habitantes). Os pontos rosa e violeta mostram a extensão da rede atual e a expansão necessária no cenário Net Zero-2050, respectivamente. A barra cinza representa a expansão necessária para atender às necessidades de consumo nesse cenário.

Fonte: Elaboração própria com base na AIE (2021f) e Ardene et al. (2020).

A transição também prevê mudanças qualitativas nos sistemas elétricos, que podem afetar os requisitos de infraestrutura de formas incertas. Entre elas estão o aumento da variabilidade do fornecimento intradiário e sazonal, a fragmentação dos pontos de injeção de eletricidade, o aumento da distância média entre os pontos de geração e os locais de consumo e a redução das necessidades de transmissão devido à geração distribuída.

O gráfico 4.11 apresenta evidências atuais de duas diferenças entre a geração renovável não convencional e as tecnologias convencionais, que têm consequências para a estrutura e o nível de infraestrutura de transmissão necessária. O painel A mostra que a capacidade solar e eólica atualmente em operação está, em média, 30% e 60% mais distante dos pontos de consumo do que a geração a gás natural, e que essa distância só é semelhante no

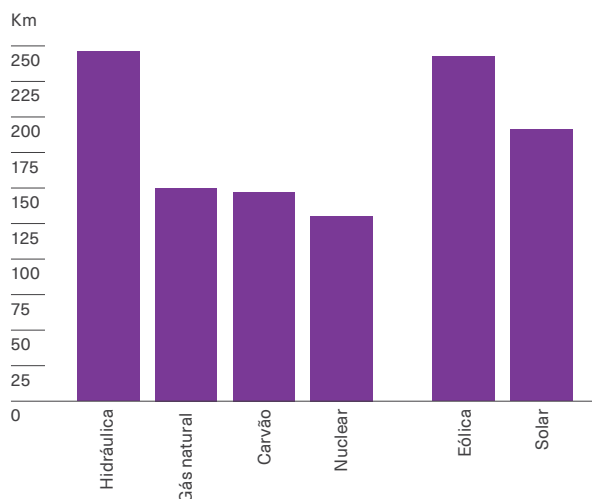
caso da geração hidrelétrica (ou seja, considerando a distância média por MW de potência instalada por fonte). Por outro lado, o painel B mostra a geração média anual obtida em nível de usina por tecnologia, observando que a solar e a eólica são as menores por uma ampla margem.

Espera-se que esse padrão de usinas mais distantes dos centros de consumo e de atomização da geração continue ao longo do tempo. Espera-se também um reequilíbrio na combinação de fontes de geração em favor das renováveis, o que possivelmente envolva mudanças nas redes de transmissão em termos de extensão, distribuição espacial, flexibilidade para operação bidirecional e necessidade de pontos de injeção muito mais numerosos.

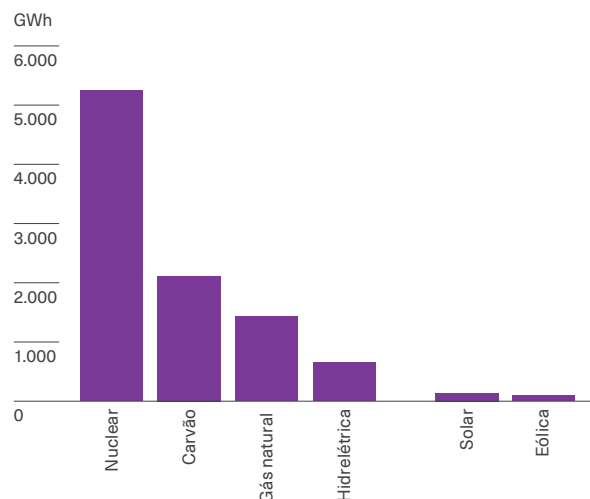
Gráfico 4.11

Distribuição acumulada da distância dos geradores até as cidades mais próximas e geração anual por fonte

Painel A.
Distância até a cidade mais próxima



Painel B.
Geração média por fonte



Nota: O gráfico apresenta a distância dos geradores até as cidades mais próximas. O painel A mostra as distâncias em km por fonte de energia, enquanto o painel B apresenta a geração média em GWh por fonte.

Fonte: Elaboração própria com base no CAF (2019) e no Global Energy Observatory (2021).

Aspectos regulatórios da transmissão

O vínculo entre os geradores que operam nos mercados, as distribuidoras e os grandes usuários para abastecer os usuários finais (direta ou indiretamente por meio das distribuidoras) é formado com a rede de transmissão. Em geral, a operação dessas redes nos sistemas da região é realizada por um órgão independente dos demais participantes (evitando, assim, a integração vertical). Essa entidade fornece acesso aberto às partes de forma não discriminatória e cobra uma tarifa que reflete os custos da rede, com componentes fixos, relacionados às conexões e à capacidade de transporte, e um componente variável, relacionado às perdas da rede. Nos casos de redes dedicadas, as partes beneficiárias (grandes usuários) pagam por elas; isso é conhecido como

expansão ou extensão dedicada. Esse foi o caso do Chile desde 2004 (Serra, 2022).

Em qualquer sistema elétrico, a expansão da rede apresenta benefícios importantes, especialmente quando permite interconectar ou melhorar a interconexão de subsistemas que são limitados em grande parte do tempo (por exemplo, na Argentina em 2006 ou no Chile em 2017) ou quando permite integrar recursos de geração geograficamente dispersos. Entre os benefícios estão a integração de novos usuários ao sistema, a adaptação dos subsistemas a um sistema integrado com maior diversidade de oferta e a redução do risco de poder de mercado (vide Mercadal, 2023).



A expansão da rede de transmissão apresenta benefícios importantes quando permite a integração de recursos geograficamente dispersos

Historicamente, o modelo predominante para a extensão de redes foi o de planejamento centralizado com implementação descentralizada por meio de licitações, embora em vários casos tenha sido possível incluir o setor privado em ambos os aspectos, como no Brasil, Chile, Colômbia e Peru²⁷. Nesse contexto, os países não ficaram isentos de enfrentar múltiplos desafios, que devem ser levados em conta

em vista das expectativas de crescimento do setor elétrico. Os problemas mais comuns foram a obtenção de direitos de passagem, restrições ambientais nos ecossistemas e comunidades próximas ao traçado das redes e outros problemas de localização devido à resistência dos habitantes a essas instalações (os chamados efeitos de “quintal”). Fora da região, o caso dos Estados Unidos, caracterizado por vários sistemas regionais, está enfrentando os mesmos problemas mencionados para os países da América Latina e do Caribe, além de desafios na coordenação de atores federais, estaduais e locais na conexão de sub-redes regionais²⁸, preocupações aplicáveis aos sistemas federais da região.

Funções da integração elétrica intrarregional na transição

O Relatório Economia e Desenvolvimento de 2021 (Sanguinetti et al., 2021) expõe quatro razões para a integração intrarregional dos sistemas elétricos. As razões estão relacionadas às vantagens da escala de mercado, à confiabilidade e à menor volatilidade de preços de um sistema que integra diferentes fontes de geração (com variações naturais únicas em cada país) e à melhoria da sustentabilidade ambiental a partir do uso de recursos renováveis em escala regional. O aproveitamento desses benefícios na região continental da América Latina e do Caribe teve diferentes níveis de avanço.

O maior desenvolvimento ocorreu na América Central. Em particular, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicarágua e Panamá estão totalmente conectados desde 2014 por meio do Sistema de Interconexão Elétrica dos Países da América Central (SIEPAC). Esses seis países participam do Mercado Elétrico Regional (MER), que opera como um sétimo mercado, paralelo aos seis sistemas nacionais, onde coexistem monopólios verticalmente integrados com entrada limitada de geração privada (Costa Rica

e Honduras) e sistemas de mercado (El Salvador, Guatemala, Nicarágua e Panamá). No entanto, as transações regionais de energia no MER são regidas por suas próprias regras de operação e administração do sistema.



Fatores como vantagens de escala de mercado e melhoria na sustentabilidade ambiental motivam a integração intrarregional dos sistemas elétricos

Os sistemas elétricos da América do Sul estão fisicamente desconectados dos sistemas da América Central, embora tenha havido projetos de interconexão entre o Panamá e a Colômbia. Além disso, devido à sua dimensão geográfica, a América do Sul pode ser dividida na sub-região andina e no Cone Sul, mas a evidência em ambas é de uma subutilização da capacidade de interconexão.

27 A Argentina é um caso interessante que mostra os problemas envolvidos na delegação da expansão da capacidade da rede a atores privados. Durante o período 1992-2001, foi escolhido o mecanismo de licitação pública para evitar os excessos (em magnitude e custos) das expansões realizadas no passado pelo setor público. Esse sistema foi criticado por dificultar a expansão da rede (atrasos inerentes ao uso da rede sem contribuir para o pagamento do investimento [free-riding], externalidades, definição de participantes com direito a voto e custos de transação), mas também teve seus defensores (avaliando que os projetos atrasados não eram realmente justificáveis do ponto de vista social). A partir de 2002, a extensão da rede de transmissão passou a fazer parte da agenda nacional (vide discussão em Littlechild e Skerk, 2008a, 2008b, 2008c).

28 Consulte Davis et al. (2023) para conhecer uma discussão recente sobre o assunto.

Na sub-região andina existem interconexões físicas entre os países e experiências de intercâmbio que, mais de 20 anos após seu início, convergiram para a regulamentação do Mercado Regional Andino de Energia de Curto Prazo. Seu objetivo é realizar transações internacionais de eletricidade coordenadas entre a Colômbia, o Equador e o Peru, e espera-se que, no futuro, seja estendido à Bolívia e ao Chile no âmbito da iniciativa do Sistema de Interconexão Elétrica Andina (SINEA) (CREG, 2023). Por sua vez, no Cone Sul, as principais experiências foram baseadas em dois tipos de modelos. Por um lado, estão os projetos de barragens binacionais: Itaipu, entre o Brasil e o Paraguai; Yacyretá, entre a Argentina e o Paraguai; e Salto Grande, entre a Argentina e o Uruguai, que têm suas próprias regras para a alocação da geração de eletricidade. Por outro lado, há interconexões apoiadas por esquemas de contratos entre atores privados (Argentina-Chile, Argentina-Brasil e Argentina-Uruguai), que não funcionaram devido a uma combinação de contingências setoriais, problemas macroeconômicos que afetaram a região e regulação insuficiente para garantir uma estrutura resiliente. Recentemente, foram tomadas

medidas para a criação de um Sistema de Integração Energética do Sul (Argentina, Brasil, Chile e Uruguai).

Apesar dos avanços na integração energética na América Latina, a região enfrenta múltiplas barreiras que impedem seu pleno desenvolvimento. Em primeiro lugar, a segurança do fornecimento e a autossuficiência são consideradas uma prioridade para os países da região, uma vez que a dependência de outros implica riscos estratégicos, especialmente em contextos de fragilidade institucional característicos de vários deles. Em segundo lugar, as interconexões exigem a superação de desafios técnicos, como a diferença de frequência entre os países (por exemplo, o Brasil e seus vizinhos). A falta de simetria e estabilidade regulatória também desempenha um papel crucial, pois os requisitos técnicos dos órgãos de coordenação e a harmonização das políticas energéticas entre nações com diferentes marcos regulatórios apresentam complexidades adicionais. Juntas, essas barreiras refletem a diversidade de desafios que precisam ser enfrentados para avançar rumo a uma integração energética mais eficiente e sustentável na América Latina e no Caribe.

Espaços de políticas

Há um conjunto de políticas públicas que podem ajudar a superar os desafios da incorporação de energias limpas e do avanço rumo à descarbonização do setor elétrico. Esses desafios, conforme descrito no capítulo, estão relacionados com a necessidade de aumentar a capacidade de geração com fontes renováveis para atender ao crescente consumo de eletricidade, substituindo a geração com combustíveis fósseis, expandir as redes de transporte e distribuição de forma a garantir o fornecimento confiável de eletricidade a preços competitivos e garantir os investimentos que os dois desafios anteriores necessitam. Essas medidas abordam os diferentes aspectos tratados no capítulo e são resumidas a seguir.

Entre as ferramentas mais relevantes em termos de regulamentação e incentivos está o estabelecimento de cotas mínimas de ERNC na combinação de fontes de geração contratadas por distribuidoras e

grandes usuários. Essa medida é atualmente uma alternativa de uso mais generalizado do que os subsídios para incentivar a incorporação de energias renováveis. A adoção de cotas mínimas permitiu impulsionar essa incorporação, promovendo a experiência e a redução de custos que facilitam as economias de escala, e, ao mesmo tempo, dispensou gastos fiscais. As cotas mínimas também forçaram as distribuidoras a realizar consultas de mercado para a incorporação das ERNC por meio do estabelecimento de contratos de fornecimento de médio e longo prazo.

Uma forma de atrair investimentos e novos participantes para a oferta de ERNC é a adoção de leilões centralizados. Por meio da divulgação pública de um leilão, em que se busca a soma da capacidade exigida por múltiplos demandantes no mercado atacadista, promove-se a entrada de novos

participantes e a concorrência, possibilitando, assim, trajetórias de preços de fechamento decrescentes em leilões sucessivos. Como em qualquer leilão, a definição correta do produto é fundamental e, para as ERNC, há várias alternativas para segmentar adequadamente os momentos e locais com escassez e abundância. Assim, há leilões para tecnologias específicas (p. ex., leilões separados para energia solar, eólica, etc.) e leilões neutros que definem atributos (p. ex., a geração é leiloada de acordo com faixas horárias).



As políticas públicas devem se concentrar no aumento da capacidade de geração com fontes renováveis, na expansão das redes de transporte e na garantia dos investimentos necessários para essas iniciativas

As adaptações dessa fórmula devem valorizar corretamente as condições de escassez e abundância, independentemente da forma que assumam. Isso será fundamental para que haja um incentivo econômico que viabilize a incorporação das tecnologias necessárias quando as ERNC prevalecerem na matriz de geração e houver períodos relevantes com excedentes de geração. Nesse momento, será necessário incorporar tecnologias de armazenamento, como baterias, bombeamento hídrico e capacidade de eletrólise para ciclos eletricidade-H₂-eletricidade. A definição de leilões neutros de tecnologia específica, com especificidade suficiente nos atributos do produto procurado, pode ser uma ferramenta poderosa para impulsionar sua adoção.

A mudança na composição da matriz elétrica pode exigir alterações nas tarifas, visando permitir que os custos de adição de capacidade sejam cobertos e, ao mesmo tempo, dar sinais corretos de abundância e escassez às residências e aos usuários regulados em geral. As programações tarifárias eram normalmente baseadas em um pequeno componente de taxa fixa e um componente majoritário de aumento das tarifas em bloco de acordo com o consumo. Agora, com a incorporação da geração distribuída e das tecnologias de geração com custos variáveis próximos de zero, é necessário reajustar as tabelas tarifárias. Os valores deveriam se basear mais

no componente de taxa fixa, complementado com tarifas dinâmicas ou por hora de uso, que aumentam nos momentos com menor disponibilidade de vento e sol, em linha com a estrutura de custos do sistema. Por sua vez, o estabelecimento de custos fixos mais elevados deve ser complementado com esquemas de subsídios direcionados para mitigar os impactos distributivos regressivos.

A extensão e densidade das redes de transmissão são um facilitador para a mudança na matriz elétrica. A densificação das redes permitirá mitigar a intermitência que caracteriza os geradores individuais de ERNC, por meio da garantia conjunta de diversas tecnologias localizadas em regiões distantes. As necessidades de infraestrutura, em geral, são definidas centralmente pelos Estados, embora possam usufruir da participação privada de forma competitiva, por meio de estruturas de parcerias público-privadas (PPP) e licitações abertas e transparentes. O planejamento energético é central nesse processo e deve prever as mudanças em nível e qualitativas descritas, associadas às ERNC.

Por fim, para muitos países da região, principalmente os pequenos países com pouca diversidade de recursos naturais, a integração energética é a área mais eficaz para garantir mutuamente o fornecimento contínuo de eletricidade diante das intermitências enfrentadas pela geração renovável não convencional. A integração também permite ganhos associados à maior escala de mercado resultante e à maior sustentabilidade ambiental, o que permite a diversificação dos recursos de geração. O estabelecimento de políticas consistentes para a realização de trocas entre os países constitui uma condição fundamental para aproveitar a interconexão existente e promover novos projetos de interconexão entre os sistemas dos diferentes países.



Promoção de combustíveis limpos

● Por que os combustíveis fósseis ocupam um espaço central no consumo de energia

● Os combustíveis de origem orgânica e o hidrogênio e seu papel na descarbonização

● Redução de emissões dentro do setor fóssil

5

Mensagens-chave

1

Aproximadamente metade do consumo de energia na região e no mundo deverá ser suprido por combustíveis. Portanto, alternativas para produzir combustíveis com baixa emissão de GEE são centrais para a transição energética.

2

provável que os combustíveis continuem a desempenhar um papel central em três usos energéticos: 1) produção de temperaturas muito altas em processos industriais; 2) usos móveis da energia, especialmente em transportes de carga e aéreo; 3) geração elétrica em localidades remotas que carecem de recursos alternativos e como apoio em situações críticas.

3

As alternativas para produzir combustíveis de baixa emissão provêm de dois grupos: hidrogênio e seus derivados e combustíveis de origem orgânica. Para que essas alternativas sejam neutras em carbono é necessária uma gestão sustentável das cadeias de abastecimento.

4

A redução de emissões associadas à indústria de combustíveis fósseis é um espaço de fundamental importância para a transição energética. Isso inclui a redução ou eliminação de emissões fugitivas na produção, transporte e transformação de combustíveis, a substituição de outros combustíveis fósseis por gás natural e a eletrificação dos processos produtivos para reduzir o uso de combustíveis fósseis em todas as etapas da cadeia de valor.

5

Os combustíveis provenientes de fontes orgânicas podem desempenhar um papel crucial na descarbonização, especialmente quando o foco é atender necessidades que têm poucas alternativas viáveis, como o transporte aéreo e marítimo, pois sua demanda contribui para reduzir o uso dos solos. É essencial diversificar os tipos de insumos utilizados, como, por exemplo, aumentar a utilização de celulose.

6

O hidrogênio pode ser obtido a partir de insumos fósseis, insumos orgânicos e da água. O hidrogênio produzido com insumos fósseis ou orgânicos pode ser considerado de baixa emissão quando se incorpora a captura e sequestro de carbono e quando é de origem sustentável: sem emissões fugitivas, no caso de insumos fósseis, e sem desmatamento induzido, no caso de insumos orgânicos. Por sua vez, o hidrogênio produzido a partir da água é baixo em emissões quando a eletricidade utilizada é proveniente de fontes não combustíveis.

7

O hidrogênio pode desempenhar um papel importante ao proporcionar flexibilidade ao setor energético diante da alta participação de fontes intermitentes de geração de eletricidade, como a solar e a eólica. A energia excedente gerada por essas fontes renováveis pode ser aproveitada para a produção de hidrogênio e utilizada nos momentos, lugares e aplicações em que for mais necessária.

8

A produção, o transporte e as transformações pelas quais passam os combustíveis fósseis liberam gases de efeito estufa pelo uso de energia exigido por estes processos e pela prevalência de emissões fugitivas de metano. A eletrificação dos processos e a eliminação das emissões fugitivas reduziriam significativamente o impacto do aquecimento global associado ao uso de combustíveis fósseis.

9

A disponibilidade de recursos de gás natural na América Latina e no Caribe representa uma oportunidade para auxiliar a redução de emissões em nível regional e global por meio da substituição de derivados de petróleo e de carvão. Para tanto, é fundamental o desenvolvimento de infraestrutura para o comércio de gás liquefeito e a redução de emissões fugitivas associadas à sua produção e transporte. A estratégia de utilizar o gás natural como combustível de transição na região deve ser compatível com as trajetórias de emissões desejadas no âmbito da transição energética.

Promoção de combustíveis limpos¹

Introdução

Com base nas tecnologias atualmente conhecidas e sua evolução prevista, certos usos energéticos continuarão a depender de combustíveis, mesmo nos cenários de descarbonização mais agressivos. Os combustíveis utilizados hoje são, em sua maioria, de origem fóssil e estão associados a altas emissões de gases de efeito estufa (GEE), entre outros impactos ambientais. Este capítulo trata das alternativas disponíveis para a produção de combustíveis de baixa emissão que, ao mesmo tempo, possuem as propriedades necessárias para atender a esses usos.

Os cenários de transição energética mais auspiciosos para a América Latina e o Caribe (ALC) estimam uma meta de eletrificação de cerca de 50% até 2050, como se vê no capítulo 4. A outra metade do consumo de energia deve ser suprida por outros produtos ou vetores energéticos alheios às linhas de transmissão. Isso equivale a um consumo anual de energia na região que chega a 12 exajoules (EJ). Para eliminar

as emissões relacionadas com a energia, quase todo este excedente deverá ser atendido com combustíveis limpos, que podem ser complementados, em uma pequena proporção, com produtos energéticos portadores de calor (por exemplo, vapor de água para aquecimento e água quente nas localidades remotas).

Há três tipos de usos em que os combustíveis provavelmente manterão um papel central em um novo equilíbrio dos sistemas energéticos com zero emissões². O primeiro é o uso de energia para gerar calor ou atender a “demanda térmica” nos processos industriais, já que com eletricidade é muito difícil atingir as altas temperaturas requeridas por alguns destes processos. O segundo são os usos móveis da energia, especialmente no transporte de carga e aéreo, pois exigem um insumo com alta densidade energética que as soluções elétricas existentes não podem fornecer.

¹ Este capítulo foi elaborado por Walter Cont e Federico Juncosa com a assistência de pesquisa de Lautaro Carrizo e Agustín Staudt.

² Consultar os capítulos 4, 6 e 8 para mais detalhes.

A densidade energética refere-se aqui ao conteúdo de energia por unidade de volume e de peso, considerando o produto energético em si (por exemplo, gasolina ou eletricidade) e o equipamento necessário para seu armazenamento e uso (por exemplo, tanque de combustível ou bateria). O terceiro tipo é o uso de combustíveis para geração elétrica destinada a atender consumos em lugares remotos, desprovidos de outros recursos, e para garantir o fornecimento elétrico diante de intermitências da geração renovável não convencional, até que alternativas competitivas para o armazenamento de eletricidade em escala suficiente se apresentem.

Este capítulo aborda dois grupos de alternativas para substituir combustíveis fósseis por fontes mais limpas: o primeiro grupo é formado pelo hidrogênio e seus derivados; e o segundo, pelos combustíveis de origem animal e vegetal. Além disso, há ações de alto impacto para reduzir emissões associadas aos combustíveis fósseis no caminho rumo à descarbonização. Estas podem ser classificadas em dois tipos: 1) ações que melhoram a

eficiência dos sistemas energéticos, ou seja, que reduzem os insumos de energia necessários para produzir os combustíveis de uso final, nas etapas de produção de petróleo e gás, transporte e distribuição, e refino de petróleo; e 2) ações que reduzem a intensidade das emissões dos combustíveis utilizados diretamente, sem mudanças na eficiência. Exemplos do primeiro tipo incluem políticas para atualizar as tecnologias de geração a partir de fontes fósseis, reduzindo emissões por unidade de eletricidade gerada através da melhoria da eficiência energética. Um exemplo do segundo tipo é a substituição do carvão mineral pelo gás natural para diminuir as emissões, sem necessariamente melhorar a eficiência energética. Neste capítulo, são descritos alguns dos fatores que determinam a dependência de recursos fósseis, incluindo alta disponibilidade, e as tecnologias para descarbonizar usos finais não elétricos, seu grau de desenvolvimento e as barreiras à sua expansão, bem como o papel da indústria e dos recursos fósseis na transição energética.

O domínio atual dos combustíveis fósseis

Os combustíveis de origem fóssil são a fonte da maior parte da oferta energética na região e no mundo, tanto como insumos para a geração elétrica quanto para os usos finais (AIE, 2023x). Na América Latina, os combustíveis deste tipo representam 14,8 EJ, quase dois terços do consumo final de energia. Além disso, são a fonte de 19% da geração elétrica da região. Juntos, o consumo final de combustíveis e a geração de eletricidade precisam de 23,4 EJ de insumos fósseis. No caso do Caribe, 72% do consumo final de energia e 46% da geração são baseados em combustíveis fósseis, para os quais são necessários 1,52 EJ desses insumos³. Esta centralidade dos combustíveis fósseis nos sistemas de energia atuais decorre de um conjunto de características destacadas do carvão mineral, do petróleo e seus derivados e do gás natural.



Os combustíveis fósseis representam quase dois terços do consumo final de energia na região

A densidade energética por massa e volume dos combustíveis fósseis é elevada, o que facilita armazenamento e transporte eficientes. Produtos como gasolina, óleo diesel e combustível de turbina de aviação, entre outros, estão em estado líquido para as faixas de temperatura e pressão que abrangem quase completamente todas as condições climáticas atmosféricas que se encontram habitadas. Já o carvão mineral pode ser transportado por todos os modos sem necessidade de isolamento e sem riscos de vazamento. Além disso, ao contrário dos

3 Valores correspondentes à média de 2017 a 2021, extraídos da OLADE (2023a).

combustíveis líquidos derivados do petróleo, ele pode ser armazenado indefinidamente e exposto a quaisquer condições ambientais. A facilidade de armazenamento e transporte destes combustíveis, tanto sólidos quanto líquidos e gasosos, tem sido fundamental para seu domínio na cadeia energética. Aliás, a capacidade de entrega de energia dos combustíveis líquidos e gasosos (índice de entrega de energia) é elevada, permitindo seu uso em uma ampla gama de aplicações que demandam esse nível de energia.

Entre os combustíveis fósseis, o gás natural, no momento da combustão, é o que gera menos emissões por unidade de energia entregue. No entanto, sua densidade energética por unidade de volume é quase mil vezes inferior à dos derivados líquidos do petróleo, tornando-o um combustível mais caro de transportar. Os altos custos e os requisitos de infraestrutura exigidos para este transporte fizeram com que, historicamente, o gás natural fosse consumido próximo ao lugar de produção. No entanto, o comércio inter-regional vem aumentando desde a década de 1960, graças ao desenvolvimento de tecnologias para transportar e armazenar gás metano em estado líquido (GNL) e à expansão da rede de gasodutos. Neste último caso, o custo de transporte pode representar mais de 50% do custo total ao longo da cadeia de valor.

Além desses atributos positivos dos combustíveis fósseis, sua cadeia de valor é de considerável complexidade técnica e financeira⁴. Primeiro, observam-se grandes custos iniciais para a produção de petróleo, transporte de petróleo e gás, distribuição de gás e refino de petróleo bruto. Em segundo lugar, uma parte significativa das decisões dos investidores de incorrer nestes custos sucede em contextos de alta incerteza, especialmente na fase de exploração de recursos fósseis. Em terceiro lugar, os horizontes de planejamento por trás dessas decisões são longos: o prazo médio de amortização dos investimentos em produção de petróleo e refino, por exemplo, é de cerca de 30 anos. Considerados globalmente, os custos totais do ciclo de vida dos produtos finais na forma de combustíveis líquidos atualmente consumidos são significativos.

Por trás do atual equilíbrio dos sistemas energéticos com grande dependência dos recursos fósseis, encontram-se não apenas os atributos e vantagens de custo desses recursos, mas também há uma longa experiência e decisões dos Estados de criar uma indústria fóssil para satisfazer suas necessidades energéticas e impulsionar seu desenvolvimento. Esta experiência acumulada até o momento implica uma grande força de coordenação da produção e do consumo, o que torna o atual equilíbrio economicamente viável, por exemplo, devido à prolongada vida útil do conjunto de instalações para o transporte, armazenagem e refino descritas já estarem em atividade, e ao estabelecimento de processos produtivos associados, como o da indústria petroquímica.

A combinação desses fatores (investimentos já realizados em exploração, infraestrutura e equipamentos e a atual viabilidade econômica do sistema) resultou no que se conhece como efeito de bloqueio (tradução literal do termo inglês *lock-in*), que dificulta o abandono desses produtos. O efeito de bloqueio representa um incentivo para as empresas maximizarem o índice de uso dos bens de capital já instalados e em condições de seguir operando. Ao mesmo tempo, ele representa um desafio para a transição para fontes de energia mais limpas, pois torna o descomissionamento ou a reconversão destas instalações em um desafio econômico. Superar a inércia desses sistemas e desvalorizar os investimentos existentes requer uma coordenação e planejamento cuidadosos, com políticas e mecanismos que facilitem uma transição ordenada para um novo equilíbrio econômico e ambientalmente sustentável. A transição para uma matriz energética mais sustentável não é apenas uma questão de investimento financeiro, mas também uma questão de coordenação e planejamento a longo prazo.

4 Para mais detalhes, consulte o apêndice do capítulo disponível on-line.

Disponibilidade de recursos fósseis

A região da América Latina e do Caribe possui grandes quantidades de recursos de petróleo e gás em terra firme e em sua plataforma continental, tanto do tipo convencional quanto não convencional. Os recursos convencionais referem-se a depósitos concentrados de petróleo e gás natural que ocorrem em falhas geológicas naturais. Dentro desses, as reservas provadas em campos convencionais de petróleo ou gás natural são aquelas estimadas em jazidas cuja exploração é rentável com a tecnologia atual e a infraestrutura disponível no país no momento da avaliação⁵. Os recursos não convencionais são caracterizados por serem mais dispersos, normalmente misturados em areias ou solos de baixa permeabilidade. Isso exige o uso de processos mais ativos de estimulação dos depósitos para extração e separação de impurezas para sua produção. Determinar a viabilidade técnica e econômica de sua exploração é mais complexo devido à incerteza sobre as condições reais dos depósitos dispersos.



A região possui grandes quantidades de recursos de petróleo e gás em terra firme e em sua plataforma continental, tanto do tipo convencional quanto não convencional

A tabela 5.1 mostra os recursos de petróleo e gás natural nos países da região em 2021. Observa-se uma grande disponibilidade de recursos, mas distribuídos de forma desigual entre os países. Dos 27 países que compõem a região, 16 declaram zero recursos. Somente a Venezuela possui quase 90% das reservas provadas de petróleo convencional. No entanto, ela enfrenta um declínio constante da produção, que atualmente é um quarto do que era no início do século. O Brasil, a Guiana e o México são responsáveis por 80% das reservas provadas de petróleo convencional na América Latina e no Caribe, excluindo a

Venezuela. Já o conjunto de reservas da Argentina, Colômbia e Equador representa 17%.

Em matéria de recursos de petróleo não convencional tecnicamente recuperáveis, a Argentina se destaca por ter aproximadamente 165 EJ, enquanto a Bolívia, Brasil, Colômbia e Chile juntos têm recursos próximos a 92 EJ. As reservas de petróleo não convencional tecnicamente recuperáveis na América Latina e no Caribe, excluindo a Venezuela, excedem o total de recursos convencionais. O total de recursos provados e recuperáveis (excluindo também a Venezuela) é equivalente a mais de 40 anos de consumo no ritmo atual.

No caso das reservas provadas de gás natural, a Venezuela responde por 68% da região, enquanto os sete países seguintes concentram 28%, com participações bastante semelhantes, variando de 15 EJ (Argentina) a 9 EJ (Bolívia). Os recursos de gás natural não convencional tecnicamente recuperáveis são quase cinco vezes maiores do que os recursos convencionais e estão fortemente concentrados na Argentina, com 59% do total, e na Venezuela e no Brasil, que juntos respondem por 30%. Somadas, as reservas convencionais provadas e os recursos não convencionais tecnicamente recuperáveis da região representam em conjunto mais de 160 anos de consumo nos níveis atuais.

A alta disponibilidade de recursos de gás natural na região pode representar uma oportunidade para contribuir com a redução de emissões domésticas e globais no curto prazo por meio da substituição temporária de outras fontes mais poluentes no caminho para a descarbonização. Na última seção deste capítulo, serão discutidos os possíveis riscos que essa exploração representa quando os incentivos para manter seu uso a longo prazo aumentam.

⁵ Reservas prováveis são os volumes de depósitos já descobertos que poderiam ser recuperados com alta probabilidade quando houver um maior desenvolvimento da tecnologia de exploração. Elas não possuem estudos exploratórios para sua mensuração, mas são estimadas com base nas informações disponíveis de depósitos próximos e similares. As reservas possíveis são os volumes que se estima que poderiam ser extraídos de depósitos identificados por formações conhecidas, com baixo nível de probabilidade, e que ainda não possuem estudos exploratórios.

Entretanto, esses recursos também podem representar uma barreira significativa para a redução de emissões associadas ao consumo energético. Essa situação afeta especialmente as reservas provadas, cujos custos de exploração, geralmente, já foram cobertos e, em muitos casos, a infraestrutura para a exploração também foi construída, havendo levado a investimentos consideráveis. De modo mais geral, os projetos de petróleo em produção atualmente têm

diferentes níveis de custos variáveis de extração. Aqueles com custos mais baixos serão mais relutantes em interromper a produção diante de políticas de redução de emissões, como o preço do carbono e a redução da demanda. Em último caso, o ritmo de declínio da exploração de fósseis dependerá, em grande parte, da evolução dos preços da energia e dos custos desses projetos.

Tabela 5.1
Reservas de petróleo em 2021 por país

País	Petróleo				Gás natural			
	Campos convencionais, reservas provadas		Campos não convencionais, recursos recuperáveis		Campos convencionais, reservas provadas		Campos não convencionais, recursos recuperáveis	
	EJ	Anos de consumo	EJ	Anos de consumo	EJ	Anos de consumo	EJ	Anos de consumo
Venezuela	1.857	3.157	82,0	48	207	197	170	179
Brasil	81,6	19	32,4	138	14	10	250	368
Guiana	55,1	1.594			14	341.664		
México	37,4	12			11	3		
Argentina	17,3	18	165	155	15	8	817	1.619
Colômbia	11,1	14	41,6	33	3	7	56	26
Equador	8,2	16			0	6		
Peru	1,5	3			10	31		
Trindade e Tobago	1,3	219			11	17		
Bolívia	1,2	8	3,7	1	9	56	37	6
Cuba	0,8	2			3	79		
Suriname	0,5	20						
Guatemala	0,5	3			7	718.663		
Chile	0,1	0	14,1	10	0	1	49	11
Belize	0,0	5						
Barbados	0,0	1			0	5		
TOTAL	2.074	158	365	29	304	31	1.457	133
TOTAL s. VEN	217	18,4	283	22	97	9	1.287	123

Nota: A tabela apresenta as reservas provadas, prováveis e possíveis, expressas em exajoules (EJ), para os países da ALC com informações disponíveis em 2021. Os dados de campos não convencionais correspondem a recursos tecnicamente recuperáveis. No caso de reservas provadas de campos convencionais, "anos de consumo" representa a disponibilidade, medida em anos, que essas reservas podem cobrir de acordo com o ritmo de consumo doméstico atual. Não inclui recursos não convencionais não contabilizados como reservas. Os países não exibidos informam reservas nula do recurso.

Fonte: Elaboração própria com dados da OLADE (2023c) e da AIE (2013) para recursos não convencionais.



A alta disponibilidade de recursos de gás natural na região pode contribuir para a redução de emissões domésticas e globais no curto prazo

Finalmente, as mudanças tecnológicas podem ter efeitos incertos sobre a evolução da produção, pois tanto podem melhorar a competitividade das energias

alternativas quanto reduzir os custos de produção dos combustíveis fósseis. Assim, na ausência de um boom de tecnologias de baixa emissão e de uma política global de precificação de carbono, a substituição por fontes renováveis exigirá medidas políticas decisivas, na forma de regulamentações ambientais, mudanças nos incentivos do setor privado por meio de impostos e subsídios ou investimento público direto (Borenstein e Kellogg, 2021).

Combustíveis de origem agropecuária, florestal e de resíduos

Entre os recursos energéticos mais antigos à disposição da humanidade estão os combustíveis de origem animal e vegetal. Com eles, as sociedades pré-modernas satisfizeram suas necessidades energéticas, por exemplo, iluminação e aquecimento de ambientes e preparo dos alimentos. Estes combustíveis incluem, logicamente, lenha, mas também resíduos, como esterco seco, e produtos de origem animal, como óleo de baleia. Hoje em dia, estes usos tradicionais de combustíveis de origem animal e vegetal continuam a existir (tal como documentado no capítulo 7), embora tenham sido introduzidos novos produtos de alta tecnologia.

O progresso tecnológico possibilitou o desenvolvimento de combustíveis de alta qualidade baseados em processos de transformação de insumos de origem animal e vegetal. Estes são hoje usados em grande escala como substitutos e, normalmente, combinados com combustíveis fósseis equivalentes. Dois exemplos que se destacam são o biodiesel (misturado ao diesel fóssil) e o etanol (geralmente adicionado à gasolina, embora, em países específicos, como no Brasil, ele seja usado em seu estado puro).

Todos esses produtos são convencionalmente denominados como biomassa e incluem resíduos animais e vegetais e o esterco. Dentro da biomassa usa-se, geralmente, o termo biomassa tradicional para se referir a matérias-primas que são usadas como combustíveis sem sofrer processos de transformação industrial relevantes (por exemplo, a lenha), enquanto biocombustíveis são aqueles obtidos a partir de produtos de origem animal e vegetal submetidos a processos de transformação. O biodiesel e o etanol produzidos hoje são conhecidos como biocombustíveis de primeira geração, termo que designa aqueles que utilizam insumos alimentares tradicionais para sua produção. O etanol é obtido principalmente a partir do amido de milho e do açúcar de cana. O biodiesel é produzido essencialmente a partir de óleos vegetais de soja, sorgo ou óleo de palma.

Papel da biomassa na transição energética

A biomassa pode desempenhar um papel de destaque na descarbonização dos usos energéticos que exigem vetores combustíveis. O capítulo 3 mostrou que, no momento da combustão, esses produtos geram emissões de dióxido de carbono (CO₂) comparáveis às de seus equivalentes de origem fóssil: carvão vegetal um pouco mais do que carvão mineral, biodiesel e etanol em proporção semelhante ao diesel e à gasolina, etc. No entanto, no caso da biomassa, todo o carbono emitido no momento da combustão deve ter sido removido da atmosfera pouco tempo antes por meio da fotossíntese. Esses combustíveis seriam considerados neutros em carbono se não fossem usados insumos (fertilizantes, herbicidas, etc.) e energia com emissões para a produção agropecuária e a transformação em combustíveis, e se o intervalo de tempo entre as emissões da combustão e a subsequente captura para renovação de recursos fosse curto.

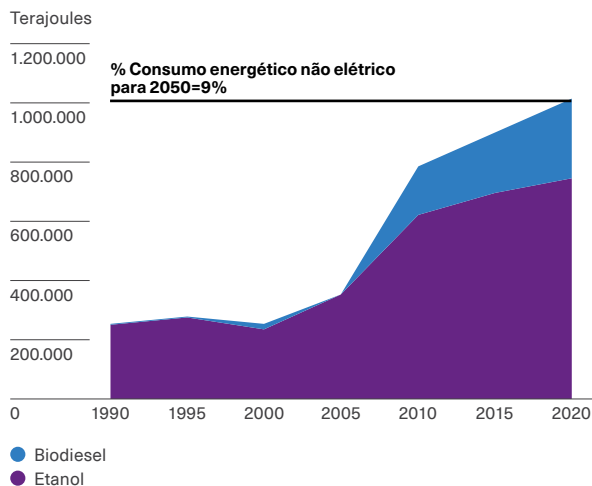
●● A biomassa pode desempenhar um papel de destaque na descarbonização dos usos energéticos que exigem combustíveis

Dado o potencial agrícola da América Latina e do Caribe, já existe uma indústria madura em torno da produção de biocombustíveis, apoiada por políticas públicas ativas, na forma de regulamentações que impõem cortes mínimos obrigatórios nos combustíveis líquidos e subsídios agrícolas. Os objetivos dessas políticas vão além dos ambientais, pois perseguem outros propósitos, como dar apoio aos preços dos produtos agropecuários e substituir as importações de combustíveis. O gráfico 5.1 mostra o progresso na produção de biocombustíveis em países selecionados da região.

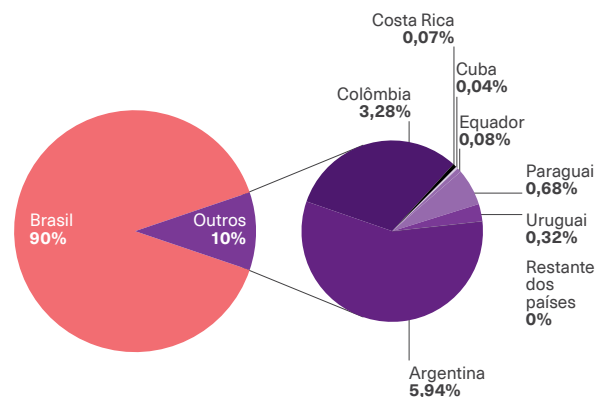
Gráfico 5.1

Produção de biocombustíveis na América Latina e no Caribe

Painel A.
Produção de biocombustíveis no período 1990-2020



Painel B.
Composição da produção de biocombustíveis por país em 2020



Nota: O gráfico mostra a evolução dos biocombustíveis de primeira geração no painel A e a composição do total de biocombustíveis de primeira geração por país da ALC, cujas informações estão disponíveis, no painel B. Países sem produção de etanol e biodiesel foram agrupados em "outros países". A lista de países desta categoria pode ser consultada no apêndice do capítulo disponível on-line.

Fonte: Elaboração própria com base na OLADE (2023b).

Aliados ou obstáculos para a descarbonização?

Os biocombustíveis de primeira geração enfrentam um conjunto de desafios ambientais que precisam ser resolvidos para que possam apoiar a transição energética. Entre eles, observa-se que suas matérias-primas são utilizadas tanto como insumo, quanto para a alimentação. Ou seja, representa uma demanda de uso do solo competitiva que se soma àquela destinada às necessidades alimentares e de materiais e fibras consumidos no mundo. A necessidade de espaço se manifesta pelo aumento no preço dos alimentos e um incentivo para continuar incorporando terras naturais à produção agrícola. A demanda crescente por terras cultiváveis pode afetar severamente a avaliação da intensidade de carbono durante o ciclo de vida dos biocombustíveis. De fato, modelos de avaliação integrada (IAMs, na sigla em inglês) mostram que, no caso do transporte leve, a quantidade de hectares de terra necessária para produzir biocombustíveis suficientes para percorrer uma determinada distância com um veículo de combustão interna é aproximadamente dez vezes maior do que os hectares de painéis solares necessários para gerar a eletricidade que consumiria um veículo elétrico equivalente (Van De Ven et al., 2021).

Quando os insumos alimentares utilizados para produzir biocombustíveis são produzidos em terras que estavam em estado natural, como por exemplo, abrigando florestas, ocorrem emissões devido ao desmatamento e à perda de carbono no solo. Isso resulta em uma “dívida de carbono” que varia de acordo com o ecossistema onde ocorreu essa mudança no uso da terra. Além da competição por terras aráveis, os biocombustíveis requerem, geralmente, o uso intensivo de insumos agrícolas - fertilizantes, herbicidas e inseticidas - cuja produção é intensiva em carbono e prejudicial para o ar e para as bacias hidrográficas locais. Uma vez contabilizadas as emissões geradas pela mudança no uso da terra, os sucessivos ciclos de colheita resultam em uma captura líquida de carbono durante o crescimento das culturas, seguida de uma nova liberação pela combustão e uso dos biocombustíveis obtidos. A substituição de combustíveis

de origem fóssil por biocombustíveis resulta em emissões evitadas que, ao longo do tempo, permitem pagar essa dívida.



Quando os insumos utilizados para produzir biocombustíveis provêm de áreas anteriormente florestadas, há contabilização de emissões devido ao desmatamento e à perda de carbono no solo

Fargione et al. (2008) fazem uma estimativa do tempo de repagamento da dívida de carbono para as diversas culturas utilizadas na produção de biocombustíveis e para os ecossistemas onde são introduzidas. Para este cálculo, eles levam em consideração a produtividade agropecuária, o conteúdo de carbono do ecossistema antes da mudança do uso da terra e a fração de calorías da produção destinada à geração de energia em relação aos coprodutos (por exemplo, no caso do milho, os resíduos, após a extração do amido, são fornecidos ao gado). A análise estima que o tempo de repagamento da dívida de carbono para florestas tropicais supera 80 anos, chegando a valores máximos acima de 400 anos. No caso de ecossistemas de pastagens e arbustos, por exemplo, o tempo de repagamento varia entre 17 e 93 anos. Lark et al. (2021) estudam o impacto do padrão de combustíveis renováveis (RFS, na sigla em inglês) adotado nos Estados Unidos para as emissões de GEE. Nesse trabalho, eles estimam que, devido às mudanças no uso da terra e no uso de fertilizantes nitrogenados, as emissões do ciclo de vida do etanol de milho ao longo de um período de 30 anos são 24% superiores aos da gasolina desse país⁶.

Mesmo quando se pode determinar com certeza que a origem dos insumos usados para a produção de biocombustíveis provém de áreas já destinadas a atividades agropecuárias, é possível que a produção

⁶ Outra implicação da dívida de carbono descrita refere-se ao perfil temporal distinto das emissões no caso da substituição de combustíveis fósseis por biocombustíveis. A maior parte das emissões associadas aos biocombustíveis de primeira geração ocorre no momento da mudança do uso do solo, com o desmatamento, frequentemente realizada por meio de incêndios florestais (Brassiolo et al., 2023). Isso intensifica o pico de concentração de gases de efeito estufa na atmosfera no curto prazo e o aquecimento temporário do planeta.

de biocombustíveis resulte na conversão do uso do solo em outras regiões dentro ou fora do país considerado. Isto é conhecido como mudança indireta no uso do solo. Nestes casos, estabelecer a eficiência de carbono na produção desses biocombustíveis tem a dificuldade adicional de requerer a atribuição do desmatamento e da mudança no uso do solo de outras regiões destinadas a esta produção.

A proporção de produtos agrícolas destinados à elaboração de combustíveis está crescendo rapidamente e atualmente atinge níveis elevados: 35% da produção de milho nos Estados Unidos é usada para obter etanol para ser adicionado ao suprimento de gasolina e no caso do Brasil é de 9%. Essas constatações são muito relevantes para a região, onde observamos atualmente índices alarmantes de

desmatamento (Brassiolo et al., 2023). O desmatamento explica o padrão distintivo dos GEE da região, onde 44% das emissões totais durante o período de 2015-2019 vieram do setor de agricultura, silvicultura e do uso da terra (ASOUT), significativamente acima dos 15% da média mundial (Minx et al., 2021).

Avaliar adequadamente o impacto em matéria de emissões do uso de biocombustíveis é mais desafiador do que no caso dos combustíveis fósseis devido à natureza difusa da mudança no uso do solo. Portanto, é crucial que cada país defina estratégias firmes nos setores de energia e agrícola e estabeleça regulamentações abrangentes de efeitos indiretos e uma implementação eficaz para evitar uma equação de carbono negativa ao substituir os combustíveis fósseis.

Alternativas tecnológicas e instrumentos

A substituição de combustíveis fósseis por biocombustíveis pode resultar na redução de emissões desde que o aumento necessário na produção agrícola possa ser alcançado por meio de aumentos na produtividade. Além disso, os biocombustíveis podem ser de baixas ou nulas emissões, particularmente em dois cenários: o primeiro, quando os insumos usados provêm de resíduos florestais ou agropecuários que de outra forma não seriam utilizados⁷; o segundo, quando os insumos são produzidos em solos degradados, que não podem ser dedicados à produção de alimentos, usando culturas energéticas específicas.



A substituição de combustíveis fósseis por biocombustíveis pode reduzir as emissões se o aumento necessário na produção agrícola for obtido por aumentos na produtividade

Os biocombustíveis de segunda geração ou avançados consistem na utilização de processos produtivos que permitem ampliar os tipos de insumos e estão tipicamente focados no processamento de celulose e material lenhoso. Isso permite aproveitar grande parte dos resíduos florestais e agropecuários, bem como o componente orgânico dos resíduos sólidos urbanos. Além disso, habilita o uso de cultivos não alimentícios, que podem ser produzidos em solos degradados e com baixos ou nulos requisitos de insumos e irrigação, entre os quais se encontram os cultivos herbáceos e lenhosos. As primeiras são pastagens perenes (ou seja, vivem mais de 2 anos) que são colhidas anualmente, incluindo gramínea *switchgrass*, miscanto, bambu e sorgo-sacarino. Os cultivos lenhosos de rotação curta são árvores de crescimento rápido que são colhidas entre 5 e 8 anos após o plantio. Estas incluem o álamo e o salgueiro e o bordo-açucareiro entre outros. O quadro 5.1 mostra as principais trajetórias dos biocombustíveis baseados em biomassa, do tipo de insumo utilizado até o processo de transformação e os combustíveis produzidos.

⁷ Atualmente, o biodiesel de baixa emissão está sendo produzido a partir de óleos alimentares usados. O óleo vegetal utilizado pode ser transformado em biodiesel de maneira semelhante ao processamento de culturas oleaginosas. No entanto, sua disponibilidade é limitada e requer o estabelecimento de redes de recuperação custosas na indústria de alimentos e nos restaurantes.

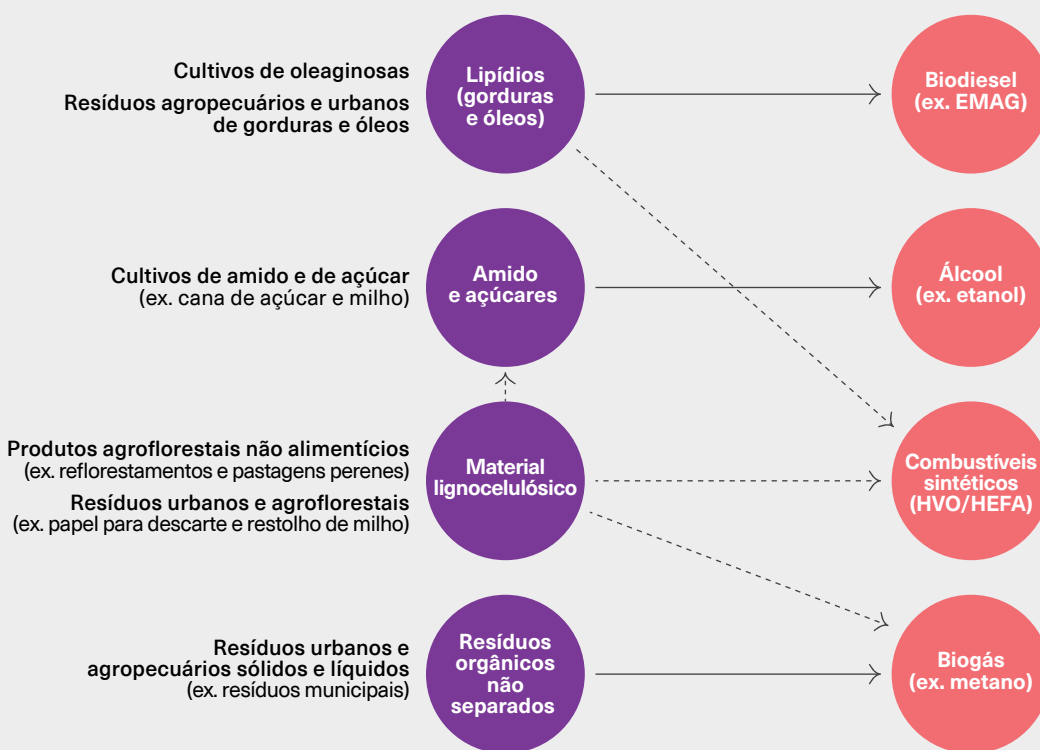
Quadro 5.1

Da biomassa aos combustíveis

Existem diversas alternativas para obter combustíveis a partir de insumos orgânicos, que estão sintetizadas na figura 1. Uma forma de classificá-los, relevante para a transição energética, é de acordo com a origem, o tipo de insumo e o tipo de combustível obtido.

A origem dos insumos pode estar em cultivos de alimentos, produtos agropecuários não alimentícios ou resíduos. Por sua vez, o tipo de insumo pode ser classificado em óleos ou gorduras (lipídios), açúcares e amido e material celulósico e lenhoso. Os óleos e gorduras podem ser provenientes de culturas (principalmente soja, canola e palma) ou de resíduos da indústria alimentícia e restaurantes (como óleo usado e gordura animal). Os açúcares provêm de culturas alimentícias, como cana-de-açúcar ou beterraba, e o amido do milho, sorgo ou batatas. Por fim, os insumos lenhosos e celulósicos derivam de resíduos agrícolas (como bagaço da cana-de-açúcar), da indústria madeireira (serragem e cavacos de madeira descartados de serrarias), da indústria de papel ou de cultivos dedicados a pastagens e reflorestamentos de crescimento rápido.

Figura 1
Principais trajetórias para a produção de combustíveis com biomassa



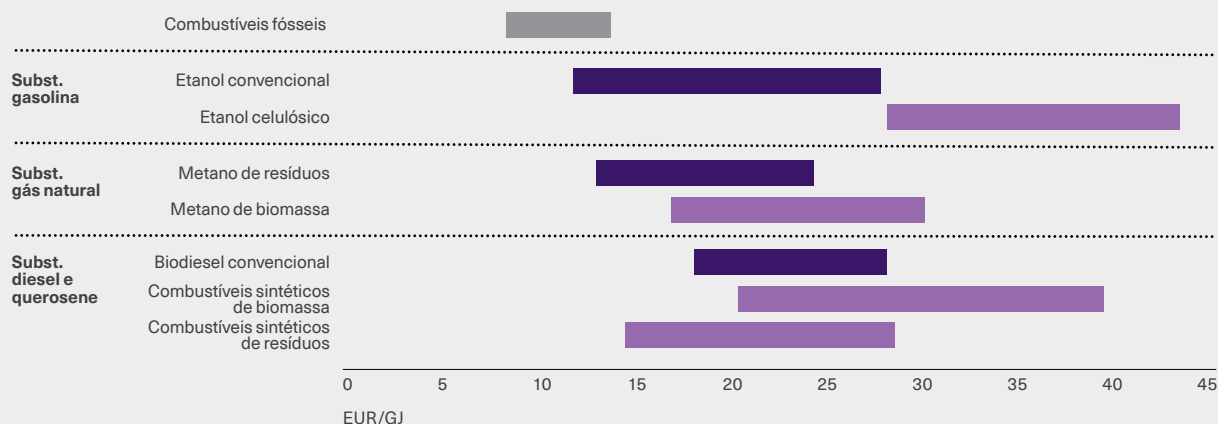
Nota: A figura apresenta as principais trajetórias para a produção de combustíveis a partir de fontes orgânicas, combinando a fonte de biomassa, o tipo de insumo e o produto final. Dependendo do processo de produção, certas moléculas, como os lipídios ou as soluções açucaradas, são extraídas da matéria-prima, enquanto, nos processos de conversão mais recentes, a matéria lignocelulósica é utilizada diretamente. EMAG refere-se ao éster metílico de ácido graxo; HVO/HEFA são os óleos vegetais hidrotratados / ésteres e ácidos graxos hidroprocessados, respectivamente.

Fonte: Elaboração própria com base na OCDE (2019).

Finalmente, o tipo de combustível obtido pode ser metano ou biogás, álcoois, ésteres de ácidos graxos ou biodiesel, e combustíveis sintéticos. Um aspecto fundamental do tipo de combustível é em que medida ele substitui os combustíveis de origem fóssil, sem necessidade de substituição ou adaptação nos equipamentos. O biometano, que se obtém purificando o biogás, substitui completamente o gás natural. O biodiesel e os álcoois, como o etanol, são usados em combinação com o diesel e a gasolina, respectivamente, sem exigir alterações nos motores, mas não podem substituí-los completamente sem adaptações. Os combustíveis sintéticos são quimicamente equivalentes aos de origem fóssil, sendo assim, podem ser substituídos diretamente por estes. Eles são de importância central nos casos em que existem poucas alternativas viáveis, como é o caso do combustível para turbina de aviação.

A produção dos diversos combustíveis envolve processos de transformação química ou biológica variados, que tem como resultado diferentes custos de produção. A figura 2 apresenta intervalos estimados de custos de produção para algumas das trajetórias de produção de combustíveis a partir de fontes orgânicas. Os combustíveis fósseis mostram intervalos de custos que, em geral, são significativamente inferiores aos de origem orgânica.

Figura 2
Intervalos de custo de produção de combustíveis



Nota: A figura mostra intervalos estimados de custos produção de acordo com o tipo de combustível.

Fonte: Elaboração própria com base na AIE (2019).

Entre os possíveis substitutos da gasolina, o etanol convencional obtido de culturas alimentícias como a cana-de-açúcar ou o milho é, geralmente, mais econômico do que o obtido de material lignocelulósico. Entre os substitutos relevantes para o diesel e o querosene, o biodiesel é, geralmente, mais econômico do que o combustível sintético quando ambos são obtidos a partir de culturas alimentícias, embora apenas esse último seja capaz de substituir completamente o de origem fóssil e ser usado na aviação comercial. O combustível sintético pode ser mais econômico do que o biodiesel convencional quando produzido usando resíduos lipídicos (como o óleo vegetal usado), embora estes sejam limitados por um suprimento escasso.

As trajetórias de combustíveis destacadas nas figuras com barras violetas são cruciais para a descarbonização dos combustíveis, uma vez que permitem ampliar o conjunto de insumos facilitando a incorporação de fontes sustentáveis, ou resultam em substitutos mais próximos aos combustíveis fósseis para usos energéticos que exigem características específicas.

Fonte: Elaboração própria com base na OCDE (2019) e AIE (2023k).



A Agência Internacional de Energia (AIE) propõe uma estratégia de gestão sustentável da produção de biocombustíveis baseada em três eixos. O primeiro refere-se à adoção, por parte dos Estados, de marcos regulatórios para a sustentabilidade dos combustíveis. Eles estabelecem diretrizes precisas para a produção de biocombustíveis de baixo impacto ambiental e neutros em carbono, incluindo esquema de certificação com verificação independente e abrangem a cadeia de abastecimento e produção completa. Esses marcos permitem diferenciar os combustíveis de origem agropecuária de fontes sustentáveis (por exemplo, sem desmatamento associado) dos demais combustíveis. Esse é um pré-requisito que permite a adoção de incentivos adequados a fim de aumentar a produção e obter reduções significativas das emissões.

A Diretiva de Energias Renováveis (RED, na sigla em inglês) adotada pela União Europeia (UE) é um exemplo de marco regulatório adequado. Ela combina uma meta ambiciosa para a participação das energias renováveis na matriz energética, ao mesmo tempo em que incorpora regulamentações para evitar o desmatamento associado às energias renováveis dentro e fora do território da UE. Em março de 2023, os países membros concordaram em aumentar a cota-alvo de energias renováveis no consumo final para 42,5% até 2030. Por sua vez, a RED estabelece que, para atingir essa cota, a participação de energias provenientes de cultivos alimentícios pode ser, no máximo, de 7 pontos percentuais ou 1 % maior do que o nível que representou em 2020 em cada país membro⁸ (Conselho Europeu, 2023; Parlamento Europeu, 2023). Na região, o Brasil adotou o programa RenovaBio, cujo principal instrumento é o estabelecimento de metas nacionais anuais de descarbonização para o sector dos combustíveis a fim de incentivar o aumento da produção e da cota de participação de biocombustíveis na matriz energética dos transportes do país (ANP, 2023; BioEconomia, 2020).

O segundo eixo da estratégia da AIE é a adoção de políticas de demanda de biocombustíveis coerentes com a trajetória de redução de emissões fixadas como objetivo. Com base nos marcos regulatórios, devem ser adotados objetivos concretos de participação dos biocombustíveis sustentáveis, juntamente com outros vetores neutros em carbono no consumo de energia, e devem ser estabelecidas políticas de comando e controle⁹ e de incentivos (preços do carbono, impostos e subsídios) para atingi-los. Exemplo de política que vai nesta direção e que tem sido amplamente adotada na região é a definição de quantidades mínimas de biocombustíveis nas bombas. A Argentina, por exemplo, já tem um limite mínimo de etanol na gasolina e de biodiesel no diesel de 12 % e 5 %, respectivamente (Secretaria de Energia, 2022; Sigaud, 2019). O Brasil, além da adoção de cotas mínimas, possui como políticas a venda de etanol ao consumidor final e o desenvolvimento, pela indústria automotiva, de veículos com motores flex: motores de combustão interna que podem funcionar com gasolina ou álcool.

O terceiro eixo corresponde a políticas que promovem a inovação, especialmente para biocombustíveis produzidos a partir de resíduos e com menos emissões de GEE. A consecução deste ambicioso objetivo de emissões líquidas zero exige o crescimento tanto dos combustíveis à base de resíduos como dos combustíveis de culturas específicas que podem ser produzidas em solos degradados. As políticas necessárias incluem medidas de redução dos riscos, como garantias de empréstimos e cotas obrigatórias para a utilização de biocombustíveis avançados. O Parlamento Europeu, por exemplo, adotou formalmente em julho de 2022 objetivos de mistura de combustíveis sustentáveis para a aviação (SAF) para expandir o mercado desses produtos.

8 Aplica-se o menor dos dois valores.

9 Esse termo se refere à adoção e ao monitoramento de leis e normas que estabelecem limites permissíveis e penalidades em caso de infração; portanto, baseiam-se em mecanismos de coerção e punição.

Hidrogênio como vetor energético

Outro conjunto de alternativas de combustíveis com baixa emissão são o gás de hidrogênio (H_2) e seus derivados. O gás de hidrogênio (doravante denominado hidrogênio) é composto por dois átomos de hidrogênio, que é o elemento mais leve e abundante do universo. No entanto, o hidrogênio quase não é encontrado na Terra na forma de gás em estado natural, mas principalmente na forma de água (H_2O). Além disso, é um componente central dos hidrocarbonetos e dos compostos orgânicos.

O hidrogênio é um produto energético versátil que pode ser utilizado como combustível ou transformado em eletricidade no momento do uso, por meio de um processo eletroquímico, através do que é conhecido como célula de combustível¹⁰. Suas propriedades como combustível são semelhantes às do gás natural, embora tenha uma temperatura de combustão um pouco mais alta (1085 °C em comparação com os 1003 °C para o metano) e maior inflamabilidade (maior velocidade e alcance térmico de ignição) (Pacific Northwest National Laboratory, 2023). Em pressão e temperaturas padrão, o hidrogênio tem uma densidade energética por unidade de peso (densidade gravimétrica) muito alta, mais que o dobro daquela do gás natural. No entanto, ele requer três vezes mais volume que o gás natural para armazenar a mesma quantidade de energia. Essa baixa densidade por unidade de volume apresenta grandes desafios para seu transporte, armazenamento e uso. Além disso, por ser a molécula mais leve existente, é difícil evitar vazamentos devido à porosidade dos meios de transporte e armazenamento.

A grande vantagem do hidrogênio é que não emite GEE quando utilizado. De fato, se não houver impurezas no insumo de hidrogênio usado, seu uso em células de combustível ou sua queima resulta apenas na emissão de água na forma de vapor. Também pode

emitir óxidos nitrosos, mas isso pode ser evitado por meio de padrões de combustão controlada (Lewis, 2021). Além das implicações do seu uso para a mitigação das mudanças climáticas, o hidrogênio não libera os poluentes locais do ar associados à queima de combustíveis líquidos de origem fóssil, que são nocivos à saúde humana e aos ecossistemas (AIE, 2021c; Popa et al., 2015; Staffell et al., 2019; Wang et al., 2023).

●● A grande vantagem do hidrogênio é que não emite GEE quando utilizado

Atualmente, o hidrogênio é produzido por meio de diferentes processos, dependendo dos tipos de compostos utilizados. Pode ser obtido a partir da água, de insumos fósseis (os hidrocarbonetos, por definição, são compostos por átomos de carbono e hidrogênio) ou de insumos orgânicos derivados da biomassa. O hidrogênio é, geralmente, caracterizado por uma cor de acordo com o insumo de origem e o processo pelo qual é obtido (vide quadro 5.2).

Entre as tecnologias de produção a partir de fontes fósseis, encontra-se a reforma a vapor, principalmente usando gás natural como insumo (também aplicada a combustíveis líquidos), e a gaseificação de carvão. Estes são os principais métodos de obtenção de hidrogênio atualmente. Ambos os processos envolvem a separação do insumo em seus componentes de hidrogênio e carbono, para o que são necessárias altas temperaturas. Ou seja, envolvem emissões tanto devido à energia necessária para o processo quanto pela liberação do carbono que é dissociado do hidrogênio¹¹ (IEAGHG, 2017).

10 A célula de combustível é um dispositivo que produz eletricidade a partir de uma reação química, de modo similar a uma bateria. A diferença é que a célula de combustível utiliza um suprimento externo de reagentes (neste caso, do hidrogênio e do ar do ambiente), enquanto as baterias armazenam todos os reagentes necessários.

11 A reforma a vapor utilizando gás natural pode ser descrita em duas etapas: 1) a produção de vapor de alta temperatura, que requer alguma fonte de energia; 2) a própria reforma, onde uma mistura de vapor e gás natural é exposta a altas temperaturas. Esse processo faz com que tanto o hidrogênio proveniente da água quanto do metano se libere como gás de hidrogênio (H_2) e que o oxigênio da água combine com o carbono do metano na forma de CO_2 . Como a fonte de calor para produzir o vapor e aquecer o reformador é tipicamente obtida com combustíveis, o processo envolve emissões da combustão e do próprio reformado.

Quadro 5.2

Classificação do hidrogênio conforme o processo produtivo

Atualmente, existem várias formas de produzir hidrogênio, embora muitas delas estejam longe de serem limpas. Para ajudar a identificar o impacto ambiental associado à origem do hidrogênio, foi adotada uma classificação por cores (AIE, 2019c).

Tabela 1

Cores do hidrogênio

Marrom	Gaseificação do carvão
Cinza	Eletrólise de água alimentada por geração fóssil
	Reforma a vapor de metano
Azul	Subproduto de processos industriais
Turquesa	Gaseificação de carvão com CUAC
	Reforma a vapor de metano com CUAC
Verde	Pirólise de metano
Amarillo	Eletrólise de água alimentada por geração nuclear
Verde	Reforma a vapor de biogás
	Gaseificação ou fermentação de biomassa
	Eletrólise de água alimentada por geração renovável

Nota: A figura mostra a classificação dos tipos de hidrogênio de acordo com seu processo de produção ou origem. CUAC refere-se à captura, utilização e armazenamento de carbono.

Fonte: Elaboração própria com base na AIE (2023p, 2023t).

O hidrogênio marrom provém do processo de gaseificação do carvão mineral e está associado com maiores emissões de GEE.

O hidrogênio cinza é o produzido pela reforma a vapor de gás natural, que atualmente representa a maior parte da produção de hidrogênio - atingindo 90% do total produzido na América Latina e no Caribe (AIE, 2023I) -, pela eletrólise, utilizando insumos de origem fóssil. Ambos apresentam perfis de emissão semelhantes.

O hidrogênio azul refere-se ao hidrogênio de origem fóssil, mas com captura de carbono, levando a uma redução significativa de seu perfil de emissões.

O hidrogênio branco é o hidrogênio obtido como subproduto de processos industriais. Este é o caso da produção de cloro (Bazzanella e Ausfelder, 2017).

O hidrogênio turquesa é obtido através de um processo de pirólise de metano, no qual, embora o insumo seja de origem fóssil, não produz emissão de CO₂, senão carbono sólido. Este subproduto mostra grande estabilidade na oxidação e, portanto, implica sequestro de carbono por um longo prazo. No entanto, o insumo utilizado pode ser propenso a emissões fugitivas, que são prevalentes na produção e transporte de gás natural.

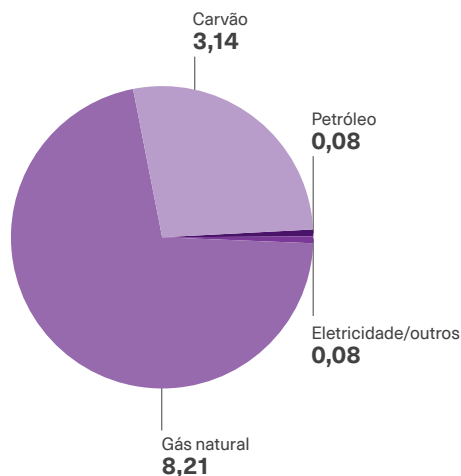
O hidrogênio amarelo é produzido por eletrólise proveniente de geração nuclear e, embora não produza emissões de GEE, está sujeito a impactos e riscos ambientais.

Finalmente, o hidrogênio verde é o que tem menor impacto ambiental associado, pois é produzido por eletrólise alimentada por geração renovável e a partir de carbono orgânico. Neste último caso, o processo implica emissões negativas quando os insumos orgânicos são sustentáveis (Hafner e Luciani, 2022).

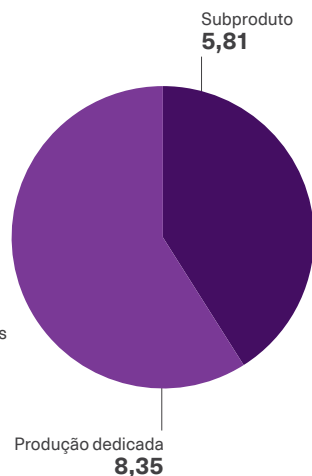
Gráfico 5.2

Fontes e usos do hidrogênio

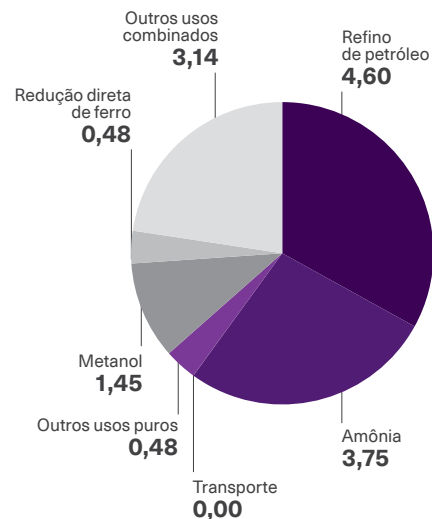
Painel A.
Insumos para
produção dedicada



Painel B.
Produção



Painel C.
Demanda



Nota: O gráfico mostra a cadeia de valor do hidrogênio em 2019 em escala global em exajoules (EJ), desde a sua produção até a sua demanda. As categorias indicadas com linhas pontilhadas referem-se aos usos do hidrogênio em combinação com outros gases, como monóxido de carbono. A categoria "outros usos puros" corresponde às indústrias química, metalúrgica, eletrônica e de vidro; a categoria "outros usos combinados" inclui a geração de calor a partir dos gases derivados das siderúrgicas e do craqueamento a vapor.

Fonte: Traduzido da AIE (2019c).

A segunda alternativa envolve o uso de insumos de fontes orgânicas. É possível aplicar processos semelhantes à gaseificação do carvão e a reforma do gás ou os combustíveis líquidos para a gaseificação da lenha e da celulose provenientes de resíduos ou cultivos dedicados, produzidos em solos degradados, bem como para a reforma de biogás, produzido pela decomposição de resíduos. O hidrogênio é classificado como verde quando o insumo é obtido de forma sustentável (por exemplo, sem desmatamento), pois o carbono emitido no momento de sua produção foi capturado previamente pela biomassa.

A terceira alternativa é a produção de hidrogênio por eletrólise da água. Neste processo, a água é exposta a um campo elétrico, separando o hidrogênio do oxigênio. Este processo é livre de emissões, mas tem uma alta necessidade de eletricidade e consideráveis perdas energéticas na transformação de eletricidade em gás¹². A fonte de onde é gerada a eletricidade determina se o hidrogênio é acompanhado por emissões (por exemplo, hidrogênio cinza, quando a eletricidade é gerada com combustíveis fósseis) ou não (hidrogênio verde, quando a eletricidade é gerada com energias renováveis)¹³.

12 Se todo o hidrogênio consumido atualmente (94 Mth₂) fosse produzido por eletrólise, seriam necessários 1,37 EJ, o que equivale a cerca de 30% da geração elétrica anual da ALC (AIE, 2019c, 2021c).

13 Também tem necessidades significativas de água, na proporção de 9 quilogramas (kg) por kg de hidrogênio produzido. Isso é importante para projetos que consideram produzi-lo em locais ideais para a geração solar, como desertos, devido à boa irradiação e aos baixos custos da terra. Quando a água usada como insumo não é pura, o processo tende a produzir substâncias tóxicas, como o hipoclorito de sódio (comumente conhecido como cloro). Para evitar a contaminação por efluentes ou emissões, é necessário incorporar processos adicionais de pré-purificação ou pós-separação, o que aumenta os custos de produção.

A produção e as aplicações do hidrogênio são realizadas em grande escala desde a década de 1950, pois sua demanda foi liderada pela obtenção de amônia para a fabricação de fertilizantes. Além de seu uso na amônia, a principal aplicação do hidrogênio é como insumo no refino do petróleo. O uso energético do hidrogênio também é comum no setor industrial, pois geralmente é um subproduto na fabricação do cloro, sendo aproveitado, às vezes,

no mesmo local. Atualmente, a produção dedicada de hidrogênio (ou seja, não como subproduto) é feita quase inteiramente a partir de insumos de origem fóssil, principalmente através do processo de reforma do gás natural e da gaseificação do carvão mineral. Esses insumos representam mais de 98% da produção dedicada e 60% do total (AIE, 2019c) (vide gráfico 5.2).

Papel do hidrogênio na transição energética

Quando obtidos com baixa emissão, o hidrogênio e seus derivados podem desempenhar um papel importante na transição energética, principalmente em duas dimensões. A primeira dimensão é flexibilizar o fornecimento de energia à medida que aumenta a participação de energia solar, eólica e outras renováveis não convencionais. Estas fontes de geração produzem energia no momento e local onde o recurso natural está presente. À medida que cresça sua participação na geração de eletricidade, serão mais frequentes os momentos e lugares com excedentes ou faltantes de geração elétrica. As opções para administrar o momento e o local geográfico onde a energia é produzida são limitadas, e são poucas as opções para atender às necessidades da demanda.



O hidrogênio e seus derivados podem desempenhar um papel importante, proporcionando flexibilidade ao fornecimento de energia e substituindo os combustíveis de origem fóssil

O hidrogênio permitiria esse desajuste entre geração e consumo. Os excedentes temporários de geração elétrica solar e eólica podem ser utilizados no mesmo local onde se encontram as melhores condições naturais para produzir hidrogênio, armazená-lo e transportá-lo para o local e momento em que o consumo for

necessário¹⁴. Essa entrega energética no momento do consumo pode ser feita através da geração de eletricidade para ser injetada na rede elétrica, da distribuição de hidrogênio para os usuários finais para atender consumos elétricos instantaneamente, como os veículos elétricos a célula de combustível (FCEV), ou manter-se como vetor para usos que requerem combustão (vide próxima dimensão).

A segunda dimensão é a substituição dos combustíveis de origem fóssil para satisfazer as necessidades energéticas que são mais bem atendidas pela combustão, sem produzir emissões de carbono. Isso se aplica aos processos industriais que requerem uma alta demanda térmica. O hidrogênio pode permitir a descarbonização da produção de aço, responsável atualmente por cerca de 9% das emissões globais, permitindo a substituição do carvão na redução direta do minério de ferro (Kurrer, 2020). Na indústria do cimento, pode ajudar a reduzir o uso de clínquer, responsável pela maior parte das emissões do processo de produção (vide o capítulo 6). Além disso, o hidrogênio pode descarbonizar o transporte de longa distância, como o transporte rodoviário de carga, através do uso de células de combustível, e o transporte aéreo, através de combustíveis derivados do hidrogênio com maior densidade energética, incluindo o uso de amônia e de combustíveis de aviação sintéticos (AIE, 2023i; Kapat e Otto, 2022).

14 A produção de hidrogênio em parques eólicos ou solares dedicados (desconectados da rede elétrica) permite obter esse vetor energético de forma primária.

As alternativas para produzir hidrogênio com baixas ou nulas emissões podem ser agrupadas em três categorias: 1) integração da captura e armazenamento de carbono com a produção; ou seja, passar do hidrogênio marrom ou cinza para o hidrogênio azul (vide quadro 5.2); 2) produção de hidrogênio por eletrólise da água com eletricidade gerada a partir de fontes renováveis (hidrogênio verde, amarelo); e 3) uso de insumos de fontes orgânicas sustentáveis, incorporando a captura de carbono (hidrogênio verde).

O processo de integração da captura e armazenamento de carbono nos processos tradicionais de produção de hidrogênio a partir de combustíveis fósseis tem a vantagem de ser aplicado em tecnologias maduras e competitivas, já mostradas em escala. No entanto, a captura de carbono ainda é cara e requer infraestrutura de transporte e locais de armazenamento para o CO₂ capturado. Além disso, o armazenamento ainda está sujeito a incertezas e custos elevados.

Por sua vez, o custo atual da produção de hidrogênio por eletrólise supera o custo de produzi-lo por reforma de metano e gaseificação de carvão com captura de carbono, mesmo em cenários de preços baixos de eletricidade (AIE, 2020b). Além disso, o hidrogênio produzido deve utilizar eletricidade de baixa emissão, como energia solar, eólica ou hidráulica. Este é claramente o caso quando a instalação da planta de eletrólise é feita em conjunto com a instalação de capacidade de geração renovável (planta dedicada). Quando a planta de eletrólise é alimentada pela rede elétrica,

não é possível atribuir diretamente a fonte usada para gerar a eletricidade que consome. No entanto, pode-se considerar baixa em emissões quando o gerador marginal de eletricidade, aquele que é incorporado ao despacho elétrico para atender ao aumento no consumo do momento, tem emissões nulas. À medida que mais capacidade de geração de fontes renováveis não convencionais é incorporada, tornam-se frequentes os momentos em que a capacidade de produção das fontes solar e eólica excede a demanda.

Por último, as tecnologias que utilizam insumos de fontes orgânicas sustentáveis são promissoras, porque essas fontes implicam uma captura prévia de carbono atmosférico. Do contrário, na maioria dos casos, resultaria em emissões devido à decomposição da matéria orgânica nos locais de descarte de resíduos. Se o hidrogênio for obtido a partir de biomassa sustentável e resíduos sem incorporar captura de carbono, o processo pode ser considerado neutro em carbono, enquanto, se capturar carbono, o resultado é uma absorção líquida de CO₂ da atmosfera.

Essas tecnologias enfrentam limitações técnicas associadas ao fato de que a biomassa, o insumo portador de hidrogênio, é acompanhada por múltiplos compostos e impurezas que afetam o funcionamento dos catalisadores e reformadores. Até o momento, a viabilidade econômica depende de ter insumos de carbono de baixo custo, como os resíduos, e, portanto, está limitada pela disponibilidade desses insumos (AIE, 2020b).

Barreiras e soluções¹⁵

Para que o hidrogênio possa desempenhar os papéis necessários no contexto da transição energética (como portador de energia, para dissociar a produção do consumo e como vetor energético combustível capaz de atingir altas temperaturas e realizar processos industriais), em primeiro lugar, é necessário alcançar escalas de produção relevantes a partir das fontes limpas discutidas anteriormente. Isso requer altos investimentos em capacidade de eletrólise e, ao

mesmo tempo, leva a uma grande demanda por eletricidade verde. Além disso, é preciso superar a barreira da dificuldade no transporte devido à baixa densidade energética por unidade de volume. Isso tem importantes implicações para a infraestrutura de transporte e distribuição necessária, assim como para os custos para os usuários finais.

¹⁵ Elaborado com base em ACER (2021) e AIE (2019c, 2020b).



Para que o hidrogênio possa acompanhar a transição energética, é necessário alcançar escalas de produção relevantes a partir de fontes limpas

De modo similar ao que sucede com o gás natural, o transporte em larga escala de hidrogênio é viável por meio de dutos. Isto pode ser feito tanto pela construção de redes de transporte e distribuição dedicadas, quanto pela realocação de redes existentes de gás natural para o transporte de hidrogênio ou para o transporte conjunto de hidrogênio e gás natural. No entanto, o transporte de hidrogênio por dutos apresenta algumas dificuldades em relação ao gás natural já que pode reduzir a vida útil das tubulações de aço. Sob certas condições, o hidrogênio reage com o aço em um fenômeno conhecido como fragilização por hidrogênio, causando porosidade e fragilidade, especialmente quando há fissuras pré-existentes e nos pontos de junção das tubulações.

A injeção de hidrogênio nas redes de gás natural em baixas proporções (até 3%) pode ser feita sem dificuldades e sem a necessidade de modificações das redes ou dos equipamentos existentes, podendo ser aumentada gradativamente, se acompanhada por ajustes (Melaina et al., 2013). De fato, a introdução de cotas de hidrogênio nas redes de transporte de gás é reconhecida como uma política valiosa para impulsionar a demanda por hidrogênio e promover a redução de custos por meio de economias de escala. No entanto, essa alternativa reduz o valor relativo do hidrogênio, pois descarta usos valiosos que requerem alta pureza, como em células de combustível de hidrogênio e para fins industriais.

Por outro lado, a realocação de redes de gás natural para o transporte de hidrogênio é reconhecida como uma alternativa promissora e de custo-efetividade a longo prazo. Para isso, são necessários ajustes na infraestrutura existente, como a introdução de revestimentos internos em gasodutos, monitoramento interno do estado das tubulações e adaptação de compressores e válvulas para a maior pressão exigida no

transporte de hidrogênio, entre outros. No curto prazo, essa estratégia deve aproveitar as redundâncias existentes nas redes de transporte e distribuição de gás natural, como, por exemplo, o excesso de capacidade em dois gasodutos paralelos. No entanto, a longo prazo, os cenários mais otimistas para o hidrogênio estimam que, como exemplo, na União Europeia, a capacidade total da rede de gasodutos necessária será muito menor do que a atualmente existente de gás natural. Isso sugere que a readequação eficiente da infraestrutura é uma estratégia promissora à medida que a participação do gás natural diminui em países que já possuem redes de transporte (Agora Energiewende e AFRY Management Consulting, 2021).

Para que o hidrogênio possa desempenhar o papel importante de dissociar a geração elétrica do consumo, são necessárias soluções de armazenamento em grande escala com capacidade suficiente para compensar desequilíbrios temporais e regionais. No entanto, sua baixa densidade volumétrica é um desafio. Uma alternativa para o armazenamento de hidrogênio em grande escala e por longos períodos é o armazenamento geológico. Os depósitos podem incluir cavernas subterrâneas de sal, campos de petróleo e gás esgotados e cavernas aquíferas. Atualmente, apenas as cavernas de sal são uma solução comprovada para o armazenamento de hidrogênio sem perdas ou contaminação com impurezas, embora sua disponibilidade geográfica seja limitada¹⁶.



São necessárias soluções de armazenamento em grande escala com capacidade suficiente para compensar desequilíbrios temporais e regionais

As opções atuais para armazenamento em pequena escala e transporte incluem o armazenamento em tanques de hidrogênio na forma de gás comprimido e em tanques criogênicos de hidrogênio no estado líquido. O armazenamento em gás comprimido é uma alternativa tecnicamente viável, porém, mesmo em pressões elevadas de 700 bares (três vezes a pressão comumente usada em sistemas de gás natural

¹⁶ Esses locais de armazenamento são muito conhecidos e atualmente em uso para armazenar gás natural e petróleo não refinado. De fato, atualmente representam 7% da capacidade mundial de armazenamento de gás natural (U.S. Department of Transportation, 2021).

comprimido), a densidade energética por volume é apenas cerca de 15% comparada à gasolina. O hidrogênio liquefeito é muito mais denso, mas apresenta grandes desafios técnicos, pois requer temperaturas inferiores a -253°C (comparado com -162°C para o gás natural liquefeito). A liquefação do hidrogênio é um processo muito intensivo no uso da energia, exigindo até um terço de seu valor energético no processo. Além disso, são necessários tanques de armazenamento criogênico com propriedades de isolamento térmico suficientes para minimizar as perdas por regaseificação.

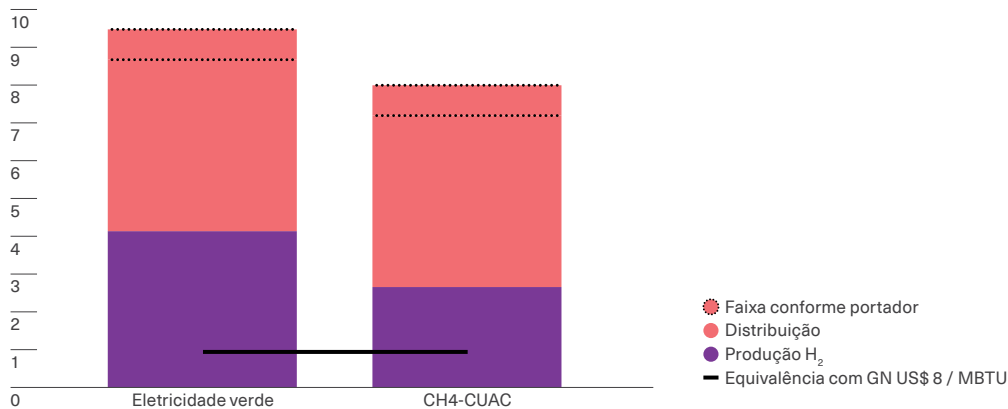
Outras soluções para armazenagem e transporte envolvem a integração do hidrogênio em compostos portadores de hidrogênio. Um portador de hidrogênio possível é a amônia, uma substância formada por hidrogênio e nitrogênio (NH_3). Este insumo é usado na produção de fertilizantes, mas tem despertado crescente interesse como portador de energia, seja para uso como combustível em setores de difícil eletrificação ou como veículo para o hidrogênio, que posteriormente será reconvertido em seus constituintes para

recuperar hidrogênio puro. A vantagem da amônia é que é muito mais fácil sua liquefação, exigindo que seja resfriada a -33°C , temperatura que é fácil de obter e manter durante o transporte. No entanto, o processo de produção de amônia e posterior reconversão em hidrogênio e nitrogênio também requer energia: entre 7% e 18% da energia contida no hidrogênio em cada etapa.

Os portadores líquidos orgânicos são compostos que podem absorver hidrogênio (processo chamado de hidrogenação ou saturação) e liberá-lo posteriormente. Esses portadores têm a vantagem de ter uma alta densidade energética por volume, embora seja cerca de um quinto da densidade da gasolina (Giese e Reiff-Stephan, 2021), e são estáveis em estado líquido, não requerendo isolamento para uma ampla gama de condições ambientais. A desvantagem dos portadores orgânicos é que são, geralmente, recursos não renováveis de origem fóssil, que devem ser retornados ao local de produção do hidrogênio uma vez que cumprem sua função, exigindo um transporte duplo.

Gráfico 5.3

Custos estimados para a produção, transporte e distribuição de hidrogênio na União Europeia em 2030



Nota: O gráfico mostra os custos estimados da produção doméstica (roxo) e da distribuição (rosa) de hidrogênio na UE em 2030. Os custos são apresentados em dólares por quilograma (US\$/kg) de H₂ para a produção a partir de gás natural com CUAC e eletricidade verde, considerando um custo de gás natural de US\$ 8 por milhão de unidades térmicas britânicas (US\$/MBTU) e um custo de eletricidade de US\$ 47/MWH. O retângulo pontilhado indica a faixa de custos de transporte e distribuição entre as alternativas de transporte de amônia, hidrogênio líquido e transportador de hidrogênio orgânico líquido. A linha preta horizontal indica o valor de equivalência de custos do hidrogênio com o gás natural.

Fonte: Elaboração própria com base em AIE (2019c, figuras 31 e 32).

O gráfico 5.3 apresenta estimativas de custos para produção doméstica, transporte e distribuição de hidrogênio na União Europeia em 2030 (AIE, 2019c). Assumindo que os insumos considerados custam 47 dólares por megawatt-hora (US\$/MWh) em eletricidade e US\$ 8 por milhões de unidades térmicas britânicas (US\$/MBTU) em gás natural, a produção com base em gás natural incorporando captura e sequestro de carbono mostra um custo estimado de 2,7 US\$/kg, 36% menor que a eletrólise. Além disso, se o hidrogênio não for usado perto do local de produção e precisar passar por etapas de transporte e distribuição no varejo, devem ser adicionados entre 4,5 e 5,3 US\$/kg para as alternativas consideradas de transporte por meio de liquefação de hidrogênio, conversão em amônia e reconversão posterior, e o uso de um portador líquido orgânico.

O gráfico mostra com uma linha pontilhada o valor de equivalência nos custos do hidrogênio com o gás natural, considerando o valor energético de ambos e o custo do gás mencionado, de 8 US\$/MBTU. Sob essa comparação, o hidrogênio ainda é pouco competitivo, pois, no cenário mais otimista, de uso no local de produção e com a alternativa mais econômica, tem custos quase triplicados em relação ao gás natural. No entanto, essa análise depende muito do custo dos insumos utilizados. Por exemplo, ao aproveitar excedentes de geração de eletricidade que, de outra forma, seriam desperdiçados, a produção por eletrólise poderia melhorar substancialmente a competitividade do hidrogênio e fornecer flexibilidade ao setor.

Hidrogênio na América Latina e no Caribe

Atualmente, o hidrogênio é produzido a partir do gás natural (76%) e do carvão (quase 23%), portanto, os processos atuais para obtê-lo emitem GEE. Menos de 1% da produção atual de hidrogênio provém de energias renováveis ou de combustíveis fósseis com usinas equipadas com tecnologias de captura e armazenamento de carbono. Em 2019, 90% da demanda de hidrogênio da região estava concentrada em Trindade e Tobago (mais de 40% da demanda total de H₂) e nas cinco maiores economias: Argentina, Brasil, Chile, Colômbia e México (Cont et al., 2022).



Na região, menos de 1% da produção atual de hidrogênio provém de energias renováveis ou de combustíveis fósseis com captura e armazenamento de carbono

Conforme mencionado acima, a geração de hidrogênio verde atualmente é pouco competitiva (Erbach e Jensen, 2021). Nos países da América Latina e do Caribe, várias estratégias estão sendo desenvolvidas em nível nacional¹⁷, e há um portfólio de mais de 25 projetos, vários deles em escala de gigawatts. Entre os maiores projetos está o piloto Hychico na Patagônia, Argentina, onde são produzidas cerca de 52 toneladas de hidrogênio por ano (tH₂/ano) a partir da energia eólica. Este projeto é o único que tem sistema de tubulação de H₂ na América Latina (2,3 km). Já o projeto piloto Ad Astra Rocket, na Costa Rica, produz cerca de 0,8 t H₂/ano a partir de energia solar e eólica. O H₂ é usado para propulsar o primeiro ônibus de célula de combustível da região, bem como quatro veículos leves de célula de combustível. No Chile, a microrrede (*microgrid*) de Cerro Pabellón, no deserto do Atacama, é um projeto piloto que usa energia solar para produzir 10 tH₂/ano. O projeto fornece eletricidade gerenciável de fontes renováveis para cobrir as necessidades de uma microrrede que atende uma comunidade com mais de 600 técnicos que trabalham em uma usina geotérmica (AIE, 2021c).

17 No Chile (já publicado), Argentina, Bolívia, Brasil, Colômbia, Costa Rica, El Salvador, Panamá, Paraguai, Trindade e Tobago e Uruguai (em preparação).

No caso do Chile, o H₂ também poderia oferecer uma alternativa viável em segmentos com requisitos de potência e tempo de atividade muito altos, incluindo caminhões pesados para mineração. Um exemplo é o caso de um programa iniciado pela Corporação de Fomento da Produção em 2017, cujo nome descreve seu objetivo: “Desenvolvimento de um sistema de combustão dupla hidrogênio-diesel para caminhões de extração de minérios” (Outlet-Minero, 2017).

De fato, o Chile tem a ambição de produzir e exportar o H₂ mais competitivo do mundo a partir de

eletricidade renovável até 2030, e muitos países latino-americanos compartilham as condições para desenvolver esses processos. Em alguns deles, como o Brasil, a disponibilidade de carbono biogênico das instalações existentes de produção de biocombustível e bioeletricidade também poderia ajudar a produzir e exportar combustíveis sintéticos, que exigem tanto carbono quanto H₂. Por último, há tecnologias para a produção de H₂ com baixo teor de carbono em estado de desenvolvimento, que precisarão passar por curvas de aprendizado e reduções de custo consideráveis para se tornarem competitivas.

A indústria dos combustíveis fósseis na transição energética

Antes mesmo de uma residência ou empresa utilizar um litro de gasolina (ou qualquer combustível fóssil), já foram geradas emissões significativas de GEE. Globalmente, a produção, transporte e transformação de petróleo, gás e carvão liberam emissões de aproximadamente 6,5 gigatoneladas de CO₂ equivalente (GtCO₂eq). Isso representa mais de 12% das emissões anuais mundiais de GEE para todos os conceitos e 17% das emissões de todo o ciclo de vida dos combustíveis fósseis (AIE, 2023f; ETC, 2023b).

As emissões de combustível anteriores ao consumo vêm de diferentes fontes ao longo da cadeia industrial. Primeiro, a extração de petróleo e gás requer grandes quantidades de energia para alimentar sondas de perfuração, bombas e outros equipamentos usados no processo, bem como para proporcionar calor. Por sua vez, a maior parte do petróleo é refinada antes do uso, o que requer grandes quantidades de energia. O gás natural também é processado para separar líquidos do gás natural e remover impurezas. Além disso, petróleo bruto, derivados de petróleo e gás natural são transportados, muitas vezes por longas distâncias, tanto por oleoduto quanto por navio, outra importante fonte de emissões de GEE.

●●
Globalmente, a produção, transporte e processamento de petróleo, gás e carvão representam mais de 12% das emissões anuais de GEE em todos os conceitos

O gráfico 5.4 apresenta as emissões dos combustíveis fósseis anteriores ao consumo, em porcentagem do consumo interno e externo total de cada país. Estas incluem emissões diretas associadas ao uso de energia nas várias etapas da produção de combustíveis primários e sua transformação e as emissões fugitivas de metano do setor fóssil. Assim, para a média dos países apresentados, para cada 100 toneladas de CO₂ (tCO₂) emitidas no momento do consumo de combustíveis fósseis, mais de 29 tCO₂eq adicionais foram previamente emitidas na produção, das quais aproximadamente metade provém de emissões de metano geradas pela ventilação ou queima de gás natural não aproveitado ou por vazamentos nos processos de produção, processamento e transporte.



No cenário de emissões líquidas zero da AIE, prevê-se uma redução de 17% no consumo de gás e petróleo, com uma diminuição de mais de 50% nas emissões associadas em 2030. A diferença provém das medidas associadas à produção e transporte de combustíveis fósseis. Essas medidas podem ser agrupadas em três áreas: redução de emissões de metano, aumento da eficiência no uso da energia por meio de melhores equipamentos e eletrificação da energia utilizada nos processos.

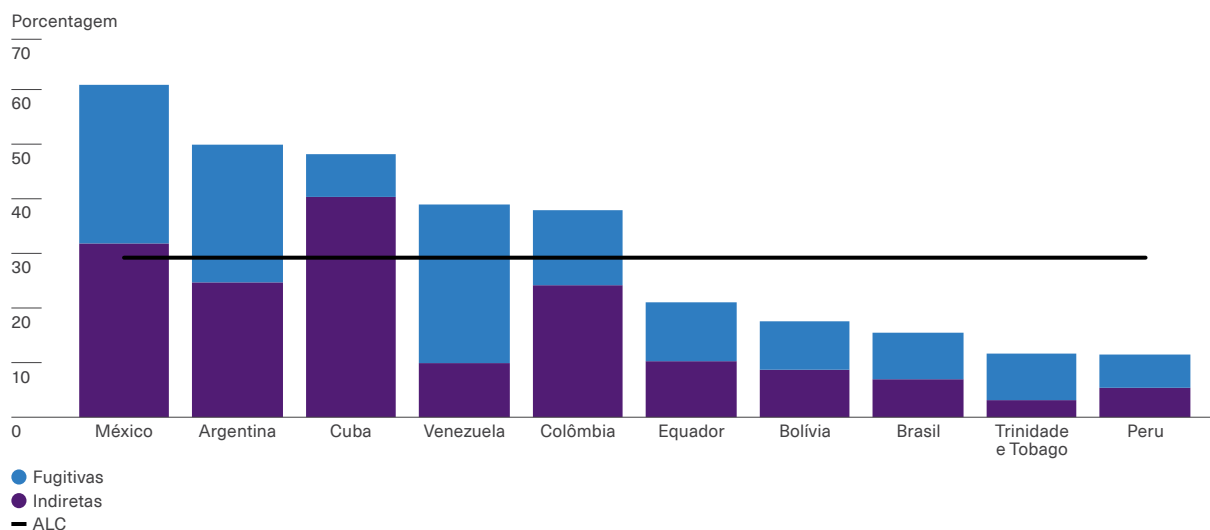
Segundo a AIE (2023f), a utilização de equipamentos mais eficientes poderia economizar cerca de 30% da energia necessária, com reduções equivalentes nas emissões. No entanto, a eletrificação total permitiria reduções de emissões ainda maiores, perto de três quartos do que atualmente é emitido

na produção¹⁸. Estima-se que mais da metade da produção mundial de petróleo e gás esteja localizada a menos de 10 km de uma rede elétrica e 75% esteja em uma área com bons recursos eólicos ou solares (AIE, 2023f), de modo que a energia nas instalações para exploração e produção (*upstream*) poderia ser fornecida pela rede elétrica ou mesmo gerada com fontes limpas de forma descentralizada no caso de lugares remotos.

● ●
No cenário de emissões líquidas zero da AIE, prevê-se uma redução de 17% no consumo de gás e petróleo, com uma diminuição de mais de 50% nas emissões associadas em 2030

Gráfico 5.4

Emissões da produção e transporte de combustíveis fósseis em relação às emissões totais por consumo de produtos finais



Nota: O gráfico mostra as emissões do setor fóssil provenientes do uso de energia (emissões indiretas) e as emissões fugitivas de metano liberadas na produção, transporte, refino e distribuição de carvão, gás, petróleo e derivados, como percentual das emissões totais do consumo dos combustíveis finais produzidos. As emissões provenientes do uso de energia são calculadas usando os fatores de emissão correspondentes a cada combustível. O consumo total refere-se ao consumo doméstico mais o consumo externo. Apresentam-se os países para os quais existem informações homogêneas sobre as emissões de metano.

Fonte: Elaboração própria com base na OLADE (2023b) e na AIE (2023j).

¹⁸ O restante abrange operações que não são viáveis para a eletrificação total, incluindo aquelas que exigem quantidades substanciais de calor e grandes emissões de processo (como instalações para a conversão de carvão em combustíveis líquidos). Ao mesmo tempo, os autores excluem a produção que ocorre em áreas distantes das redes ou com recursos solares ou eólicos escassos (AIE, 2023a).

No caso do carvão, 85% das emissões associadas à produção são emissões fugitivas de metano e representam 10% do total das emissões de metano das atividades humanas. É muito difícil reduzir estas emissões enquanto a produção continuar, uma vez que o processo envolve extração, fragmentação e separação do material que contém aprisionado o metano e provoca, portanto, sua liberação. Uma política fundamental é a eliminação das emissões passivas de metano das minas que deixaram de produzir, por exemplo, através do alagamento e da vedação das minas subterrâneas (ETC, 2023b).

O descomissionamento adequado dos campos de petróleo e gás também é crucial para mitigar os impactos ambientais da produção de recursos fósseis. Se isso não for feito, locais de produção abandonados podem emitir metano e liberar produtos nocivos para o meio ambiente, seja porque emergem do campo ou pela exposição de resíduos remanescentes da produção no meio ambiente. A Agência de

Proteção Ambiental dos EUA estima que existam cerca de 3,7 milhões de poços de petróleo abandonados (EPA, 2023b), dos quais aproximadamente 60% não têm tratamento de vedação para evitar derramamentos de metano e, em muitos casos, não têm proprietários bem definidos. O descomissionamento correto dessas explorações tem um custo médio estimado de mais de US\$ 70.000 para cada poço (Raimi et al., 2021).

O descomissionamento adequado dos campos desativados representa um custo relevante, embora muitas vezes não contemplado nas políticas de transição energética. Quando os campos são abandonados pelos operadores e não é possível determinar com certeza quem eram os proprietários e responsáveis pela operação (por exemplo, no caso de fechamento de empresas, falências e de estruturas complexas que envolvem várias empresas), o seu descomissionamento torna-se dispendioso para os Estados (são conhecidos como ativos órfãos).

O papel do gás natural na transição energética

Com base na discussão apresentada neste capítulo, conclui-se que as alternativas tecnológicas para descarbonizar a demanda de combustível ainda apresentam grandes desafios de viabilidade na escala requerida. Ao mesmo tempo, elas ainda não são muito competitivas em termos de custo em relação aos combustíveis fósseis que devem substituir. Nesse contexto, um espaço político promissor para reduzir as emissões no curto prazo no caminho para a descarbonização é a substituição de combustíveis líquidos derivados de petróleo e carvão por gás natural.



Um espaço político promissor para reduzir as emissões no curto prazo é a substituição de combustíveis derivados de petróleo e carvão por gás natural

O gás natural é composto principalmente de metano, que é o hidrocarboneto com o menor peso molecular, composto por um átomo de carbono e quatro

átomos de hidrogênio. Esta baixa relação entre o conteúdo de hidrogênio e de carbono significa que também é o hidrocarboneto com as menores emissões de CO₂ por unidade de energia fornecida. De fato, as emissões diretas associadas à combustão do gás natural são de 56 tCO₂ por terajoule (TJ), 32% menor do que a combustão do diesel e 70% menor do que a do carvão (IPCC, 2006). Além das emissões geradas no momento do consumo, os combustíveis fósseis passam por vários processos de produção que envolvem o uso de energia e, conseqüentemente, emissões indiretas associadas a esse consumo energético. Por último, sua produção e transporte são uma fonte de emissões fugitivas de metano. Considerando essas emissões indiretas, a combustão do gás natural produzido na América Latina e no Caribe está associada a emissões estimadas em 75 tCO₂/TJ, 23% menores do que as do diesel e 22% menores do que as do carvão mineral (vide capítulo 3). Isto significa que o uso do gás natural, nas condições atuais de produção na região, tem menos impacto sobre o aquecimento global do que outros combustíveis fósseis.

Quadro 5.3

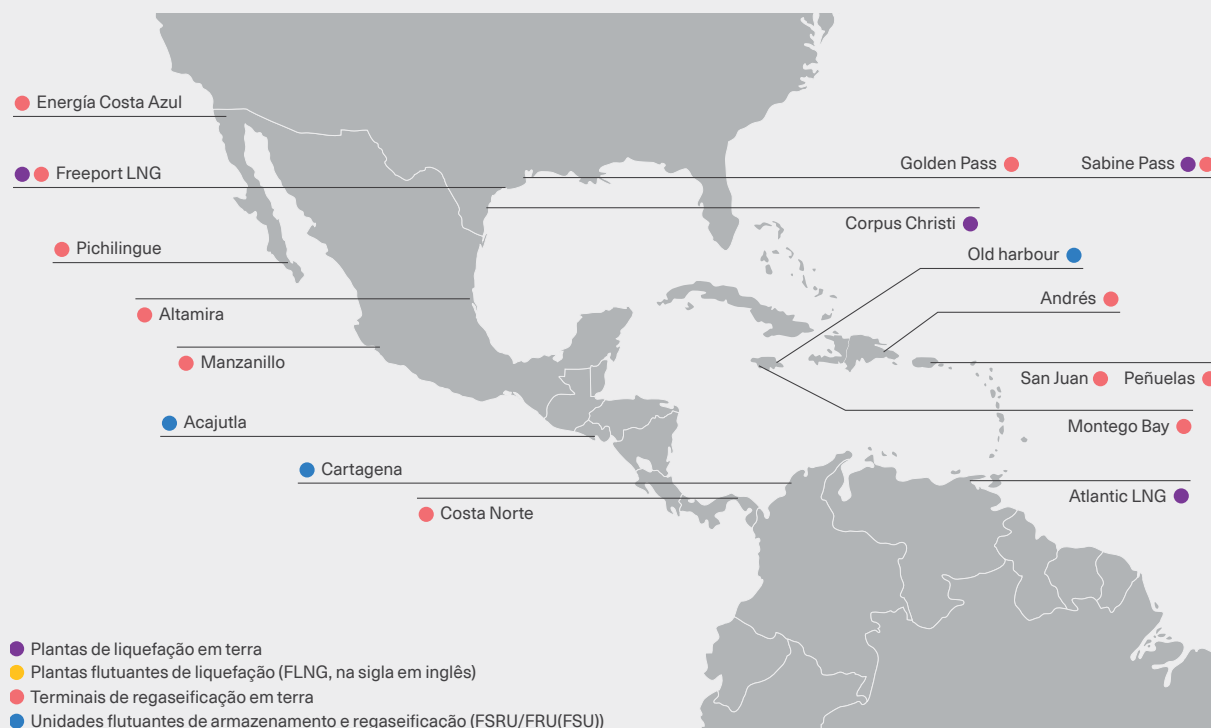
O papel do gás natural liquefeito em pequena escala para as pequenas economias insulares em desenvolvimento

O comércio de gás natural de longa distância requer infraestrutura específica e capital intensivo para a liquefação de gás na origem, o transporte marítimo em navios especializados e usinas de regaseificação no destino. Contudo, os recentes avanços tecnológicos na cadeia de valor do gás natural estão permitindo grandes reduções de custo para o estabelecimento de sistemas de gás liquefeito em pequena escala. Esses avanços são particularmente promissores para atender às necessidades energéticas dos países insulares em desenvolvimento, como os do Caribe (Perczyk e Rabinovich, 2023). Além disso, seria possível atender consumos energéticos em lugares remotos com acesso fluvial que têm menos impacto em localidades de alto valor ecossistêmico, como no caso de vilarejos na bacia amazônica (Oliveira Barbosa et al., 2023).

A União Internacional do Gás (IGU) define plantas de liquefação e regaseificação em pequena escala como aquelas com capacidade entre 200.000 e 4 milhões de metros cúbicos por dia (m³/dia). Essa escala permite que a distribuição e o uso do GNL sejam adaptados às necessidades específicas de mercados menores.

Figura 1

Terminais de GNL no Caribe em 2022



Fonte: Traduzida de GIIGNL (2023).

Essas cadeias de valor de pequena escala existem em duas alternativas (Rodríguez Pardina et al., 2022). A primeira consiste no transporte do GNL em navios gaseiros especializados e sua entrega em estado líquido a terminais de armazenamento e regaseificação de pequena escala. Dentre elas, as unidades flutuantes de armazenamento e regaseificação (FSRU, na sigla em inglês) são uma solução particularmente atraente para os países com litorais marítimos, pois permitem receber e reabastecer de GNL sem a necessidade de investir em infraestruturas de gás custosas a longo prazo. A segunda alternativa é a distribuição de GNL em contêineres construídos de acordo com o padrão da Organização Internacional de Normalização (ISO). Trata-se de tanques especializados com as mesmas dimensões dos contêineres comuns de transporte, permitindo o uso da infraestrutura portuária e de transporte terrestre existente. Da mesma forma, eles exigem plantas de liquefação de pequena escala próximas aos centros de consumo.

Essas tecnologias estão se tornando cada vez mais relevantes na sub-região do Caribe. Por exemplo, a empresa AES está desenvolvendo dois projetos na República Dominicana e no Panamá. Além disso, a empresa reconfigurou o terminal de reabastecimento de GNL em Santo Domingo (República Dominicana) em 2015 para remessas em pequena escala para as ilhas caribenhas próximas. A iniciativa faz parte de uma estratégia para desenvolver um mercado de distribuição radial (*hub-and-spoke*) para abastecer o Caribe e a América Central. Outro exemplo de uma estratégia semelhante foi realizado no terminal de Montego Bay (Jamaica) da empresa New Fortress Energy.

Esses projetos demonstram como essas iniciativas podem desenvolver mercados regionais de gás natural e exemplificam como grandes carregamentos de GNL podem ser redistribuídos em remessas menores para mercados próximos, fomentando uma nova demanda regional por este produto (Rodríguez Pardina et al., 2022).

O gás natural ainda detém mais vantagens sobre outros combustíveis em termos de poluição atmosférica local, pois sua combustão produz quantidades muito menores de óxidos de enxofre, óxidos de nitrogênio e partículas finas em suspensão do que aquelas emitidas por outros combustíveis fósseis. Esses poluentes têm impactos importantes sobre a saúde humana: a OMS estima que a maior exposição a partículas finas de 2,5 microns ($MP_{2,5}$) ocasionada por atividades humanas causa mais de 4,2 milhões de mortes prematuras por ano, devido à incidência de doenças cardiovasculares, doenças respiratórias e câncer (OMS, 2021).

Parte do atrativo da substituição de outros combustíveis por gás natural é que, em muitos casos, permite o uso de equipamentos existentes com alterações acessíveis e uma transição mais suave da indústria, permitindo o prolongamento da vida útil das tecnologias e dos bens em produção. Por exemplo, o setor

automotivo na Argentina, no Brasil ou no Peru já possui padrões para o uso flex de gás natural comprimido e gasolina em veículos. Isso pode facilitar a redução de emissões onde as redes de distribuição de gás natural já estão em operação e onde as redes de transmissão de eletricidade estão congestionadas. Por outro lado, no setor de elétrico, é possível modificar as usinas termoeletricas a carvão para que funcionem com gás natural, resultando em gastos de capital até 30% menores do que a instalação de uma nova usina (EIA, 2020c; Siemens Energy, s. f.).

Por exemplo, a substituição de 50% do uso de carvão e combustíveis derivados de petróleo por gás natural acarretaria uma redução de 157 milhões de tCO_2e /ano, equivalente a 6,9% das emissões de origem energética da região, que podem ser maiores se forem tomadas medidas para reduzir ou eliminar as emissões fugitivas¹⁹.

19 O cálculo considera emissões diretas, indiretas e fugitivas proporcionalmente (tabela 3.2).



Se metade do uso de carvão e combustíveis derivados de petróleo fosse substituída por gás natural, as emissões energéticas da região diminuiriam 7%

A disponibilidade de recursos de gás natural em alguns países da América Latina e do Caribe e o menor perfil de emissões e poluentes locais associados ao seu uso podem ser uma oportunidade para ajudar nas reduções de emissões em outros países dentro e fora desta região por meio da integração às cadeias de valor de gás natural liquefeito durante a transição. O desenvolvimento da capacidade de produção na região para ocupar uma posição de exportação pode permitir algum deslocamento do consumo global de carvão, o que contribuiria para a redução de emissões no curto prazo. O consumo mundial de carvão é ainda maior do que o de gás natural, representando 27% das fontes de energia primária (171 TJ), enquanto na região ele representa apenas 5% (1,6 TJ) (OLADE, 2023a). Inclusive uma pequena participação na substituição global do carvão pelo gás permitiria monetizar as reservas regionais de gás e contribuiria para a descarbonização global no curto prazo.

Avaliando estratégias baseadas no gás natural

Dois aspectos são centrais para avaliar até que ponto um projeto de gás natural contribui ou não para a redução de emissões relacionadas à energia. Primeiro, a sua contribuição adicional no curto prazo. Segundo, o seu impacto na dinâmica da composição energética no longo prazo.

O primeiro aspecto é determinar a real contribuição de um projeto para a redução de emissões, considerando cuidadosamente o que aconteceria com o consumo se tal projeto não fosse implementado. Por exemplo, um projeto de gasoduto que visa substituir as importações de gás natural em favor de uma fonte doméstica não contribui para a redução de emissões, embora possa ser valioso para a busca de outros objetivos fiscais ou setoriais. Em troca, quando este investimento substitui o uso doméstico de lenha,

ele pode contribuir para a redução de emissões. No entanto, o cenário contrafactual precisa ser cuidadosamente considerado para esta avaliação. Em outro exemplo, se essas famílias estivessem planejando eletrificar seu consumo, o projeto não poderia mais ser considerado como uma contribuição para a redução de emissões.

O segundo aspecto refere-se a como será afetada a trajetória de uso das diferentes fontes de energia a longo prazo se houver incentivo ao uso de gás no curto prazo. Embora o gás natural apresente um impacto ambiental menor do que outros combustíveis, ele está longe de ser uma solução neutra em carbono. Conforme o exposto na subseção “O domínio atual dos combustíveis fósseis”, tanto as decisões de investimento em produção como em equipamentos provavelmente aprofundarão ainda mais a dependência dos combustíveis fósseis devido aos incentivos dos agentes envolvidos para prolongar o uso de combustíveis até o fim da vida útil dos bens duráveis e de capital.

Uma maneira de minimizar os riscos do efeito de bloqueio nas decisões atuais é que os governos e os agentes considerem a readequação de equipamentos para uso de gás natural como uma etapa incluída em uma possível sequência a longo prazo rumo à descarbonização. As trajetórias de descarbonização consideram quais alternativas de energia de baixa emissão são mais promissoras a longo prazo e até que ponto as alternativas atuais são compatíveis com essa solução de longo prazo.

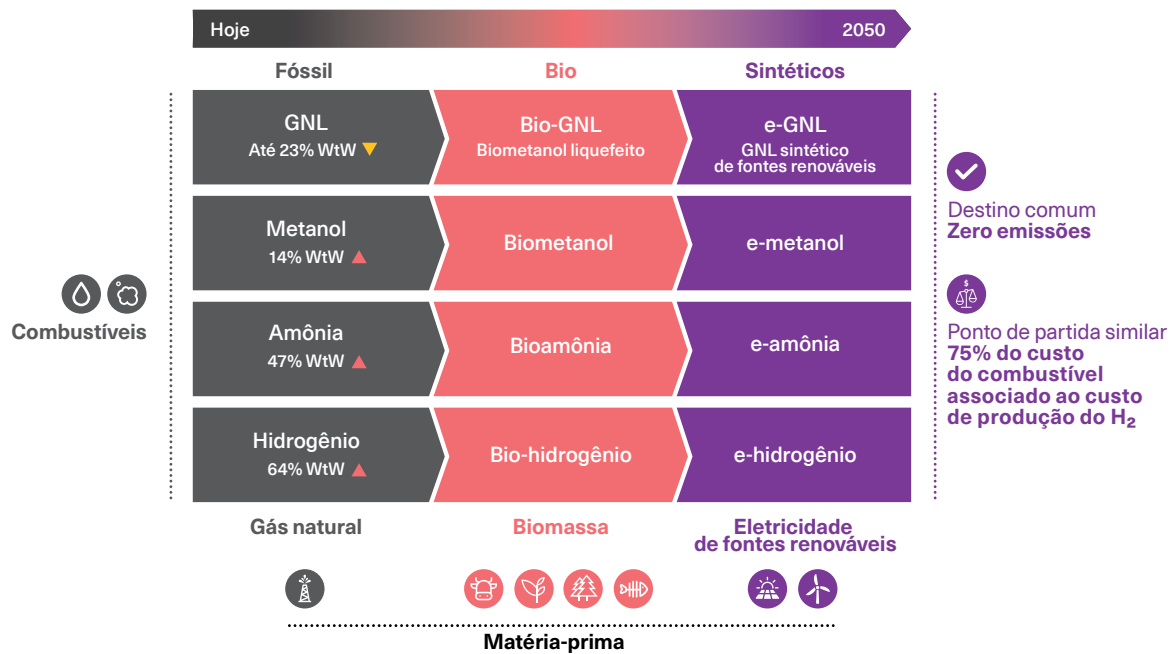


Dois aspectos centrais para avaliar as estratégias baseadas no uso do gás natural são a sua contribuição adicional no curto prazo e o seu impacto na dinâmica da composição energética no longo prazo

A figura 5.1 apresenta um exemplo esquemático de diversas trajetórias de descarbonização diagramadas pela SEA-LNG, um consórcio de empresas de gás e transporte que defende a adoção do gás liquefeito no transporte marítimo. Esse é um dos setores em que se espera que os combustíveis continuem a ser usados a longo prazo, na ausência de desenvolvimentos tecnológicos disruptivos.

Figura 5.1

Trajetórias alternativas para a descarbonização do transporte marítimo



Nota: A figura apresenta esquematicamente quatro trajetórias alternativas para a descarbonização do setor de acordo com o tipo de combustível com soluções tecnológicas intermediárias para minimizar o efeito bloqueio. WtW é o acrônimo do termo *well to wheel* (do poço à roda), um método para avaliar de forma completa e precisa o consumo e as emissões de uma fonte de energia, considerando todo o seu ciclo de vida.

Fonte: Traduzida de SEA-LNG (2023).

O esquema propõe quatro trajetórias alternativas para a descarbonização do setor, com base no uso de gás liquefeito, metanol, amônia e hidrogênio. Cada alternativa envolve soluções tecnológicas diferentes entre trajetórias, mas uma adaptação fácil ou imediata entre os estágios da mesma trajetória, o que minimiza os efeitos de bloqueio. No caso do gás liquefeito, por exemplo, o estudo sugere que a atual adoção de embarcações propulsadas por este produto, em vez de diesel para a navegação marítima, implicaria a redução de até 23% nas emissões, permitindo uma transição direta para o gás liquefeito de base orgânica primeiro e para o sintético a longo prazo.

Concluindo, é essencial reconhecer que, para interromper o aquecimento global a longo prazo, é necessário zerar as emissões líquidas de gases de efeito estufa em nível global. Isso significa que qualquer uso residual de combustível fóssil que permaneça a longo prazo, incluindo o gás natural, deverá ser efetivamente compensado pela captura e armazenamento de carbono em outros setores. Portanto, as estratégias que aproveitam os atributos do gás natural durante a transição para sistemas energéticos sustentáveis devem incorporar medidas específicas para prevenir efeitos de bloqueio que perpetuem a dependência dos combustíveis fósseis.



Transição energética nas indústrias de difícil descarbonização

- Caracterização das indústrias difíceis de descarbonizar

- Políticas para avançar na descarbonização

- Oportunidades para o desenvolvimento da América Latina e do Caribe

- Tecnologias para a transição energética



Mensagens-chave

1

As indústrias de cimento, aço e produtos químicos enfrentam desafios significativos para descarbonizar devido ao uso intensivo de combustíveis fósseis e às emissões inerentes ao processo de produção. Apesar de tais desafios, essas indústrias são vitais para a economia, fornecendo insumos essenciais para a construção, o transporte, a agricultura e uma variedade de produtos de uso diário feitos de plástico.

2

América Latina e o Caribe tem um potencial significativo para o desenvolvimento de indústrias verdes, dada a sua abundância de recursos naturais e as possibilidades de geração de energia limpa a partir de fontes renováveis. Para concretizar esse potencial, será necessário promover ainda mais os projetos de hidrogênio verde, um insumo essencial para as indústrias com uso intensivo de energia, que poderia ser utilizado como combustível.

3

A região pode se tornar uma exportadora líquida de aço produzido com hidrogênio verde em poucos anos, explorando o surgimento de mercados, como o setor automotivo, que têm metas de “emissão zero” a curto e médio prazo. Além disso, deverá aproveitar o desenvolvimento da indústria do hidrogênio para a produção de fertilizantes e plásticos com baixas emissões líquidas.

4

Dada a complexidade da descarbonização dessas indústrias, serão necessárias soluções do lado da demanda. Exemplos claros disso são as melhorias de eficiência no uso de concreto, o aumento da recuperação de sucata de aço, o uso eficiente de fertilizantes e, principalmente, a aplicação de princípios de circularidade no uso e na produção de plástico.

5

A prioridade de curto e médio prazo para a América Latina e o Caribe não deve ser a neutralidade de carbono, mas sim aproveitar as novas tecnologias e mercados para melhorar a produtividade e se posicionar em segmentos que ofereçam prêmios por baixos níveis de carbono.

6

Na indústria de cimento, o primeiro passo deve ser substituir o carvão por biomassa, na medida do possível, aproveitando a abundância desse recurso na região.

7

O gás natural será fundamental na indústria de amônia, juntamente com o hidrogênio verde, permitindo que a região se beneficie da riqueza desse recurso.

8

Tanto essas indústrias quanto as que consomem menos energia reduzirão significativamente suas emissões à medida que houver progresso na geração de eletricidade com recursos renováveis e na eletrificação de processos que utilizam combustíveis fósseis.

9

A captura de carbono ganhará importância no médio e longo prazo, à medida que a tecnologia amadurecer e seus custos diminuam. Nesse sentido, a região também tem potenciais de desenvolvimento, pois o carbono capturado pode ser reutilizado na produção de amônia ou plásticos, reinjetado em depósitos de petróleo esgotados ou para recuperação avançada de petróleo.

Transição energética nas indústrias de difícil descarbonização¹

Introdução

O setor industrial gera 11% das emissões diretas de gases de efeito estufa (GEE) e 24% das emissões de energia na América Latina e no Caribe (ALC). Desagregando os dados por sub-regiões, observa-se que esses valores se mantêm no caso da América Latina, enquanto no Caribe a indústria representa 25% das emissões diretas e 28% das emissões energéticas (Minx et al., 2021)². Essa porcentagem maior é parcialmente explicada pelas altas emissões da indústria de Trindade e Tobago, que é intensiva na extração e no uso de combustíveis fósseis. Dentro da indústria, apenas três subsetores representam 57% dessas emissões diretas: as indústrias siderúrgica, cimenteira e química (Minx et al., 2021).

Além de terem emissões elevadas, esses três subsectores possuem três características que os destacam:

- São indústrias essenciais para as economias modernas. O cimento é essencial para a construção; o aço, para diversos setores, como construção e transporte; e os produtos químicos, para a agricultura e a indústria de plásticos, entre outros.
- Possuem altas intensidades de carbono. Essa característica é explicada principalmente por sua alta intensidade energética, pois tradicionalmente utilizam combustíveis fósseis como principal insumo no processo de produção.
- Possuem poucas alternativas atualmente viáveis que lhes permitam descarbonizar seus processos de produção no curto prazo.

¹ Este capítulo foi elaborado por Juan Odriozola com a assistência de pesquisa de Franco Degiuseppe.

² Os países considerados por Minx et al. (2021) em cada sub-região podem ser encontrados no apêndice do capítulo, disponível on-line.



11% das emissões diretas de gases de efeito estufa e 24% das emissões de energia da América Latina e do Caribe são geradas pelo setor industrial

As indústrias sem uso intensivo de energia caracterizam-se essencialmente por suas baixas ou médias necessidades em termos de temperatura para seus processos de produção. Dentro dessas indústrias, o processamento de alimentos se destaca em primeiro lugar, seguido pela mineração. A demanda de energia desses setores é, em geral, eletricidade ou combustíveis fósseis para motores ou máquinas de processamento e representa cerca de metade da demanda de energia do setor industrial na região. Portanto, os padrões de eficiência para motores, a eletrificação de processos, a adoção de bombas de calor, o uso de biocombustíveis ou a autogeração de energia são ações que possibilitam a descarbonização eficiente e podem ser realizadas pelas empresas desses setores. A descarbonização da rede elétrica dos países teria, por sua vez, um impacto direto sobre essas indústrias, que se tornaria mais importante à medida que esses setores começassem a eletricificar seus processos (AIE, 2023I).

As economias da América Latina e do Caribe tornaram-se menos complexas ao longo do tempo. Essa menor complexidade se traduz em menor intensidade energética em relação à média global. Por exemplo, os combustíveis fósseis para processos que requerem altas temperaturas representam 50% do uso de energia na indústria da região,

significativamente menos do que a média global, que está próxima de 65%.

Podemos destacar duas barreiras principais para uma rápida transição energética na indústria dessa região. A primeira é o alto custo de capital, que no Brasil e no México, por exemplo, era de duas a três vezes maior em 2021 do que na China, na Europa e nos Estados Unidos. A segunda barreira está diretamente relacionada à anterior. Os custos de financiamento para as economias da América Latina e do Caribe são relativamente altos, um problema associado em parte à instabilidade de suas economias. Por exemplo, os rendimentos dos títulos soberanos brasileiros em reais ultrapassaram 12% em 2023 e os títulos soberanos mexicanos quase 9%, o que é duas a três vezes maior do que os rendimentos nos Estados Unidos e nos países europeus. Ao mesmo tempo, o desenvolvimento dos sistemas financeiros domésticos na América Latina e no Caribe é baixo (AIE, 2023I).

Este capítulo descreve as características mais importantes das indústrias que enfrentam as maiores barreiras para uma transição energética, seus padrões de emissão e alternativas viáveis de descarbonização, com foco principal na transição energética. Centra-se também nos aspectos técnicos e nas políticas específicas relevantes para essas indústrias, pelo que não serão discutidas políticas transversais, como os preços do carbono, uma vez que a sua discussão está além do escopo deste capítulo. Neste, são descritas as características dos setores com uso intensivo de energia, analisando cada um deles em detalhes: a indústria de cimento, a indústria siderúrgica e a indústria química e petroquímica.

Caracterização dos setores com uso intensivo de energia

As indústrias com uso intensivo de energia representam 13% das emissões de energia e 6% das emissões diretas na América Latina e no Caribe. Analisando cada sub-região separadamente, as emissões diretas das indústrias com uso intensivo de energia na América Latina representam cerca de 6% de

suas emissões totais, enquanto as do Caribe estão próximas de 12% (Minx et al., 2021). Outras fontes que consideram as emissões totais do setor mostram valores ainda mais altos. De acordo com a Comissão Econômica para a Europa (UNECE, 2021), essas indústrias representam 25% do total de emissões de

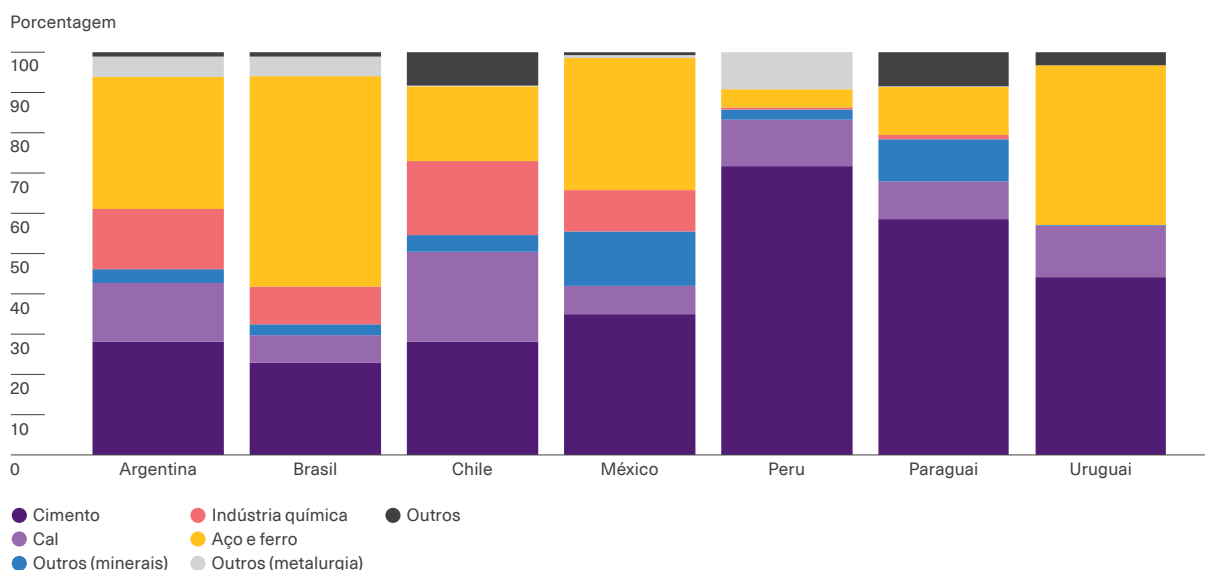
GEE e 66% das emissões globais do setor industrial. Pupo e González (2023) mostram que as emissões desses setores na América Latina e no Caribe representam 15% do total da região e 90% das produzidas por seu setor industrial. No nível da indústria, esses valores são semelhantes aos informados pelos governos da região (Pupo e González, 2023) (gráfico 6.1).

Em relação às três indústrias destacadas, o ferro e o aço representam 1,7% das emissões diretas da América Latina e do Caribe e 15% das emissões diretas do setor industrial da região; a indústria de cimento representa 1,3% das emissões diretas regionais e 12% das do setor como um todo, enquanto a indústria

química representa 3,4% das emissões primárias regionais e 30% das emissões primárias industriais (Minx et al., 2021). O gráfico 6.2 mostra a intensidade de emissão e energia para esses setores. Pode-se observar que a amônia e os produtos químicos de alto valor (HVC, na sigla em inglês)³ são os de maior consumo de energia, necessitando entre 46 gigajoules por tonelada de produto (GJ/t) e 80 GJ/t, respectivamente, e emitindo entre 1 e 2,4 toneladas de dióxido de carbono por tonelada de produto (tCO₂/t). Embora o cimento tenha uma intensidade energética significativamente menor do que a de outras indústrias pesadas, para cada tonelada de cimento produzida, são emitidas 0,6 tCO₂.

Gráfico 6.1

Emissões de GEE resultantes de processos industriais em países selecionados da América Latina em 2018



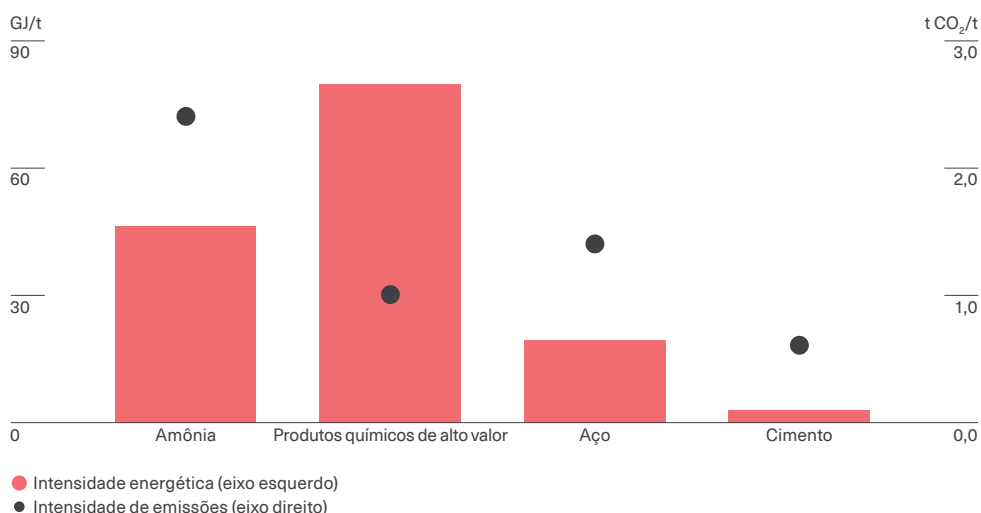
Nota: O gráfico foi elaborado com informações públicas dos inventários de gases de efeito estufa (INGEE) dos países representados. A categoria "outros" inclui (i) o uso de combustível não energético e produtos solventes; (ii) a indústria eletrônica; (iii) a fabricação e o uso de outros produtos; (iv) a indústria de papel e celulose; e (v) a indústria de alimentos e bebidas. O gráfico exclui a categoria 2F (de acordo com a classificação do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas [IPCC, 2006]), que consiste em emissões associadas ao "uso de substitutos para substâncias que destroem a camada de ozônio".

Fonte: Secretaria do Ambiente e Desenvolvimento Sustentável (2019); MCTI (2022); MMA (2020); INECC (2018); MADES (2020), MINAM (2020) e Ministério do Meio Ambiente (2020).

³ O metanol não está incluído devido à falta de dados concretos; no entanto, conforme relatado pela Agência Internacional de Energia (AIE, 2021a), a intensidade energética seria de cerca de 40 GJ/t e a intensidade de carbono seria próxima de 2,2 tCO₂/t.

Gráfico 6.2

Intensidade de energia e de emissões



Fonte: Elaboração própria com base em dados da AIE (2021a).

As indústrias de cimento, aço e produtos químicos são essenciais para as economias modernas, são intensivas em carbono e têm alternativas limitadas de mitigação

A importância dessas indústrias para o desenvolvimento das economias pode ser vista na evolução da demanda por seus principais produtos. Se considerarmos o período 1990-2020, a demanda global por aço cresceu cerca de 2,5 vezes, enquanto a demanda por cimento e plásticos multiplicou-se por mais de 3,5 (IPCC, 2023). Quando esses crescimentos são comparados com os do PIB ou da população mundial, pode-se observar que a produção global cresceu cerca de 2,5 vezes nesse período, enquanto a população mundial cresceu 1,5 vezes (IPCC, 2023). Embora a indústria manufatureira não seja o principal setor produtivo dos países da América Latina e do Caribe, é a fonte de 13% do emprego total da região e também representa cerca de 13% de seu PIB (ALACERO, 2021). Conforme

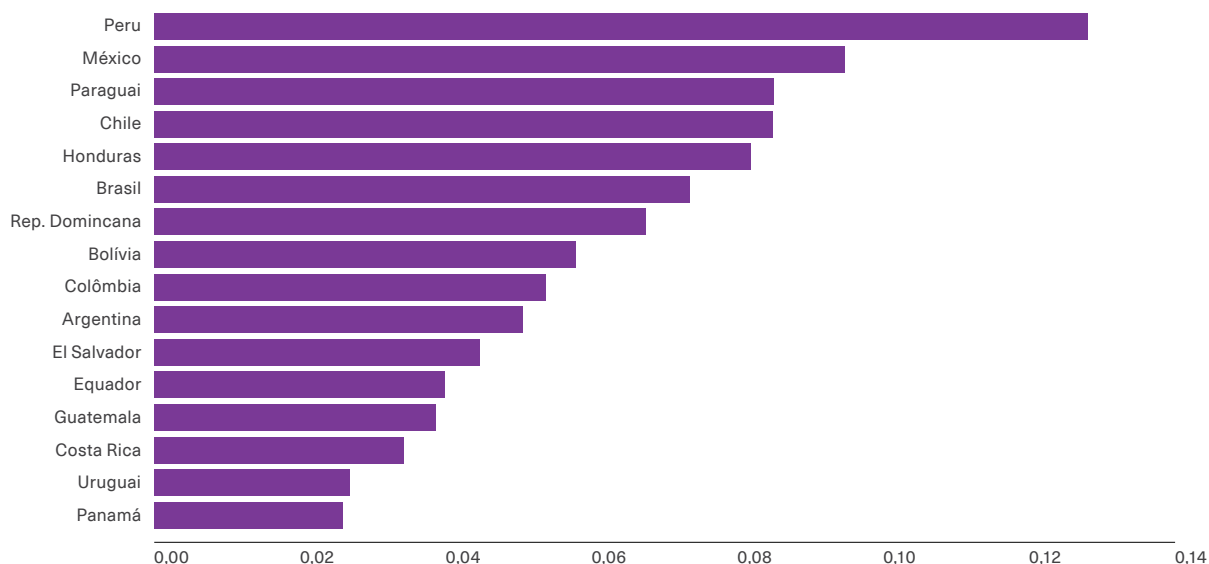
explicado abaixo, a transição energética oferece uma oportunidade para o desenvolvimento dessa indústria na região. O gráfico 6.3 mostra o valor agregado dessas três indústrias no seu conjunto nos países para os quais há dados disponíveis. Pode-se observar que a indústria pesada tem um impacto baixo em países como Panamá e Uruguai, representando menos de 3% do valor agregado da economia, enquanto no Peru, por exemplo, ela representa quase 13%.

Por fim, também se percebe uma grande heterogeneidade na região em termos de intensidade energética, medida como o uso de energia em relação ao valor agregado, e intensidade de carbono, medida como a quantidade de emissões de CO₂ equivalente⁴ (CO₂eq) sobre o valor agregado. O gráfico 6.4 mostra a intensidade de carbono e energia para alguns países da América Latina e do Caribe. Pode-se observar que, embora haja uma correlação positiva entre essas medidas, países como Costa Rica, República Dominicana e Uruguai têm alta intensidade energética, mas uma intensidade de carbono significativamente menor do que a dos principais produtores industriais, como Argentina, Brasil e México.

4 CO₂eq é uma medida para comparar as emissões totais de diferentes GEEs.

Gráfico 6.3

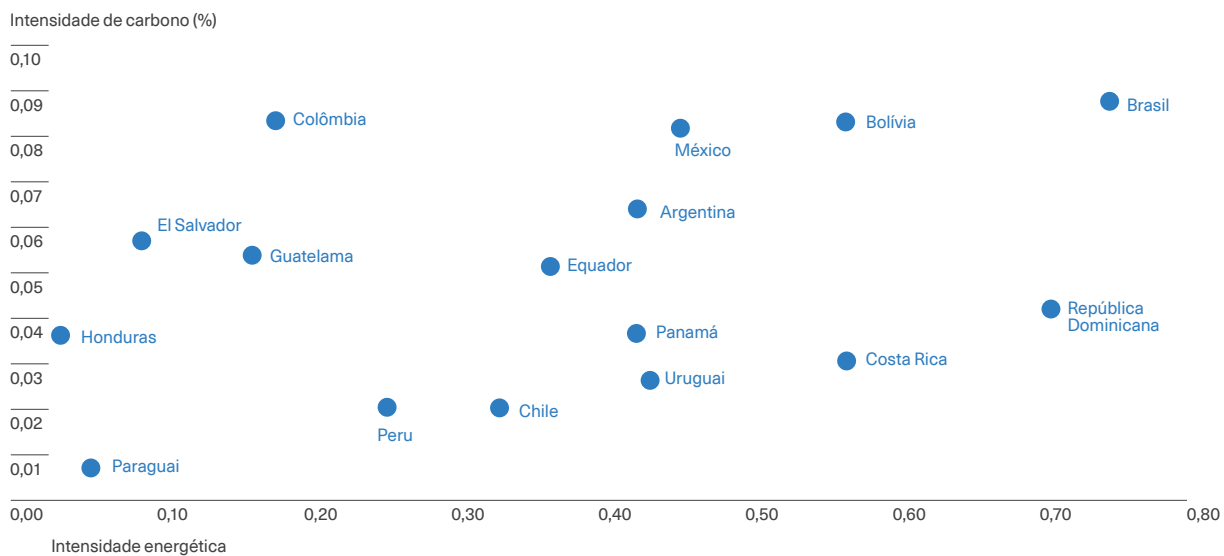
Proporção do valor agregado das indústrias pesadas no valor agregado total dos países da América Latina e do Caribe em 2017



Fonte: Elaboração própria com base em dados de Aguiar et al. (2022).

Gráfico 6.4

Relação entre intensidade de carbono e intensidade energética em indústrias pesadas dos países da América Latina e do Caribe em 2017



Fonte: Elaboração própria com base em dados de Aguiar et al. (2022).

Quadro 6.1

Um caso de iniciativas privadas precoces na transição energética

O Aeroporto Internacional de Carrasco foi pioneiro na geração de energia renovável. Entre 2015 e 2016, importantes obras começaram a ser realizadas com o objetivo de melhorar a eficiência energética e a sustentabilidade dessa infraestrutura. Em 2018, foi inaugurada a usina solar, tornando-se o primeiro aeroporto da América Latina com energia renovável fotovoltaica. Os painéis instalados possuem tecnologia de rastreamento solar, o que lhes permite aumentar a captação de energia em cerca de 23% ou 24% em comparação com os painéis solares fixos. Para uma instalação correta foi necessário um investimento em planejamento a fim de evitar a interferência da reflexão solar nas aeronaves em circulação.

Além desse grande projeto, foram feitos outros investimentos para a transição energética do aeroporto, como a substituição de caldeiras a gás por bombas de calor elétricas, a instalação de iluminação com tecnologia LED e a renovação dos ventiladores de ar-condicionado. Recentemente, a inteligência artificial começou a ser utilizada para modular a injeção dos ventiladores de ar-condicionado a fim de otimizar o consumo elétrico, o que, por sua vez, possibilita medir e garantir a qualidade do ar dentro do edifício. A expansão do parque solar e o investimento em um parque eólico externo também foram avaliados, mas as restrições regulatórias uruguaias impediram o avanço desses projetos.

O aeroporto é certificado com a norma ISO 14064-1 e no Programa Global de Gestão de Carbono para Aeroportos (ACA), nível 2, reconhecimentos concedidos pela quantificação e gestão realizados para a redução das emissões de gases de efeito estufa.

O projeto foi promovido pela Comissão de Aplicação da Lei de Investimentos (COMAP), que oferece financiamento e isenção de determinados impostos, taxas e tributos. Esse impulso, juntamente com as melhorias de eficiência implícitas nos projetos mencionados anteriormente, permitiu que o investimento total fosse recuperado em menos de quatro anos. É importante ressaltar que os custos dos painéis fotovoltaicos caíram drasticamente desde o investimento no aeroporto, destacando ainda mais o fato de que, com planejamento e regulamentação corretos e suporte financeiro adequado, os projetos privados podem impulsionar a transição energética que busca melhorias na eficiência.

Fonte: Elaboração própria com base em entrevistas com o engenheiro Jorge Navarro, Gerente Corporativo de Infraestrutura e Manutenção de Aeroportos do Uruguai, realizadas especificamente para este relatório.

Cimento

O cimento é o segundo produto mais consumido no mundo, superado apenas pela água (UNECE, 2021; Zhu et al., 2022) e espera-se que sua demanda cresça de 12% a 23% até 2050 (AIE, 2018a). Por sua vez, o cimento é o produto industrial com maiores emissões de CO₂ por dólar de receita. Cada dólar de receita gerada emite 6,9 quilogramas (kg) de CO₂, enquanto para o aço, por exemplo, essa relação é de 1,4 kg de

CO₂ por dólar (Czigler et al., 2020). Na América Latina e no Caribe, Argentina, Brasil, Colômbia e México se destacam no setor de cimento, pois, juntos, representam 75% da produção regional. Ressalta-se que o cimento tem uma baixa relação valor-peso, ou seja, tem um alto custo de transporte e baixo custo de armazenamento (Kusuma et al., 2022). Como resultado, a maior parte do cimento consumido é produzida

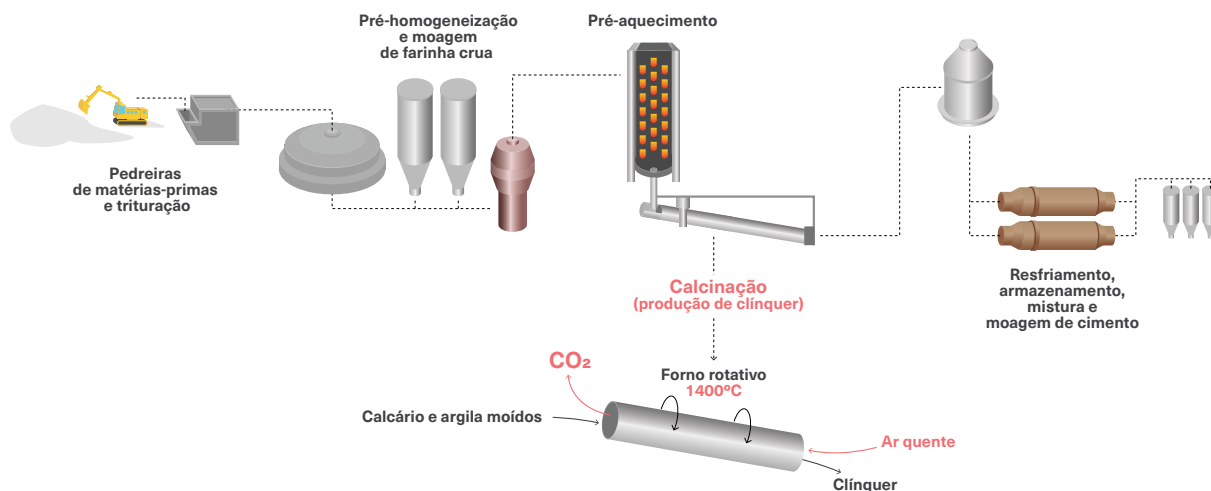
localmente, com algumas exceções nas ilhas do Caribe, razão pela qual a indústria é importante para o desenvolvimento do setor de construção na maioria dos países da região. Em um relatório da Federação Interamericana de Cimento (FICEM, 2019), observa-se que a grande maioria dos países da região tem um consumo semelhante ou inferior à sua produção de cimento. A principal exceção é o Suriname, onde o consumo é de 2 a 4 vezes maior que a produção. Em seguida, vêm Chile, El Salvador, Jamaica, Porto Rico e Trindade e Tobago, onde a produção nacional representa pelo menos 80% do consumo total.

● ●

A maior parte do cimento consumido é produzida localmente, pelo que essa indústria é importante para o desenvolvimento do setor de construção na maioria dos países da região

A produção de cimento não emite apenas CO_2 . Vários poluentes locais são emitidos tanto no processo de extração dos principais insumos para a produção de cimento quanto no próprio processo de produção. Durante a produção são geradas cinzas, resíduos de rocha e poeira, que contêm poluentes atmosféricos, como material particulado (MP)⁵ e resíduos sólidos. No próprio processo de produção também são liberadas grandes quantidades de óxidos de nitrogênio (NO_x) e, em menor escala, dióxido de enxofre (SO_2) (Kusuma et al., 2022), que são poluentes atmosféricos que afetam a saúde das pessoas e se decompõem na atmosfera em $\text{MP}_{2.5}$ ⁶. Em vários estágios da produção de cimento, a água é usada para sistemas de lavagem e é misturada com produtos de limpeza e partículas de ferro, entre outros, que a poluem (Adeyanju et al., 2020; Zhu et al., 2022).. É por tudo isso que a indústria precisa investir em esforços que lhe permitam satisfazer o aumento esperado da demanda, minimizando os danos ambientais.

Figura 6.1
Processo de produção de cimento



Fonte: Elaboração própria em base em UNECE (2021).

5 O material particulado é uma mistura de partículas sólidas e líquidas encontradas no ar. Sua inalação pode causar problemas de saúde, como asma, demência e aumento da mortalidade por causas respiratórias.

6 O número indica o tamanho das partículas em micrômetros. O $\text{MP}_{2.5}$ é o material particulado que representa os maiores riscos à saúde.

Quadro 6.2

Um caso de iniciativas privadas com soluções do lado da demanda

A RCD Reciclaje é a primeira usina de processamento de resíduos de construção no Uruguai. Essa empresa inicia suas operações no canteiro de obras, classificando os resíduos e transportando o entulho limpo, que é então processado em sua fábrica. Utilizando um triturador elétrico, esse resíduo é transformado em agregados reciclados que servem de matéria-prima para a fabricação de vários produtos de concreto reciclado: pavimentação ecológica, mobiliário urbano e vasos para plantas, entre outros. Embora o concreto reciclado ainda não seja usado em projetos estruturais, a empresa está atualmente realizando um projeto com a Faculdade de Engenharia para avaliar a viabilidade do uso desse material em tais projetos. Além desses produtos, a empresa oferece planos abrangentes para a correta gestão de resíduos, alinhados com os princípios da economia circular.

O processo de recuperação e reciclagem tem dois importantes impactos de sustentabilidade: primeiro, classifica os vários resíduos do canteiro de obras e reduz a quantidade de resíduos que acabam em aterros municipais; e, segundo, reduz as emissões associadas à demanda de cimento. Embora o cimento seja usado na produção de concreto reciclado, ao reutilizar o concreto existente, há menos necessidade de extrair novas matérias-primas, diminuindo assim as emissões associadas à produção de cimento. Além disso, o processo de reciclagem envolve menos consumo de energia do que a fabricação de cimento a partir de matérias-primas virgens.

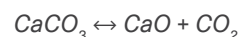
O empreendimento está enquadrado na Lei de Gestão de Resíduos, que busca prevenir e reduzir o impacto negativo da geração e gestão de resíduos. A RCD Reciclaje foi distinguida pela Rede Empresarial para o Desenvolvimento Sustentável (DERES) por cumprir o Objetivo de Desenvolvimento Sustentável (ODS) 11, sobre cidades e comunidades sustentáveis, e o ODS 12, sobre consumo e produção sustentáveis. Também recebeu o prêmio “Uruguai Circular” na categoria de MPMEs, concedido pela Parceria de Ação em Economia Verde (PAGE, na sigla em inglês), juntamente com a Organização das Nações Unidas para o Desenvolvimento Industrial (ONU DI) e a Agência Nacional de Desenvolvimento (ANDE), e recebeu o Prêmio Nacional de Meio Ambiente “Uruguai Natural” do Ministério do Meio Ambiente.

Atualmente, a iniciativa beneficia Montevideu e a área metropolitana, embora a empresa esteja avaliando um projeto de planta móvel para ampliar seu alcance.

Fonte: Elaboração própria com base nas entrevistas com a arquiteta Giannina Ceruti, Diretora e Cofundadora da RCD Reciclaje, realizadas especificamente para este relatório.

Para entender como essas emissões e danos podem ser minimizados, é importante compreender o processo de produção do cimento. O cimento é obtido por meio da moagem de matérias-primas, principalmente calcário e argila, transformando-as em pó, que é então aquecido em fornos a altas temperaturas (1.450 °C), produzindo clínquer de cimento, que é misturado principalmente com gesso para criar o produto final. Oitenta e seis por cento das emissões de toda a cadeia de valor, desde a extração da pedra até a logística no local, são produzidas nessa fabricação de clínquer (UNECE, 2021). Desses 86%, 60%

são provenientes da calcinação do calcário (CaCO_3). Nesse processo, ao ultrapassar 900 °C, o calcário se transforma em óxido de cálcio (CaO), liberando CO_2 :



Os 40% restantes são produzidos pela queima de combustíveis para esse processo de calcinação. O combustível mais comum para a produção de clínquer é o carvão, cuja queima gera as maiores emissões de CO_2 entre todas as fontes fósseis. Aproximadamente, para cada tonelada de cimento



produzida, são liberados entre 700 kg e 935 kg de CO₂ (Bernstein et al., 2007), sendo essa variação explicada por diferenças na eficiência energética, na intensidade de carbono do combustível utilizado, na intensidade de carbono da energia consumida e no teor de clínquer no cimento.



86% das emissões de toda a cadeia de valor do cimento são produzidas na fabricação do clínquer, seu principal insumo

Dado o padrão de emissões da produção de cimento, as alternativas de mitigação e eficiência energética podem ser divididas em duas partes. Em primeiro lugar, estão as políticas de eficiência energética que reduzem a queima de combustíveis fósseis e produzem cimento com mais eficiência. Em segundo lugar, aquelas que reduzem as emissões diretas do processo de calcinação. Essas emissões são as mais difíceis de mitigar, pois são liberadas pela reação química do calcário quando exposto a altas temperaturas. A principal alternativa nesse sentido é reduzir o teor final de clínquer no cimento, uma vez que a produção desse insumo é o que gera as maiores emissões, ou usar insumos que substituam esse produto.

Tecnologias para a transição energética

Ao analisar o uso de energia do setor, observa-se que 100% da energia térmica utilizada na produção de cimento é para obter clínquer, enquanto os processos de moagem e embalagem usam principalmente energia elétrica (Pupo e González, 2023). Esses dados reforçam a ideia de que o processo que requer mais inovação e melhorias na eficiência energética, nesse caso, é a produção de clínquer.

Os dois principais avanços em termos de medidas de eficiência energética são o uso de fornos modernos, que oferecem uma melhor relação entre a energia consumida e os produtos obtidos, e combustíveis alternativos no processo de queima, como biomassa ou resíduos (AIE, 2018a). Mais de 65% da produção global de clínquer usa fornos rotativos com pré-calcinador e pré-aquecedores de suspensão (Marmier, 2023), que são a solução mais eficiente para reduzir as emissões geradas nesse processo de aquecimento (Heincke et al., 2023). O pré-calcinador tem as vantagens de melhorar a taxa de decomposição do cimento, diminuir a carga térmica do forno rotativo e reduzir o tamanho do forno e a produção em larga escala (Zhu et al., 2022). Na prática, isso se traduz em menores emissões de NO_x e maior recuperação do calor gerado, o que

significa menor consumo de eletricidade e combustível e, conseqüentemente, uma redução nas emissões de CO₂. Esses fornos, acompanhados de caldeiras de recuperação de calor, podem reduzir em dois terços o consumo de energia das fábricas (AIE, 2018a). Na América Latina e no Caribe, apenas 65% das fábricas utilizam pré-calcinadores, portanto, há espaço para melhorias que resultariam em menos emissões e mais eficiência no processo (Kusuma et al., 2022).

A vida útil de uma fábrica de cimento varia entre 40 e 50 anos. A idade média das fábricas de cimento em todo o mundo é de 18 anos⁷, enquanto na América Latina e no Caribe é de 29 anos (Liu et al., 2021). A idade das fábricas é essencial para a transição energética. Os fornos com mais de 20 anos, que estão longe de sua amortização total, geralmente são menos eficientes. E é por isso que as empresas estarão relutantes em investir em esforços de eficiência energética para substituir esses fornos. Por outro lado, as fábricas com menos idade geralmente são mais eficientes, como no caso da República Dominicana, onde mais de 80% da capacidade de produção está em fábricas com menos de 15 anos. Pupo e González (2023) mostram, por

7 Calculado utilizando dados da Global Infrastructure Emission Database (GID) (<http://gidmodel.org.cn/>). A idade média é calculada ponderando a capacidade da fábrica. A idade das fábricas é apresentada em intervalos de 5 anos, portanto, o ponto médio do intervalo é usado para calcular a média.

exemplo, que o consumo de energia das fábricas desse país é significativamente menor do que o do principal produtor de cimento da região, o Brasil. Conforme relatado pelo FICEM (2019), a América Latina e o Caribe está em processo de modernização de suas fábricas.

Quanto ao uso de combustíveis, a biomassa é considerada a opção mais eficiente e de menor emissão. A biomassa da lenha sequestra o carbono no período florestal, de modo que as emissões líquidas são significativamente menores do que a queima de carvão. Outros insumos de biomassa utilizados são resíduos agrícolas e até mesmo resíduos de alimentos domésticos pré-selecionados (Mathioudakis et al., 2021). Nesse sentido, a América Latina e o Caribe tem um grande potencial devido às condições naturais que permitem uma cadeia estável de produção de biomassa para esse uso. A biomassa já pode ser utilizada para substituir 20% dos combustíveis na indústria de cimento sem investimentos de capital (Rahman et al., 2016), embora esses combustíveis exijam pré-tratamento por serem insumos úmidos com excesso de oxigênio (Bui et al., 2017; Cortada Mut et al., 2015). Atualmente, a biomassa representa menos de 5% dos combustíveis usados nos países em desenvolvimento, sendo o Brasil a exceção, onde representa cerca de 40% (AIE, 2018a).

A Agência Internacional de Energia (AIE), em seus cenários de descarbonização, projeta que a indústria de cimento precisará principalmente de tecnologias inovadoras para atingir suas metas nessa área, incluindo a captura de carbono. Para suas projeções, a AIE desenvolve um índice de maturidade tecnológica. No caso da eficiência energética, após a captura de carbono com utilização ou armazenamento, as tecnologias que poderiam ter um impacto moderado são a eletrificação da geração de calor, a geração de calor a partir de energia solar, o uso de hidrogênio e as melhorias de eficiência no processo de moagem. No entanto, as reduções de emissões projetadas a partir dessas melhorias representam menos de 40% do que poderia ser mitigado pela redução do clínquer ou pela captura de carbono (AIE, 2018a). Por fim, o hidrogênio é um potencial substituto energético que está nos estágios iniciais de implementação. A indústria de hidrogênio verde é discutida no capítulo 5, enquanto

a captura de carbono é discutida mais amplamente no capítulo 10.

A alternativa com maior potencial de descarbonização é reduzir o uso de clínquer na produção de cimento. O cimento Portland padrão, que é usado nos EUA, contém cerca de 90% desse produto (ou fator de clínquer). No entanto, no resto do mundo, o teor de clínquer é significativamente menor. Na América Latina e no Caribe, o fator de clínquer é de 71%, embora países com alta produção de cimento, como a Argentina e o Brasil, tenham fatores abaixo de 70%. A AIE, em seus cenários de descarbonização, exige que o teor de clínquer do cimento seja de 60% até 2050. A resistência à compressão inicial do cimento diminui com porções menores de clínquer, portanto, para atingir a meta de 60%, é necessário o uso de insumos alternativos ao esse produto.



A América Latina e o Caribe tem um grande potencial de descarbonização por meio do uso de biomassa para geração de calor e o uso subsequente de cinzas de biomassa como substituto do clínquer

As principais opções atualmente viáveis para reduzir o fator de clínquer são as cinzas volantes, que surgem da queima de carvão, e a escória granulada de alto-forno (GGBS, na sigla em inglês), que é gerada como resíduo na produção de aço de alto-forno. Esse insumo é atualmente viável e já existem regulamentações na Europa que permitem que o cimento seja produzido com 95% de teor de GGBS (AIE, 2018a). Quanto às cinzas volantes, o teor permitido no cimento é de 25 a 35% (AIE, 2018b). Decorre do exposto que as duas principais opções com maior viabilidade são aquelas que utilizam resíduos de processos intensivos em carbono. Espera-se que a disponibilidade de ambos os resíduos diminua no longo prazo (Kusuma et al., 2022) devido à redução do uso de carvão e aos avanços tecnológicos na indústria siderúrgica, que serão discutidos na próxima seção.

Outras opções são os materiais pozolânicos naturais, obtidos de compostos vulcânicos ou sedimentos de rocha, cinzas de biomassa ou sílica ativa. Contudo, esses materiais não estão amplamente disponíveis e também são demandados por outras indústrias. O calcário é igualmente um substituto, mas deve ser acompanhado de medidas sofisticadas na produção e no uso (ECRA, 2017). As cinzas da biomassa são uma alternativa complementar ao uso da biomassa como substituto de combustível, mas com alto impacto ambiental (Teixeira et al., 2016). As fontes de cinzas de biomassa podem ser madeira

florestal e de demolição, palha, lodo de esgoto e de papel, esterco e resíduos agrícolas (Kusuma et al., 2022). Embora essas cinzas possam ser utilizadas para substituir até 80% do clínquer no cimento (Campos Teixeira et al., 2020), foi relatado que essa rota exigiria maior uso de água e mais tempo de preparação (Khalil et al., 2014; Medina et al., 2017). A região tem um grande potencial de descarbonização por meio do uso de biomassa para geração de calor e, posteriormente, do uso de cinzas de biomassa como substituto do clínquer.

Políticas para avançar na descarbonização da indústria cimenteira

Há poucas informações sobre a viabilidade econômica das alternativas de descarbonização no setor cimenteiro, especialmente para a América Latina e o Caribe. Globalmente, Heincke et al. (2023) mostram que as medidas para substituir o clínquer por cinzas e resíduos e o aumento do uso de biomassa como combustível resultariam em um custo líquido negativo por tonelada de carbono reduzida. Um estudo para os EUA mostra que a produção de cimento a partir de argilas caulínicas calcinadas pode aumentar os benefícios líquidos em 20%, reduzindo as emissões em 37% (Khung e Crete, 2022). Esse estudo também destaca que a produção com GGBS e cinzas volantes poderia aumentar os benefícios líquidos em cerca de 7%, enquanto as reduções de emissões seriam de 43% e 27%, respectivamente. Também para os Estados Unidos, Shwekat e Wu (2018) indicam que, se o custo social do carvão e os danos aos recursos naturais e à poluição do ar fossem incorporados à análise de custo-benefício, o cimento com cerca de 20% de cinzas volantes poderia resultar em um custo de produção negativo, explicado principalmente pelos impactos ambientais dessa substituição na produção de cimento. No entanto, AIE et al. (2023) mostram que, em geral, as tecnologias de baixa emissão, no caso do cimento, são em média 75% mais caras do que as técnicas de produção tradicionais.

No caso do concreto, Khan et al. (2020) mostram que o custo de produção na Índia do concreto verde (uma variedade em que 50% do cimento é substituído por cinzas volantes) é 10% menor do que o do

concreto tradicional, enquanto as propriedades de ambos são equivalentes. Gallardo e Elevado (2017) relatam que uma mistura que substitui 75% do cimento por cinzas volantes melhora a qualidade do concreto, reduzindo as emissões provenientes do uso do cimento, e reduz o custo de produção em até 12,5%.

Para analisar as políticas setoriais a serem promovidas na América Latina e no Caribe, é importante contextualizar o setor de cimento e construção na região. Vinte por cento da população urbana vive em assentamentos informais, onde as construções utilizam uma grande quantidade de recursos de baixa qualidade (Villagrán-Zaccardi et al., 2022). Essas construções são feitas de concreto com um alto teor de saco de cimento, o que é ineficiente e tem uma pegada de carbono maior. Ao mesmo tempo, a região já avançou na descarbonização do cimento, reduzindo o teor de clínquer e adotando o uso de fornos de última geração. Ao mesmo tempo, a disponibilidade dos principais substitutos do clínquer, como a escória e as cinzas volantes, tem diminuído na região (Villagrán-Zaccardi et al., 2022). A outra principal medida de descarbonização, a captura de carbono, é uma tecnologia que atualmente é muito cara para a região. Por fim, há um nível muito alto de informalidade na construção e há grandes lacunas nas normas técnicas e nos padrões de construção.

Tabela 6.1
Políticas para a indústria do cimento

Desafio	Objetivo	Políticas
Aumento da demanda de cimento e alta intensidade de carbono associada às emissões diretas da produção de clínquer	Redução do uso de clínquer	Educação sobre a eficiência no uso do concreto Adoção de normas técnicas sobre a composição e o rendimento do cimento Promoção dos princípios de circularidade e reciclagem do concreto
	Substituição do clínquer por insumos alternativos	Investimento em conectividade entre produtores de biomassa e fábricas de cimento para incentivar o maior uso de biomassa como insumo energético e cinzas de biomassa como substituto do clínquer

Consequentemente, destacam-se três focos principais de políticas para descarbonizar o setor de cimento na América Latina e no Caribe. Primeiro, promover o uso da biomassa como combustível e como substituto do clínquer no caso das cinzas de biomassa. Isso requer infraestrutura adequada para o transporte de carga entre as fábricas de cimento e as fontes de biomassa. Além disso, poderia ser benéfico promover essa infraestrutura em áreas industriais para, por exemplo, reduzir os custos de transporte. O papel da região como produtora agrícola e a concentração da população em poucos centros urbanos, o que permitiria uma coleta concentrada de resíduos orgânicos, devem ser explorados para utilizar esses resíduos. O segundo foco deveria ser melhorar ainda mais a eficiência do uso do cimento. Para isso será necessário a promoção de treinamento, mas também novas normas técnicas e códigos de construção e iniciativas que promovam a formalização do setor. Por fim, ligado às duas políticas anteriores, deverá ser incentivada uma maior circularidade, reutilizando o concreto e os resíduos industriais para queima e melhorando a eficiência no uso do cimento e do concreto. É importante observar que, dada a alta informalidade do setor, o fato de a maior parte do cimento ser adquirida localmente, juntamente com as baixas margens de lucro e a alta competitividade desse setor, pode ser um sinal contra regulamentações do tipo preço do carbono para essa indústria. Isso ocorre porque a

alta informalidade impediria a aplicação e o monitoramento corretos do imposto, enquanto os atores formais seriam gravemente afetados pela política, gerando distorções na competitividade do setor.

● ●

As principais políticas de mitigação no setor cimenteiro devem se concentrar na promoção da circularidade, na adoção de normas técnicas e na substituição do clínquer por insumos alternativos

Na América Latina e no Caribe, destaca-se a FICEM, que representa as empresas produtoras, institutos e associações de cimento dos países da região, bem como da Espanha e de Portugal. Sua visão inclui a promoção do desenvolvimento sustentável na indústria do cimento. A FICEM faz parte da Associação Global de Cimento e Concreto (GCCA, na sigla em inglês) e adere ao seu roteiro para cimento e concreto neutros em carbono até 2050 (GCCA, 2021). Dez países da região já possuem roteiros⁸ da FICEM para a descarbonização do cimento: Argentina, Chile, Colômbia, Costa Rica, Guatemala, Honduras, México, Panamá, Peru e República Dominicana, enquanto o Brasil desenvolveu o seu próprio roteiro. Esses países compreendem 90% da produção de

8 Um roteiro é um documento ou plano estratégico que estabelece as principais etapas ou marcos necessários para atingir um objetivo específico.



cimento da região (GCCA, 2021). Tais documentos destacam que a região já fez esforços para modernizar o setor visando a sua descarbonização, principalmente por meio da redução do fator de clínquer e da renovação dos fornos; no entanto, há espaço para melhorias em quatro áreas. A primeira e mais relevante é continuar com a redução do fator

de clínquer; a segunda é ampliar as atualizações da frota de fornos; a terceira é aumentar a taxa de substituição de combustíveis fósseis; e, por fim, descarbonizar a geração de eletricidade ou promover a autogeração com energia limpa nos casos em que ela for eficiente (GCCA, 2021).

Aço e ferro

Globalmente, o setor siderúrgico é o principal consumidor industrial de carvão. Esse insumo representa 75% da demanda de energia do setor e 25% das emissões globais da indústria (AIE, 2020d). Na América Latina e o Caribe, por exemplo, o setor metalúrgico brasileiro demanda mais de 72% do carvão vegetal produzido no país, sendo o Brasil o principal produtor global desse material combustível (van Dam et al., 2017). A produção de aço na América Latina e no Caribe representa cerca de 4% da produção mundial, sendo o Brasil e o México os principais países produtores, com cerca de 84% do total da região, seguidos pela Argentina (8%), Peru, Colômbia e Chile (2% cada um deles) (ALACERO, 2022).



O setor siderúrgico é o principal consumidor industrial de carvão, um insumo usado para a geração de altas temperaturas

O aço é o terceiro material fabricado a granel mais abundante, superado apenas pelo cimento e pela madeira, e suas propriedades são alta durabilidade, resistência, reciclabilidade e baixo custo (AIE, 2020d). Cerca de 50% da produção de aço é usada na construção civil, seguida pela indústria automotiva e pelo maquinário mecânico, cada um com uma demanda de 17% do aço produzido, enquanto a fabricação de produtos metálicos representa 12% do uso (ALACERO, 2022). A capacidade de produção de aço bruto mais do que dobrou nos últimos 20 anos, sendo que 85% desse crescimento ocorreu em países em desenvolvimento, principalmente na

China (AIE, 2020d). O forte aumento da demanda de aço levou a um crescimento na frota de fornos desse material. Considerando que a vida útil dessas instalações é estimada entre 20 e 24 anos, o rápido crescimento das usinas representa uma dicotomia. A idade média desses novos fornos é de 13 anos. Se operados durante toda a sua vida útil, as emissões desses fornos podem esgotar a maior parte do orçamento de carbono do setor (AIE, 2020d). Se não for usada em sua capacidade total, uma grande frota de fornos seria um ativo ocioso. Ao mesmo tempo, a AIE prevê que a demanda global de aço até 2050 aumentará em mais de um terço em relação ao nível atual. Por esse motivo, há uma grande pressão sobre o setor para descarbonizar sua produção a fim de atender à crescente demanda com uma frota de fornos relativamente jovem nos países em desenvolvimento.

Noventa e cinco por cento das emissões do setor ocorrem no processo de produção do aço e em sua finalização e distribuição (Zoryk e Sanders, 2023). Essas emissões se devem principalmente ao alto consumo de energia, pois os combustíveis fósseis são a principal fonte. O setor representa 20% do consumo de energia dos setores industriais em todo o mundo e 8% do consumo mundial de energia (AIE, 2020d). A produção de aço pode ser realizada principalmente por duas vias. A mais comum é a rota primária, que responde por cerca de 70% da produção global e na qual o aço é obtido principalmente a partir do minério de ferro, normalmente usando altos-fornos e fornos de oxigênio básico (BF-BOF, na sigla em inglês). Nesse processo, os altos-fornos são alimentados com minério de ferro, coque, carvão, gás natural, monóxido de carbono e hidrogênio para

produzir ferro fundido. A cal ou dolomita também é usada para controlar as impurezas no processo. Uma tonelada de ferro fundido criada dessa forma requer cerca de 15 GJ de energia e gera, em média, 2,2 t de CO₂ (AIE, 2020d). O ferro fundido é então usado nas siderúrgicas de alto-forno junto com a sucata para produzir aço.

Todos os insumos utilizados no processo de produção de ferro são intensivos em carbono. A extração do minério de ferro contribui com 4% das emissões de toda a cadeia de valor desse produto (Zoryk e Sanders, 2023). Essas emissões podem ser reduzidas principalmente por medidas de eletrificação e com a geração de eletricidade renovável. No entanto, o minério de ferro deve ser preparado para uso. Esse processo utiliza calor e pressão, para os quais são necessários carvão, coque, gás natural e eletricidade. O carvão e o gás natural, usados tanto na preparação do minério de ferro quanto no processo principal, são dois combustíveis fósseis com altas emissões de carbono, sendo o primeiro o mais intensivo dos dois, pois sua combustão libera cerca de duas vezes mais CO₂ do que o gás natural (EPA, 2009). O coque é um agente redutor com alto teor de carbono, produzido a partir da queima de carvão. Esse processo requer cerca de 16% do carvão em todo o mundo. O monóxido de carbono e o hidrogênio, também utilizados nesse método, são intensivos em carbono, pois são gerados principalmente com carvão e coque. Por fim, a cal e a dolomita liberam CO₂ em sua combustão, conforme explicado na produção de cimento.

Uma alternativa a esse processo, que atualmente representa apenas 10% da produção primária de aço no mundo, é a redução direta de ferro (DRI, na sigla em inglês), que utiliza primeiro gás natural e depois fornos elétricos a arco (FEA). As principais diferenças entre esse processo e o anterior são que ele requer minérios de ferro de alta qualidade, o uso de hidrogênio como agente redutor, gerado a partir de gás natural em vez de coque, e maior uso de energia, principalmente eletricidade e gás natural (AIE, 2020d). Esse método é menos intensivo em emissões de GEE, principalmente devido ao baixo ou nenhum uso de carvão e coque, com um alto potencial de descarbonização se a eletricidade utilizada for gerada por fontes limpas. Usando como parâmetro a intensidade de carbono da geração de eletricidade em nível global, essa rota emite atualmente, em

média, 1,4 tCO₂/t de ferro bruto, dos quais 0,4 tCO₂ são explicados principalmente pelas emissões secundárias do uso de eletricidade. Isso representa pouco menos de dois terços das emissões da opção BF-BOF. Com uma matriz elétrica 100% verde, essas emissões representariam menos da metade das emissões do processo primário BF-BOF. A escassez de minério de ferro de alta qualidade é a principal restrição à expansão dessa rota (Zoryk e Sanders, 2023). Apenas 4% da oferta global de minério de ferro é adequada para esse uso (Nicholas e Basirat, 2022), sendo o Brasil o principal fornecedor mundial desse minério (Franklin Templeton, 2023).

A rota secundária de produção de aço utiliza sucata como principal insumo e é realizada com um forno elétrico a arco, cuja principal fonte de energia é a eletricidade, e não o carvão. Nesse método, o minério de ferro é primeiramente reduzido a um estado sólido usando derivados de gás natural, em vez de ser fundido em fornos. Embora esse método emita muito menos GEE, ele por si só não seria viável para atender ao aumento projetado na demanda de ferro até 2050, já que a sucata é necessária para sua produção, portanto, será necessária a rota primária para a criação genuína de aço a partir do minério de ferro (Blank, 2019). Cerca de 700 milhões de toneladas (Mt) de sucata são utilizadas anualmente nessa rota, enquanto 1.870 Mt de aço bruto são produzidas por ano.



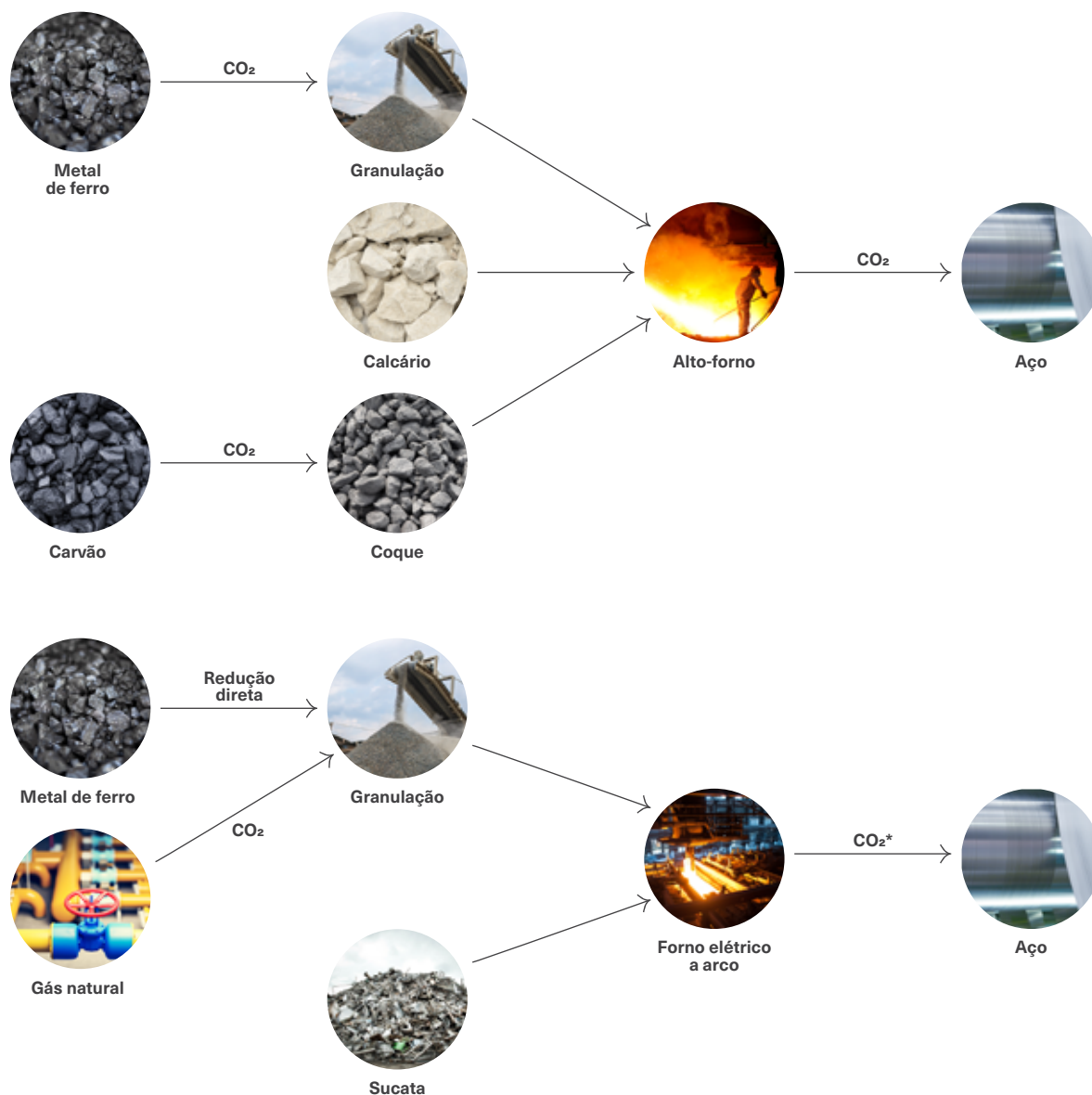
O aço na América Latina e no Caribe é produzido utilizando fornos elétricos a uma taxa maior do que a média mundial

Um aspecto que distingue a América Latina e o Caribe do resto do mundo é que ambos os métodos de produção são usados em proporções semelhantes. No Brasil, a rota primária é a predominante, representando cerca de 75% da produção, semelhante à média mundial, enquanto no México a rota secundária representa mais de 80%. No restante da região, a rota secundária também é a preferida (Pupo e González, 2023). Essa diferença no maior uso da rota secundária e o fato de a matriz elétrica na América Latina e no Caribe ser relativamente limpa explicam, em parte, por que as emissões por

tonelada de aço na região são menores do que a média global. Em 2019, as emissões da produção de aço (medidas em kg CO₂/t) foram 12% menores do que

no resto do mundo e 25% menores do que na China, o principal produtor mundial de ferro, com mais de 50% da produção total (ALACERO 2021).

Figura 6.2
Processo de produção de aço

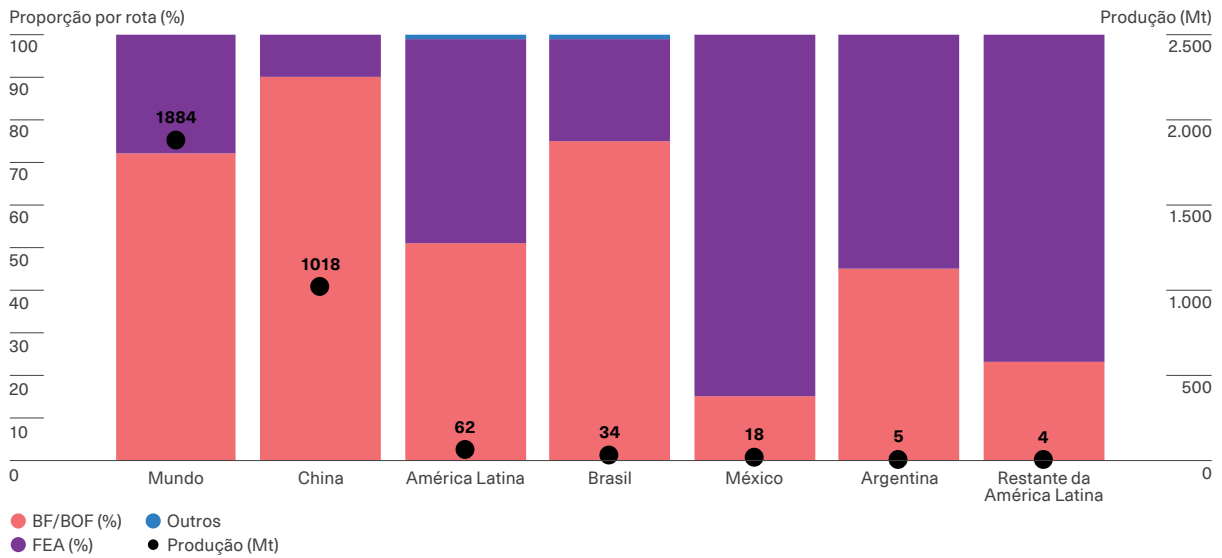


* A intensidade de emissões do processo dependerá da intensidade de emissões da matriz elétrica.

Fonte: elaboração própria.

Gráfico 6.5

Produção de aço bruto de acordo com a metodologia



Fonte: Elaboração própria com base em dados de Pupo e González (2023).

Além das altas emissões de CO₂, a produção de ferro gera outros poluentes, incluindo os principais poluentes atmosféricos (SO₂, NO_x e MP_{2.5}) (AIE, 2020d). O processo de produção também polui o solo por meio da liberação de metais pesados (Khudhur et al., 2018; Yang et al., 2018). Um subproduto poluente da produção de aço é a escória (*slag*, em inglês). Cada tonelada de aço produzida pela rota

primária gera cerca de 400 kg de escória, enquanto o método de arco elétrico produz cerca de metade dessa substância (World Steel Association, 2018). O manuseio da escória envolve riscos de segurança e seu armazenamento é caro. No entanto, ela é frequentemente usada como fertilizante e pode ser utilizada como substituto do clínquer na produção de cimento (AIE, 2018a).

Tecnologias para a transição energética

Ao contrário do cimento, a maior parte das emissões do ferro é proveniente do consumo energético, devido aos altos requisitos de energia dos fornos para atingir altas temperaturas. Portanto, as soluções tecnológicas para reduzir as emissões neste setor se concentram principalmente na substituição de insumos fósseis, melhorias de eficiência, eletrificação e captura de carbono com uso ou armazenamento.

A AIE, em seus cenários de descarbonização, projeta que até 2050 será necessário reduzir o uso de carvão nesse setor em 40%, dobrando o uso de eletricidade. Para isso, é necessário aumentar a proporção da produção de aço por meio da rota secundária. Outro motivo pelo qual a AIE prevê um aumento tão grande no uso de eletricidade é a substituição do carvão pelo hidrogênio verde, pelo qual a AIE projeta que 30% da eletricidade utilizada será usada para a produção desse insumo. Devido à sua riqueza de

recursos naturais, a América Latina e o Caribe tem um amplo potencial para a produção de hidrogênio verde e eletricidade a partir de fontes renováveis. Ao mesmo tempo, a região não é uma grande demandante de ferro no mercado global, portanto, pelo que em um futuro próximo pode se tornar uma exportadora líquida de ferro de baixa emissão produzido a partir da rota secundária (AIE, 2020a). Isso exigiria investimentos em usinas de produção de aço primário com produção de hidrogênio eletrolítico. Nos países com grandes reservas de gás natural, esse recurso poderia ser considerado como uma alternativa de curto prazo.

Como mencionado acima, os novos altos-fornos já incorporam medidas de eficiência energética. A China, por exemplo, investiu muito na produção de cimento com usinas siderúrgicas de alto-forno altamente eficientes e fechou usinas siderúrgicas obsoletas, ineficientes e até mesmo algumas ilegais (AIE, 2020a). Isso pode ser constatado quando se observa a idade média dos fornos em todo o mundo. No caso da China, a idade média da frota de fornos é de 16 anos; na América Latina e o Caribe, essa média é de 28 anos, enquanto a média mundial é de 25 anos. Esses números contrastam fortemente com os dos países desenvolvidos. Nos Estados Unidos, a média é de cerca de 35 anos, enquanto na Europa Ocidental é de cerca de 41 anos (Wang et al., 2019). Esses valores revelam dois pontos importantes. Em primeiro lugar, considerando que a vida útil dos fornos é de aproximadamente 20 a 25 anos, idade em que o revestimento interno pode ser substituído (AIE, 2020a), o período de operação dessas instalações em todo o mundo vai muito além de sua vida útil, causando maiores ineficiências na produção. Em segundo lugar, os fornos da América Latina e do Caribe têm uma idade média relativamente baixa em comparação com os países desenvolvidos, o que explica em parte a maior eficiência energética na produção de aço (Pupo e González, 2023).

Dentre as tecnologias identificadas pela AIE como atualmente maduras ou em estágio inicial de adoção estão a conversão de gases de escape em combustíveis, o uso de biocarvão e a utilização de redução direta de ferro com base em gás natural e arcos elétricos. Essa última tem o maior potencial de mitigação (AIE, 2020a). Aquelas cuja implementação ainda não é viável, mas que poderiam

ter altos potenciais de mitigação, são a fundição com captura e utilização ou armazenamento de carbono e a redução direta a partir de hidrogênio eletrolítico. No entanto, essas técnicas só estarão disponíveis a partir de 2030. Uma alternativa inovadora que se destaca é a produção de ferro à base de hidrogênio (HYBRIT, na sigla em inglês). Essa tecnologia permite a produção de aço primário sem o uso de combustíveis fósseis, utilizando fornos elétricos a arco e hidrogênio produzido por eletrólise da água.



As soluções tecnológicas para reduzir as emissões neste setor se concentram principalmente na substituição de combustíveis fósseis, melhorias de eficiência, eletrificação e captura de carbono com uso ou armazenamento

Por fim, além dos esforços de eficiência energética, são necessárias contribuições tanto do lado da oferta quanto da demanda. Do lado da oferta, nos últimos anos, houve um aumento nos anúncios de emissão zero por parte das principais empresas siderúrgicas; no entanto, a soma da produção das empresas aderentes representou apenas 8% da produção global de aço em 2019 (Blank, 2019). Na América Latina, destaca-se a Associação Latino-Americana do Aço (ALACERO), que promove a sustentabilidade e a rentabilidade desse setor na região. Essas práticas unificam os esforços da indústria, enquanto a Associação representa o setor siderúrgico da região perante organizações internacionais. Em 2022, essa entidade apresentou o primeiro relatório consolidado de sustentabilidade do setor siderúrgico na América Latina.

Há também iniciativas importantes de atores privados. A empresa Ternium, em sua usina na Argentina, detém o recorde de substituição de carvão mineral por gás natural como agente redutor. Em sua usina no Brasil, chegou a um acordo com os responsáveis pelo aterro sanitário do município de Seropédica para o uso de biometano. Em suas usinas em Guerrero e Puebla (México), a Ternium captura o CO₂ do processo de redução do minério de ferro, que é utilizado, por exemplo, na indústria de bebidas

(ALACERO, 2021). A Gerdau, no Brasil, tem iniciativas de produção de aço com carvão vegetal. A biomassa utilizada para a produção do carvão vegetal é, por sua vez, produzida por uma empresa certificada pelo Forest Stewardship Council (FSC). A Gerdau em Ouro Branco também tem desenvolvido grandes esforços de eficiência energética, por meio de mudanças na combinação de fontes de combustível, bem como na gestão de energia. Também, na usina de Várzea do Lopes, começaram a ser utilizados caminhões movidos a gás natural e ônibus elétricos (ALACERO, 2021).

Do lado da demanda, foi observado um forte crescimento na demanda de aço “verde” ou livre de emissões, impulsionada principalmente pelo setor de transportes. Até maio de 2023, 48 contratos de fornecimento de aço verde ou livre de emissões haviam sido registrados, dos quais 21 foram firmados com empresas do setor de transportes (Roca, 2023). Em nível global, a Steel Zero, criada em 2022 pelo Climate Group, e a First Movers Coalition (FMC), fundada em 2021, visam estabelecer mercados para a comercialização de tecnologias limpas inovadoras. No caso da Steel Zero, essa iniciativa promove o

uso de aço verde, comprometendo as empresas que a ela aderirem a que 50% da demanda desse produto seja desse tipo e atinja 100% até 2050. A FMC estabelece que, até 2030, pelo menos 10% do volume de aço demandado será livre de emissões. No caso da China, destaca-se a Baosteel, uma empresa siderúrgica cuja produção é equivalente à da Índia, o segundo maior produtor mundial (AIE et al., 2023). A Baosteel fechou um acordo com a Mercedes-Benz em 2022, por meio do qual se compromete, a partir de 2026, a reduzir gradualmente as emissões em 50-80%, chegando a produzir 95% de seu aço livre de emissões (SteelOrbis, 2022).

O aço livre de emissões geralmente é vendido a preços mais altos e a demanda dele está aumentando, portanto, há também uma oportunidade percebida de crescimento nesse mercado no curto prazo (Zoryk e Sanders, 2023). A expansão desses mercados verdes, juntamente com os anúncios de mecanismos de ajuste de carbono nas fronteiras, reforça a importância de as siderúrgicas da região se posicionarem primeiro nesses mercados, estabelecendo-se como uma indústria pioneira em aço livre de emissões.

Políticas para avançar na descarbonização do setor siderúrgico

A principal barreira à rápida descarbonização são os altos custos das políticas de mitigação em um mercado altamente competitivo como o do aço. A baixa maturidade de algumas tecnologias significa que as que são atualmente viáveis têm custos altos, enquanto a implementação de outras alternativas ainda não é possível.

Estima-se que o custo de investimento para a produção global com baixo teor de CO₂ será de aproximadamente US\$ 600 milhões a US\$ 800 milhões por ano. Se esse investimento fosse feito na renovação da frota de fornos existentes, uma alternativa sem redução de emissões, o custo seria de aproximadamente um terço (MPP, 2021). Por outro lado, o investimento em uma planta de produção de aço verde é 90% mais caro do que o de uma nova planta convencional (MPP, 2022). Não apenas o custo da reforma é uma restrição, mas, como já mencionado, os investimentos de capital na indústria siderúrgica

são feitos aproximadamente a cada 20 anos, portanto, em vários casos, isso limitará o investimento na reforma de plantas que estão longe da amortização total (MPP, 2022).

As empresas que atuam primeiro no mercado de aço verde têm a vantagem de poder tirar proveito dos novos mercados já mencionados, como a crescente demanda de aço verde no setor automotivo. No entanto, agir primeiro também implica altos custos de investimento e de insumos. O custo de produção está intimamente ligado ao preço dos insumos energéticos. Considerando as principais alternativas de descarbonização, o custo de produção de cada tonelada de aço pode ser de 15 a 40% mais alto do que com a rota primária atual (MPP, 2021). Esses custos mais altos representarão um ônus para o aço verde. Portanto, será fundamental que a demanda de aço de baixo carbono continue a se expandir, de modo que o diferencial de preço



entre o aço tradicional e o aço verde não represente uma desvantagem competitiva para os pioneiros nesse mercado.

No longo prazo, espera-se que esse ônus diminua devido a um aumento geral na demanda de insumos verdes, não apenas no transporte, mas também na construção e na manufatura. A Bloomberg NEF estimou os custos por tonelada de aço para as principais rotas tradicionais e para os métodos que utilizam hidrogênio de gás natural e eletrólise, bem como a rota de captura e armazenamento de carbono. De acordo com essa estimativa, até 2021, as três rotas verdes são, em média, 40% mais caras do que as rotas tradicionais, enquanto até 2050 a produção de aço verde custaria 5% menos do que a produção tradicional (Roca, 2023).

As políticas públicas e multilaterais precisarão priorizar a superação das barreiras à descarbonização e o aumento das oportunidades geradas por ela. Uma dessas políticas é apoiar o financiamento de investimentos em usinas de aço verde e nos insumos necessários para a produção com baixo teor de CO₂.

Tanto a construção de usinas modernas quanto a produção de hidrogênio ou a captura de carbono exigem grandes investimentos. Esse apoio pode incluir empréstimos direcionados, garantias de crédito ou até mesmo subsídios. As políticas nacionais ou regionais que incentivam o hidrogênio verde terão um impacto sobre a transição do setor siderúrgico. Os governos também precisarão continuar a progredir na descarbonização da rede elétrica.



A América Latina e o Caribe tem o potencial de se tornar um exportador líquido de aço verde

No curto prazo, o ônus do aço verde e a existência de mercados de aço verde serão os principais impulsores da indústria. Além das iniciativas privadas já mencionadas, pode ser do interesse dos governos locais e dos bancos de desenvolvimento incentivar a criação desses mercados e reduzir os custos do aço verde (AIE, 2020a; MPP, 2021).

Tabela 6.2
Políticas para a indústria siderúrgica

Desafio	Objetivo	Políticas
Aumento da demanda de aço e alto consumo de combustíveis fósseis como insumo energético	Desenvolvimento de uma indústria de aço verde	Promoção do desenvolvimento de uma indústria de hidrogênio verde Apoio no financiamento da renovação de fornos Promoção de parques industriais que permitam a produção de aço em áreas próximas a fontes de produção de hidrogênio verde
	Melhorias na eficiência da produção primária de aço	Apoio financeiro para a adoção da melhor tecnologia disponível
	Aumento da produção de aço pela rota secundária	Investimento em educação e equipamentos para aumentar a recuperação de sucata

Indústria química

A indústria química é mais complexa do que a do cimento e do aço, pois engloba vários insumos que são muito importantes para as economias. Entre eles estão a amônia (essencial para os fertilizantes), o metanol (com vários usos como solvente, anticongelante, combustível ou para a produção de formaldeído) e os produtos químicos de alto valor (HVC, na sigla em inglês), dos quais o plástico, por exemplo, é derivado. Essa indústria é a maior consumidora de petróleo e gás como insumo energético e para a produção de petroquímicos, o que a torna, por sua vez, a maior indústria em termos de consumo de energia. Duas diferenças importantes entre as indústrias de aço e cimento e a indústria petroquímica são que a última tem um consumo de carbono muito menor e que grande parte do conteúdo de carbono dos insumos utilizados é armazenada no produto final e só é liberada em caso de queima ou decomposição.



A indústria química é a principal consumidora de petróleo e gás como insumo energético

Amônia (NH₃)

A amônia é um importante insumo para a produção de fertilizantes e desempenha um papel importante na segurança alimentar (FAO, 2022). Cerca de 70% da amônia produzida é usada em fertilizantes, enquanto o restante é usado em plásticos, explosivos e fibras sintéticas (AIE, 2021a). Estima-se que metade do suprimento mundial de alimentos dependa desses fertilizantes (Gabrielli et al., 2023), portanto, o crescimento populacional projetado, juntamente com o desenvolvimento de economias emergentes, aumentará a demanda de fertilizantes e, conseqüentemente, de amônia.

A produção e consumo de produtos químicos emitem GEE de três formas. Primeiro, ao usar combustíveis fósseis como insumo para a produção de plásticos, pesticidas e outros produtos químicos; por exemplo, o gás natural é o principal insumo para a síntese de amônia. Em segundo lugar, pelo consumo de grandes quantidades de energia para a síntese e a produção dos produtos finais. E, finalmente, algumas das substâncias produzidas são gases de efeito estufa potentes, por exemplo, os hidrofluorcarbonos, usados em refrigerantes e aerossóis.

Na etapa de produção, a amônia é o principal emissor de GEE e o composto com maior intensidade de carbono (Pupo e González, 2023). Ela é seguida pelo metanol, cuja produção apresentou o maior crescimento na indústria química, aumentando em mais de 20% entre 2015 e 2020 (Pupo e González, 2023). Finalmente, os HVC são os menos intensivos em carbono, emitindo cerca de 1 tonelada de CO₂eq por tonelada desse produto, menos da metade da intensidade de carbono dos outros dois insumos químicos (Pupo e González, 2023).

A amônia também serve como um combustível livre de emissões⁹. Embora seu uso tenha limitações, principalmente na distribuição e na adaptabilidade dos veículos, essa é uma restrição menor para o setor marítimo, dada a existência de infraestrutura para o transporte e a distribuição de amônia nos portos (Krantz et al., 2020). Isso poderia levar a um incremento na demanda de amônia, além do aumento esperado na demanda de alimentos.

⁹ O composto químico da amônia é o NH₃, portanto, a combustão desse produto químico não forma CO₂.

No processo de produção de amônia, mais de 95% do consumo de energia vem de combustíveis fósseis (Pupo e González, 2023). A geração das altas pressões e temperaturas necessárias para a produção de amônia é feita a partir de combustíveis fósseis (Pupo e González, 2023). Além disso, o gás natural, composto principalmente de metano (CH_4), é essencial para a síntese de hidrogênio (H), que é usado como um insumo fundamental na produção de amônia. É importante observar que a produção de amônia usando o hidrogênio como insumo não gera CO_2

durante a síntese. No entanto, a obtenção de amônia também envolve o uso de ácido nítrico (HNO_3) que, quando produzido, emite óxido nitroso (N_2O), um potente gás de efeito estufa, bem como NO_x , que são poluentes atmosféricos (IPCC, 2006). Por outro lado, a amônia pode passar por um processo catalítico de craqueamento, gerando hidrogênio e nitrogênio como subprodutos (Pupo e González, 2023). Esse hidrogênio resultante tem valor crescente como combustível, tanto na indústria quanto, potencialmente, no setor de transporte pesado.

Metanol (CH_3OH)

Na última década, o metanol foi o produto químico com o maior crescimento na produção, equivalente a 6,5% ao ano (AIE, 2021a). Isso se explica por seus vários usos, principalmente em combustíveis (30%), mas também na produção de plásticos, ácido acético, formaldeído e outros produtos químicos, como os HVC (Pupo e González, 2023). A produção de metanol é intensiva no uso de combustíveis fósseis e tende a se localizar em países ou regiões com produção petroquímica avançada. Na América Latina e o Caribe, destaca-se Trindade e Tobago, que em 2021 liderou o mercado global de metanol, sendo o principal exportador. Suas exportações de metanol naquele ano foram de cerca de 4 bilhões de kg, representando 15% do total mundial desse produto (Report Linker, 2023).

O metanol é produzido principalmente a partir do gás natural (60% de sua produção). Essa rota é a mais eficiente, dado o alto teor de metano neste gás. Quase todo o restante da produção de metanol é proveniente do carvão (39%). Nessa rota, a queima do carvão produz gás de síntese que é convertido em metanol. Esse método está sendo descontinuado porque apresenta as mais altas emissões de GEE (Pupo e González, 2023). Por fim, há uma forma de produção a partir de fontes renováveis, mas ela representa apenas 1% da produção. Nessa rota, os principais insumos são a biomassa (resíduos agrícolas ou florestais), o CO_2 capturado em outros processos de produção e o hidrogênio obtido de energia renovável (Pupo e González, 2023).

Produtos químicos de alto valor (HVC) e plástico

Os produtos químicos de alto valor ou HVC compreendem compostos como etileno, propileno, benzeno, tolueno e xilenos. A demanda dessas substâncias é impulsionada principalmente pela demanda de plástico (Gabrielli et al., 2023). Entretanto, as emissões de GEE do plástico são mais altas do que as dos HVC, dada a intensidade de energia envolvida no processo de transformação desses compostos em plástico (Gabrielli et al., 2023). Por sua vez, o plástico é o produto a granel mais demandado desde a década de 1980 e com a demanda de crescimento mais rápido.

O plástico emite GEE em todos os estágios de sua produção e ciclo de vida. A produção de resina plástica a partir de combustíveis fósseis é responsável por cerca de 60% das emissões de GEE associadas a esse produto, enquanto a conversão do plástico no produto final contribui com cerca de 30% dessas emissões. Isso é explicado pelo alto consumo de energia que esse processo exige. Por fim, os 10% restantes correspondem às emissões no estágio final da vida útil do plástico, atribuídas ao seu manuseio como resíduo, e ocorrem principalmente por meio da queima, embora também haja emissões

relacionadas à decomposição do produto (OCDE, 2022; Zheng e Suh, 2019). Essas estimativas não incluem emissões fugitivas ou emissões de plásticos mal gerenciados, que continuam a produzir CO₂ durante sua decomposição ou combustão subsequente (OCDE, 2022; Zheng e Suh, 2019). Os plásticos, ao se decomporem, geram microplásticos que, além de serem poluentes com possíveis danos à saúde humana e aos ecossistemas, contribuem para as mudanças climáticas. Evidências recentes sugerem que os microplásticos podem interferir na capacidade dos oceanos de absorver e sequestrar carbono (Shen et al., 2020). Em regiões do Ártico, onde não há atividade humana aparente, descobriu-se que os microplásticos contribuem para o aquecimento acelerado da região ao absorver a luz e reduzir o albedo da superfície da neve (Bergmann et al., 2022; Emberson-Marl et al., 2023; Lusher et al., 2015).

Embora o setor seja notável por seu consumo de energia e suas consequentes emissões de GEE, o maior dano é causado por seu impacto ambiental. Dentro do setor industrial, o setor químico é

o segundo em termos de emissões de poluentes atmosféricos, sendo responsável por cerca de um terço das emissões de SO₂ e quase um quinto das emissões de NO_x e MP_{2,5} (AIE, 2018b). Mas talvez o maior dano ambiental causado pelos produtos químicos seja a poluição da água. Jambeck et al. (2015) estimaram que, em 2010, entre 5 Mt e 13 Mt de plásticos entraram no oceano, causando vários tipos de danos. Por exemplo, os poliuretanos podem causar eutrofização marinha¹⁰, o que afeta gravemente os ecossistemas aquáticos, enquanto os policloreto de vinila (mais conhecidos como PVC) são carcinogênicos para os seres humanos e, quando ingeridos por peixes ou lixiviados em sistemas de água potável, acabam sendo consumidos pelas pessoas (OCDE, 2022).



O principal problema do plástico é sua poluição ambiental. 10% das emissões de plástico são geradas no estágio final de sua vida útil

Tecnologias e políticas para a descarbonização da indústria química

As políticas de descarbonização da indústria química deverão incluir uma combinação de medidas tanto do lado da oferta quanto da demanda. Embora isso também seja verdade para a indústria de cimento e aço, é ainda mais importante no setor químico por dois motivos principais. Primeiro, porque globalmente a demanda de produtos químicos continuará a crescer até 2050, já que eles são usados principalmente como insumos para produtos de alta demanda. Segundo, porque, conforme explicado acima, a maior parte da produção desses compostos depende de combustíveis fósseis e não há alternativas suficientes que permitam descarbonizar totalmente o fornecimento no curto prazo.

Nesse sentido, as principais medidas de descarbonização estão intimamente ligadas à transição energética. São elas: captura de carbono com utilização ou armazenamento, hidrogênio verde, eletrificação dos processos de produção e substituição de insumos por outros não poluentes. As medidas do lado da demanda incluem a circularidade e políticas que limitam o uso de determinados produtos químicos, como, por exemplo, a proibição de plásticos de uso único. Soluções específicas para amônia, metanol, HVC e plásticos são apresentadas nesta seção, com foco na transição energética. O capítulo 5 discute a indústria de hidrogênio verde, enquanto o capítulo 10 abordará a captura de carbono.

¹⁰ A eutrofização marinha é um processo pelo qual o ambiente aquático se torna enriquecido com muitos nutrientes, levando ao crescimento excessivo de plantas e algas em estuários e águas costeiras. Essa vegetação absorve o oxigênio da água, o que pode matar peixes e ervas marinhas e reduzir os habitats marinhos essenciais (NOAA, s. f.).

No caso da amônia, há grandes avanços. Nos cenários de descarbonização da AIE, as medidas de eficiência energética representam 25% dos esforços de mitigação e a maioria desses esforços ocorreria antes de 2030. Isso inclui a adoção de tecnologias avançadas disponíveis, melhorias operacionais e, principalmente, a substituição do carvão por gás natural ou outros combustíveis menos intensivos em carbono (AIE, 2021d). Por sua vez, a captura de carbono no processo de produção de amônia já é comum, devido à própria necessidade de separar o CO₂ do hidrogênio no processo de produção (AIE, 2021d). Esse carbono capturado é utilizado, juntamente com a amônia, para a produção de ureia, um insumo usado principalmente em fertilizantes, mas também em alguns suplementos de ração animal e na produção de plásticos. No entanto, nem todo o CO₂ emitido é capturado; parte é liberada na atmosfera. Por sua vez, parte do CO₂ capturado e utilizado na produção de ureia acaba sendo liberado no estágio de uso do produto final. É possível aumentar a quantidade de CO₂ capturado e armazenado; no entanto, isso requer investimentos adicionais para a captura em si e para o transporte do CO₂ até os reservatórios (AIE, 2021d). Outros esforços com potencial significativo são a melhoria da eficiência energética. Kermeli et al. (2017) mostram que os investimentos em *software* de controle de processos em uma fábrica na Austrália levaram a aumentos na produção de amônia e a reduções nas emissões de CO₂, e que essa recuperação foi alcançada em apenas seis meses. Do lado da demanda, o uso eficiente de fertilizantes é fundamental tanto para reduzir a demanda de amônia quanto para reduzir os danos ambientais causados pela lixiviação de nitrogênio (Smith e Martino, 2007).

No caso do metanol, há duas rotas principais para a descarbonização no curto prazo. A primeira é a produção de biometanol, metanol produzido a partir de biomassa. O biometanol pode ser usado como combustível e reduz as emissões de N₂O em 80%, as de CO₂ em 90% e as de SO₂ em 100%, além de melhorar a eficiência energética do uso de combustível quando usado junto com o diesel ou o gás natural (Deka et al., 2022). Esse combustível pode ser produzido a partir de resíduos florestais ou agrícolas, bem como de resíduos municipais e industriais (IRENA, 2021). Outra alternativa é o metanol verde ou e-metanol, que é produzido a partir de bioenergia com captura de carbono (BECCS, na sigla em inglês) e hidrogênio

verde (IRENA, 2021). As principais limitações de ambas as alternativas são os custos de produção, sendo o e-metanol significativamente mais caro. Atualmente, menos de 0,2 Mt de metanol renovável é produzido por ano, em sua maior parte biometanol (IRENA, 2021).

O plástico, por outro lado, apresenta mais alternativas. A principal delas, no curto prazo, é a reciclagem, no sentido de que reduziria a produção primária de plástico e as emissões na fase de resíduos. No entanto, no processo de reciclagem, há emissões de GEE provenientes da decomposição do plástico e do uso de energia necessária para essa atividade. Há duas alternativas principais para a reciclagem de plástico. A primeira é a reciclagem mecânica, que é o método mais conhecido e envolve a classificação, a lavagem, a trituração e o reprocessamento do plástico. Essa rota tem as menores emissões, pois utiliza principalmente eletricidade. No entanto, tem uma taxa de recuperação de plástico menor, pois nem todos os resíduos são regenerados. No caso das garrafas plásticas, por exemplo, um aumento na reciclagem mecânica poderia reduzir as emissões entre 9 e 14% (Gracida-Alvarez et al., 2023). A alternativa é a reciclagem química, que permite maior recuperação de resíduos, mas gera emissões mais altas. Gracida-Álvarez et al. (2023) estimam que um aumento na reciclagem química de garrafas plásticas não teria reduções líquidas de GEE. Um dos potenciais da reciclagem de plástico é a queima para uso energético; no entanto, essa alternativa, embora reduza o uso de outros combustíveis fósseis para queima, libera GEE (Shen et al., 2020).

A substituição de plásticos por outros materiais não é uma opção que represente claramente reduções de GEE. Em alguns casos, o plástico é até mesmo um insumo que permitiria a redução de emissões, como na indústria automotiva, pois possibilita a redução do peso dos veículos e o aumento de sua eficiência energética (IPCC, 2023). Stefanini et al. (2021) comparam o impacto das garrafas de vidro e de plástico nas emissões de GEE, no consumo de água e na toxicidade, entre outros impactos, e concluem que as garrafas de plástico de polietileno tereftalato são a opção menos poluente, exceto pelo impacto na poluição da água. Civancik-Uslu et al. (2019) mostram que, no caso das sacolas, há uma relação inversa entre o impacto dos resíduos e o impacto ambiental. Por exemplo, as sacolas plásticas de uso único têm



um potencial maior de acabar como lixo do que as sacolas de papel, ao passo que essa relação é inversa quando se observam as emissões de CO₂. Por fim, Helmcke et al. (2022) analisam o impacto de 14 produtos plásticos em comparação com sua melhor alternativa não plástica. Nessa análise, eles mostram que 13 dos 14 produtos plásticos têm emissões de CO₂ mais baixas do que sua alternativa não plástica e que há poucas alternativas ao plástico em determinados produtos, como embalagens, que são a principal fonte de resíduos em todo o mundo (Rosenboom et al., 2022). É importante esclarecer que o impacto está ligado ao uso. Os produtos de uso único têm impactos ambientais maiores, principalmente como possíveis resíduos (PNUMA, 2020b).

Outra alternativa ao plástico são os bioplásticos, embora a Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE, 2022) estime que esses materiais representarão apenas 0,5% dos plásticos até 2060. O principal insumo para os bioplásticos são os açúcares facilmente fermentáveis, como a cana-de-açúcar, o milho e os óleos vegetais comestíveis. Estes produtos têm a clara desvantagem de necessitarem de grandes áreas de terra para o seu cultivo, o que competiria com a produção de alimentos e teria emissões potenciais de carbono decorrentes do uso da terra. Sua produção também é mais cara do que a dos plásticos tradicionais (Rosenboom et al., 2022). A vantagem dos bioplásticos é que eles têm uma pegada de carbono menor, com uma redução potencial de GEE de 25% das emissões atuais; em alguns casos são biodegradáveis e podem ser integrados à infraestrutura de reciclagem existente (Rosenboom et al., 2022).

A eletrificação, apoiada pela geração de energia limpa, tem grande potencial para alguns processos, como a conversão de resina plástica em produto final e reciclagem. Zheng e Suh (2019) mostram que, globalmente, em um cenário de energia 100% renovável em 2050, as emissões de plásticos e bioplásticos baseados em combustível fóssil poderiam ser reduzidas pela metade, em comparação com um cenário em que a matriz energética não mostrasse nenhuma mudança até aquele ano.



O hidrogênio verde e a captura de carbono serão tecnologias essenciais para todas as indústrias químicas

Por fim, o hidrogênio verde e a captura de carbono serão fundamentais para a descarbonização desse setor. O hidrogênio verde poderia ser usado como substituto dos combustíveis fósseis e como insumo para determinados produtos químicos, como metanol, BTX¹¹ e etileno-propileno (Pupo e González, 2023). No caso da amônia, por exemplo, cerca de 80% das emissões do processo produtivo são geradas na produção de hidrogênio (Lee et al., 2022), de modo que a substituição por hidrogênio livre de emissões oferece um enorme potencial para a produção desse produto químico. Isso também cria uma oportunidade para os fabricantes de amônia, já que a produção de amônia e hidrogênio verde poderia ter sinergias. No caso da captura de carbono, a AIE projeta que essa tecnologia será responsável por cerca de 40% da mitigação de GEE até 2050, mas, conforme mencionado nas seções anteriores, ela ainda não está suficientemente madura e a principal restrição é seu alto custo.

Na América Latina e no Caribe, Trindade e Tobago se destaca no setor químico, sendo responsável por cerca de 66% da produção de amônia e 52% da produção de metanol. Isso se explica pelo fato de esse país ter um dos principais complexos de processamento de gás natural do mundo e usar mais de 30% de sua capacidade para o processamento de amônia e metanol (Pupo e González, 2023). Trindade e Tobago iniciou ações para a descarbonização, com o projeto NewGen, que visa ter a maior planta de produção de hidrogênio de baixo carbono do mundo, com potencial para suprir 20% da demanda de hidrogênio da maior planta de produção de amônia (CariGreen, 2022; Jugessur et al., 2022). Além das possibilidades de produção de hidrogênio verde, Trindade e Tobago tem grande potencial de descarbonização, devido às suas reservas de gás natural e à capacidade instalada para sua extração e comercialização, sendo esse hidrocarboneto um insumo fundamental para a transição. Além disso, pode se tornar um participante importante no

11 BTX refere-se a misturas de hidrocarbonetos aromáticos: benzeno, tolueno e os três isômeros do xileno.

mercado de hidrogênio, devido ao seu papel como exportador líquido de amônia e metanol, ao seu investimento em energia eólica offshore e ao investimento na produção de hidrogênio verde (Jugessur et al., 2022).

Outra iniciativa de produção de hidrogênio verde e amônia pode ser encontrada no Paraguai, com

o investimento da ATOME. Essa iniciativa visa a abastecer os mercados agrícolas e de fertilizantes do país e a ser um exportador líquido de fertilizantes verdes. Espera-se que a primeira fábrica esteja operacional em 2025, enquanto a segunda deverá estar entre 2027 e 2028.

Tabela 6.3
Políticas para a indústria química

Desafio	Objetivo	Políticas
Aumento da demanda de produtos químicos e alto uso de combustíveis fósseis como insumo de produção e energia	Desenvolvimento de fertilizantes sintéticos e combustíveis produzidos a partir de hidrogênio verde	Promoção do desenvolvimento de uma indústria de hidrogênio verde
		Aumento do uso da captura de carbono em processos nos quais a tecnologia já está madura, como a produção de amônia.
Redução das emissões e da poluição por plástico		Promoção de parques industriais que permitam a produção de produtos químicos em áreas próximas a fontes de produção de hidrogênio verde
		Aumento dos investimentos para educar sobre a importância da circularidade no caso do plástico
		Regulamentação e tributação de plástico de uso único
		Eletrificação da produção de pellets de plástico e de bens finais

Tecnologias futuras: oportunidades para a região

Este capítulo mencionou que uma das principais restrições à adoção de tecnologias maduras são os altos custos. As indústrias com uso intensivo de carbono são altamente competitivas e, sem a existência de mercados com prêmios verdes para produtos descarbonizados, elas poderiam perder essa vantagem se adotassem essas tecnologias. Parte dessa lógica é explicada pela não internalização dos custos ambientais da produção industrial. Um preço de carbono que internalizasse essas emissões equilibraria os custos e tornaria economicamente viáveis algumas das tecnologias mencionadas neste capítulo (Rissman et al., 2020).

No entanto, os esforços de curto prazo na América Latina e no Caribe não devem se concentrar na descarbonização total dessas indústrias, que enfrentam barreiras difíceis de superar e, em alguns casos, altos custos de implementação. Em vez disso, a região deve explorar oportunidades que ofereçam margens para ganhos de eficiência e que permitam modernizar sua indústria com um horizonte sustentável. A adoção de novos fornos eficientes na indústria de cimento e aço, a substituição de combustíveis fósseis por biomassa e a implementação de iniciativas que promovam o uso consciente de fertilizantes, cimento ou produtos plásticos são algumas das medidas de curto prazo que vão nessa direção. Ao mesmo tempo,

há nichos em que a região pode se fortalecer e gerar mercados futuros para competir, como a produção de hidrogênio verde, a produção de fertilizantes a partir de hidrogênio verde e processos de captura já existentes, e a produção de aço verde, que já tem um mercado, como o automotivo, que paga altos valores adicionais por esses produtos.

Embora a existência de um preço de carbono incentive a indústria verde em todos os subsetores, esse resultado não é, por si só, um motivo para justificar um sistema de precificação de carbono na região, já que o setor industrial não é um setor importante em termos de valor agregado ou emissões de GEE. A principal prioridade dos governos da região deve

ser a modernização dos setores industriais para aumentar sua produtividade, aproveitando o rápido desenvolvimento das melhorias tecnológicas já mencionadas neste capítulo. Nesse sentido, os governos da região devem concentrar seus esforços em políticas que ajudem a formalizar esses setores, incentivem a adoção das melhores tecnologias disponíveis, seja por meio de acesso a financiamento ou subsídios, e aumentem a conscientização sobre o uso eficiente dos insumos dos produtos industriais. Essas políticas, embora não visem à transição energética como objetivo central, alcançariam o desenvolvimento do setor industrial na região e, como externalidade, a redução das emissões de GEE e dos resíduos industriais.

Figura 6.3
Progresso no estabelecimento de estratégias de hidrogênio verde



Fonte: Elaboração própria com base em Pupo e González (2023).

A América Latina e o Caribe tem um grande potencial para a geração de energia renovável e hidrogênio verde para projetos de amônia com captura de carbono, para avançar em direção ao uso de combustíveis de baixo carbono, como gás natural e biomassa, e, eventualmente, para usar campos de petróleo e gás esgotados para projetos de captura e armazenamento. O Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC, 2023) destaca que a distribuição geográfica das indústrias pode ser redirecionada para regiões com recursos renováveis abundantes, capacidades de captura e armazenamento e potencial de produção de hidrogênio verde, condições que a América Latina e o Caribe atende plenamente. Isso exigirá a implementação de políticas que ajudem a construir a infraestrutura necessária (eletricidade, estradas, ferrovias e portos), mas também a promoção de parques industriais que possam aproveitar as sinergias entre os setores, como o acesso à biomassa e ao hidrogênio verde e a infraestrutura adequada para o transporte de carga. Ao mesmo tempo, é necessário impulsionar as indústrias em que são observados desenvolvimentos no mercado verde.

Por exemplo, as projeções do futuro econômico do Brasil mostram que o estímulo correto ao investimento verde pode modernizar e descarbonizar a indústria manufatureira do país, levando a um crescimento 0,42% maior do que sem esses investimentos, com uma redução de 14,5% nas emissões de CO₂ (Gramkow e Anger-Kraavi, 2019). A AIE (2023) ressalta que a abundância de recursos renováveis torna a região, principalmente a Argentina, o Brasil, a Colômbia e o Chile, uma potencial grande produtora de hidrogênio e de combustíveis de baixo custo e baixa emissão, o que, por sua vez, pode impulsionar suas indústrias metalúrgicas e químicas. O custo da produção de aço e amônia convencional na América Latina e no Caribe é semelhante ao das economias avançadas, mas mais alto do que nos países asiáticos em desenvolvimento. No entanto, o custo de produção desses dois insumos utilizando hidrogênio é menor do que nos países asiáticos em desenvolvimento e nas economias desenvolvidas (AIE, 2023).



A América Latina e o Caribe tem um grande potencial para a geração de energia renovável e hidrogênio verde e, eventualmente, para usar depósitos de petróleo e gás esgotados para projetos de captura e armazenamento

A região já fez um progresso inicial nesse sentido. A figura 6.3 mostra a situação em relação ao estabelecimento de estratégias de hidrogênio verde. Seis países já têm projetos operacionais de produção de hidrogênio verde e todos eles têm projetos em desenvolvimento. Outros três países da região anunciaram projetos de produção de hidrogênio. Além desses nove países, o Panamá e o Equador têm estratégias de desenvolvimento de hidrogênio verde, mas ainda não anunciaram projetos específicos (Pupo e González, 2023).



Transição energética no setor residencial

- Padrões de consumo de energia residencial na região

- Isolamento dos edifícios e consumo de energia

- Políticas de transição energética para o setor residencial

- Os desafios da eletrificação residencial



Mensagens-chave

1

O consumo de energia per capita do setor residencial na América Latina e no Caribe é várias vezes menor do que da China, da Europa e dos Estados Unidos e, em geral, é inferior ao de países com renda semelhante. Isso se deve à combinação de um clima predominantemente quente e um nível de renda médio. Enquanto o clima quente limita as necessidades de consumo para aquecimento, que é a principal fonte de consumo e emissões no setor residencial nos países desenvolvidos, a renda média limita o consumo geral de energia.

2

A situação atual e a evolução futura da renda e do clima determinam dois dos três principais desafios da transição energética no setor residencial na América Latina e no Caribe: a substituição da biomassa por energias mais limpas e o aumento do número de eletrodomésticos.

3

O consumo ainda elevado de biomassa na região não é apenas um desafio em termos de emissões, mas também em termos de saúde. Em cinco dos países mais pobres, pelo menos 30% das residências usam lenha como principal fonte para cozinhar. A biomassa também é o principal insumo, juntamente com o gás, para atender às necessidades de aquecimento em países com renda mais alta e clima mais frio.

4

O aumento progressivo do uso de eletrodomésticos, especialmente o ar-condicionado, levará a um aumento substancial do nível, da sazonalidade e da variação do consumo de eletricidade ao longo do dia. A conexão das residências às redes de eletricidade não é um grande obstáculo a essa expansão do consumo de eletricidade, pois é universal, exceto nas áreas rurais de alguns países.

5

Um desafio adicional da transição é dado pela combinação da renda média com a elevada desigualdade estrutural característica da região e diz respeito ao acesso à energia para as famílias mais pobres. Na maioria dos países, essas famílias já gastam mais de 5% de sua renda com eletricidade, o que limita sua capacidade de eletrificar ainda mais seu consumo ou enfrentar preços mais altos. Além disso, muitas famílias de baixa renda nas áreas rurais ainda não estão conectadas às redes elétricas e nas áreas urbanas estão conectadas informalmente, o que leva a déficits de qualidade e riscos à saúde.

6

Existe um conjunto de políticas de eficácia comprovada para melhorar a eficiência do consumo de eletricidade, a fim de conter o aumento da demanda. Elas consistem em promover, por um lado, a eficiência dos aparelhos elétricos e dos envelopes dos edifícios por meio de práticas de rotulagem e padrões mínimos de construção e fabricação e, por outro lado, incentivar comportamentos mais eficientes de consumo elétrico por meio de ferramentas de informação e esquemas de preços mais sofisticados.

7

A autogeração de eletricidade solar doméstica é uma maneira promissora de reduzir as emissões de CO₂ e melhorar o acesso à energia, especialmente nas áreas rurais, onde os custos de distribuição de eletricidade são mais altos. Os subsídios para a adoção de painéis devem ser direcionados de modo a não serem regressivos, pois as famílias de renda mais alta têm mais incentivos para instalá-los devido ao seu maior consumo de eletricidade.

Transição energética no setor residencial¹

Introdução

O consumo de energia das famílias em suas residências é um insumo fundamental para seu bem-estar. As famílias usam energia para cozinhar e refrigerar alimentos, utilizar diversos aparelhos e, dependendo do clima da região onde estão localizadas, para aquecer ou resfriar suas casas. O consumo final de energia derivado de todos os usos residenciais representa, em média, quase um quarto do consumo total em 27 países da América Latina e do Caribe (ALC) (OLADE, 2021b). Além dos impactos positivos de diferentes usos de energia sobre o bem-estar, o uso de fontes de energia sujas, como lenha para cozinhar ou aquecer, tem impactos negativos bem documentados sobre a saúde e exige maior esforço e dedicação de tempo.

Dada a importância do consumo de energia do setor residencial no consumo total, o imperativo climático de reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE) também se aplica a esse setor. O total de emissões de CO₂ geradas diretamente pelas

residências nesses 27 países em 2021 representou 5,6% do total de emissões dos sistemas de energia, edifícios, indústria e transporte, além da gestão de resíduos (Minx et al., 2021). Essa proporção regional é menor do que a média global de 7,7% e não inclui as emissões associadas à geração de eletricidade utilizada pelas famílias, que globalmente mais do que dobram as emissões diretas.

Os desafios da transição energética no setor residencial incluem, portanto, a melhoria do acesso à energia como ingrediente fundamental do bem-estar das famílias e a necessária redução das emissões. A combinação de ambas as dimensões está claramente refletida no sétimo dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS 7) das Nações Unidas, que estabelece como meta “garantir o acesso à energia acessível, segura, sustentável e moderna”. Essa dimensão enfatiza que o acesso implica um componente de acessibilidade e qualidade da energia consumida. A qualidade do consumo

¹ Este capítulo foi elaborado por Guillermo Alves com a assistência de pesquisa de Facundo Lurgo.

residencial de energia refere-se tanto à continuidade do fornecimento, na medida em que não sofre interrupções, quanto ao uso de energia moderna, que se refere ao uso de energia limpa.

Conforme demonstrado neste relatório, a motivação climática da transição energética envolve o progresso na melhoria da eficiência do consumo de energia e da eletrificação. As famílias podem atingir níveis mais altos de eficiência energética utilizando aparelhos com maior eficiência e isolando suas residências. Em termos de eletrificação, este capítulo mostra que há um amplo escopo na região para eletrificar o consumo residencial, mas esse escopo parece substancialmente mais restrito do que nos países de renda mais alta do planeta. O capítulo também mostra que as famílias podem contribuir para a eletrificação através da geração de eletricidade com painéis solares instalados em suas casas. Essa tecnologia tem um potencial especial para melhorar o acesso à eletricidade em áreas rurais, onde ainda há residências que não estão conectadas a redes de distribuição elétrica.

No caso do consumo residencial, as duas margens de eficiência e eletrificação, que são transversais no relatório, estão ligadas a mudanças de comportamento que reduzem o consumo de energia. Além disso, há outro mecanismo comportamental: a economia de energia. Dois exemplos clássicos são desligar as luzes dos espaços onde não são necessárias e moderar as temperaturas dos sistemas de aquecimento e resfriamento.

O tipo de energia e a quantidade consumida nas residências dependem de quatro fatores principais. O primeiro deles é o clima, que desempenha um papel fundamental na região. O capítulo mostra que, em regiões com invernos frios, o aquecimento de ambientes e a água quente doméstica são os principais usos, representando mais da metade do consumo

total de energia, enquanto em áreas quentes o uso principal é a cocção de alimentos. O segundo fator é o acesso das famílias às fontes de energia, pois condiciona o tipo de energia que consomem. O uso de eletricidade e gás natural requer conexão com as redes; o uso de gás liquefeito de petróleo (GLP) requer proximidade com a rede de distribuição; e o uso de biomassa para cozinhar e aquecer é mais barato quando há uma floresta próxima de onde extrair lenha. O terceiro fator é a renda familiar, pois ela delimita o tipo e a quantidade de energia consumida, principalmente por meio de seu impacto sobre a qualidade e a quantidade de aparelhos que a família pode comprar. Por fim, o preço dos eletrodomésticos e das fontes de energia determina o poder de compra de determinada renda em termos de consumo de energia e, assim, o tipo e a quantidade de energia consumida pela família.

A interação desses quatro fatores ao longo do tempo, juntamente com uma série de características históricas de países e regiões, formam padrões culturais de consumo de energia que condicionam as possibilidades de transição energética. Por exemplo, a disponibilidade de florestas e a baixa renda fazem com que as práticas de cozinha com biomassa estejam fortemente enraizadas na cultura.

Outra característica do consumo residencial de energia que condiciona as possibilidades de transição é a longa vida útil de determinados bens. Esse é o caso das residências, cujas estruturas duram décadas ou séculos e que, como será visto, influenciam a eficiência do consumo de energia para satisfazer as necessidades de aquecimento e resfriamento. Da mesma forma, vários dos principais eletrodomésticos, como fogões e geladeiras, condicionam o tipo e a eficiência da energia consumida e têm vida útil muito longa, tornando sua substituição necessariamente gradual.

Padrões de consumo de energia em residências na região

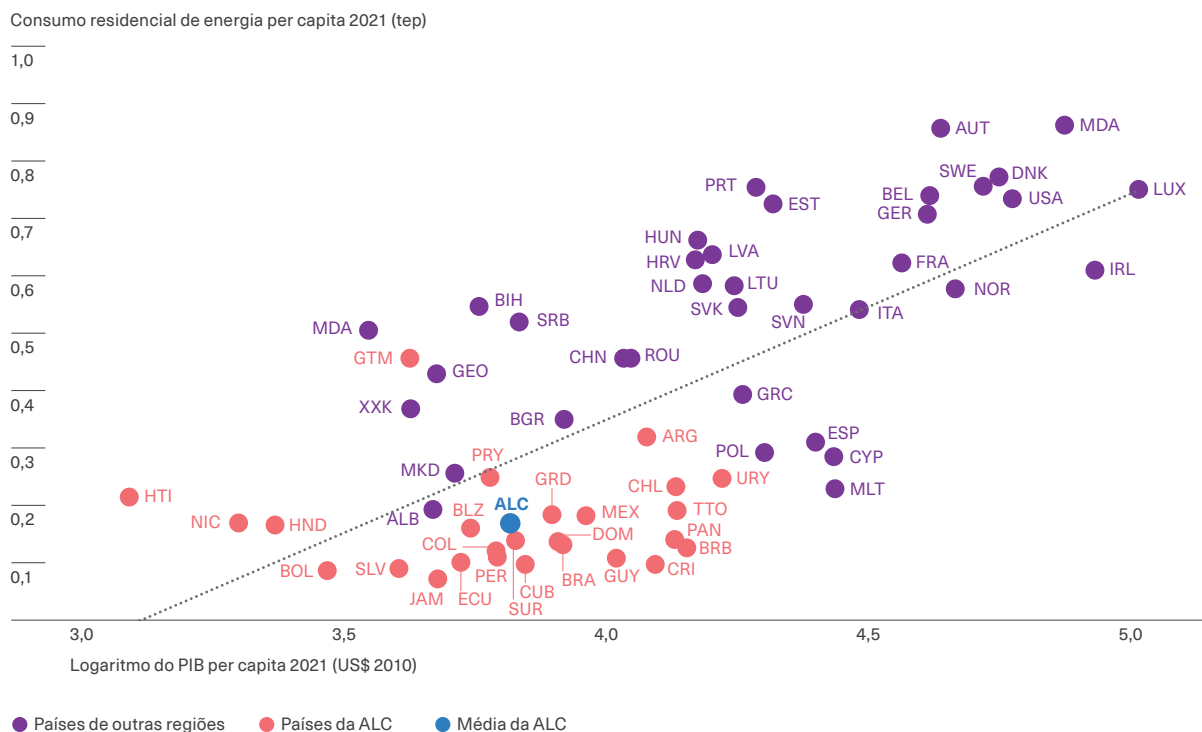
Quanto e que tipo de energia as residências consomem?

A média simples do consumo residencial de energia por pessoa em 27 países da América Latina e do Caribe foi de 0,17 toneladas equivalentes de petróleo (tep) em 2021 (OLADE, 2021b). Esse valor ficou bem abaixo das médias da China (0,46 tep), dos Estados Unidos (0,73 tep) e da Europa (0,56 tep) (National Bureau of Statistics of China, 2022; EIA, 2020d; Eurostat, 2022). Como mostra o gráfico 7.1, o nível de consumo residencial varia muito entre os países da

região, atingindo um mínimo de 0,07 tep na Jamaica e um máximo de 0,46 tep na Guatemala. O gráfico 7.1 mostra uma forte correlação positiva entre o nível de renda do país e o consumo total residencial de energia per capita. Além disso, o fato de os países da América Latina e do Caribe (em verde) estarem, em sua maioria, abaixo da linha pontilhada confirma a ideia de que a região tem um consumo residencial de energia relativamente baixo para seu nível de renda.

Gráfico 7.1

Consumo final residencial de energia per capita e PIB per capita em 2021



Nota: O gráfico apresenta o consumo residencial de energia per capita e o logaritmo do PIB per capita (em dólares constantes de 2010) em 26 países da ALC, 36 países da Europa, China e EUA. O consumo de energia é medido em toneladas equivalentes de petróleo (tep). Para facilitar a visualização do gráfico, a Finlândia não está incluída, pois tem um alto valor de consumo per capita. A linha pontilhada representa uma regressão estimada dos valores no eixo vertical sobre os valores no eixo horizontal. Os países são identificados por seu código ISO. A lista de países considerados em cada grupo pode ser encontrada no apêndice do capítulo on-line.

Fonte: Elaboração própria com base em dados da OLADE (2021b), Eurostat (2022), da CEPAL (2023) e do Banco Mundial (2023d).

O aumento da renda familiar está associado não apenas ao aumento do consumo, mas também à substituição de energias sujas por energias limpas. Essas forças estão por trás da mudança radical na composição da cesta de energia doméstica na América Latina e no Caribe nas últimas cinco décadas. Enquanto, em 1970, a lenha era a principal fonte residencial de energia em 23 dos 27 países, atingindo uma média de 58% do consumo residencial total, em 2021 esse lugar foi ocupado pela eletricidade, com uma participação de 38%, aumentando 30 pontos percentuais em relação a 1970 (OLADE, 2021b). Como será visto mais adiante, esse aumento na importância da eletricidade foi possível devido a uma notável expansão do acesso das famílias às redes elétricas.



A baixa necessidade de aquecimento e a renda média explicam por que o consumo residencial de energia per capita na América Latina e no Caribe é substancialmente menor do que nos países desenvolvidos

Além da eletrificação, a redução do uso de querosene de 17,5% para 1,4% e o aumento do uso de GLP de 6,2% para 20,9% também contribuíram para que a matriz energética das famílias latino-americanas e caribenhas se tornasse muito mais limpa no último meio século. De acordo com a classificação da Organização Mundial da Saúde (OMS), detalhada no quadro 7.1, o uso de energia suja no consumo residencial passou de 82% em 1970 para 36% em 2021².

Comparando a atual matriz energética residencial da América Latina e do Caribe com a dos países desenvolvidos, a eletricidade tem dez pontos percentuais a menos de participação que nos Estados Unidos e dez pontos a mais que a média europeia (AIE, 2022b; Eurostat, 2022). A grande diferença em relação ao mundo desenvolvido está no papel menor do gás natural, que, com 5%, está bem abaixo dos 46% dos Estados Unidos e dos 34% da média europeia, bem

como na maior importância da lenha, que atinge 30%, enquanto é nula nos Estados Unidos e cerca de 17% na Europa.

Mesmo que a substituição de energia suja por energia limpa no nível residencial nos últimos cinquenta anos tenha ocorrido em todos os países da América Latina e do Caribe, ainda há uma forte heterogeneidade nas fontes de consumo doméstico e, portanto, nos desafios dessa transição para esse setor. O gráfico 7.2 apresenta essas informações para 27 países da região em 2021 e sugere três grupos dependendo de qual é a principal fonte de energia para consumo residencial.

Embora a lenha tenha diminuído seu papel no consumo residencial em todos os países, em um primeiro grupo ainda é a fonte mais relevante, com 61% do consumo total em média. Isso inclui os países com a menor renda per capita, como Guatemala, Haiti, Honduras e Nicarágua, Chile, onde é utilizada para aquecimento, e Colômbia, Paraguai e Peru, onde é utilizada principalmente para cozinhar. Mesmo que globalmente esse padrão de maior peso da lenha seja típico de países de renda muito baixa, também é observado em países do Leste Europeu, que precisam atender a importantes necessidades de aquecimento em níveis de renda média. Esse é o caso da Bósnia-Herzegovina, Croácia, Estônia, Montenegro e Romênia, que têm uma parcela de lenha de pelo menos 40% do consumo residencial total (Eurostat, 2022).

Em um segundo grupo, a fonte predominante é o gás, com uma participação média de 51%, somando gás natural e gás liquefeito de petróleo. O grupo é formado por Belize, Bolívia, Equador, El Salvador e México, onde predomina o GLP, e pela Argentina, onde prevalece o gás natural. Esse grupo apresenta a situação mais equilibrada entre as diferentes fontes, com a eletricidade atingindo 31%, em média, e a lenha, 16%. Esse tipo de combinação de fontes, com o gás dominando, a eletricidade em segundo lugar e a lenha em terceiro, é também observado na média europeia e, em particular, na Alemanha, Finlândia e Itália.

² O gráfico A.7.1 incluído no apêndice do capítulo disponível on-line apresenta a evolução do uso relativo das diferentes fontes entre 1970 e 2021 por país.

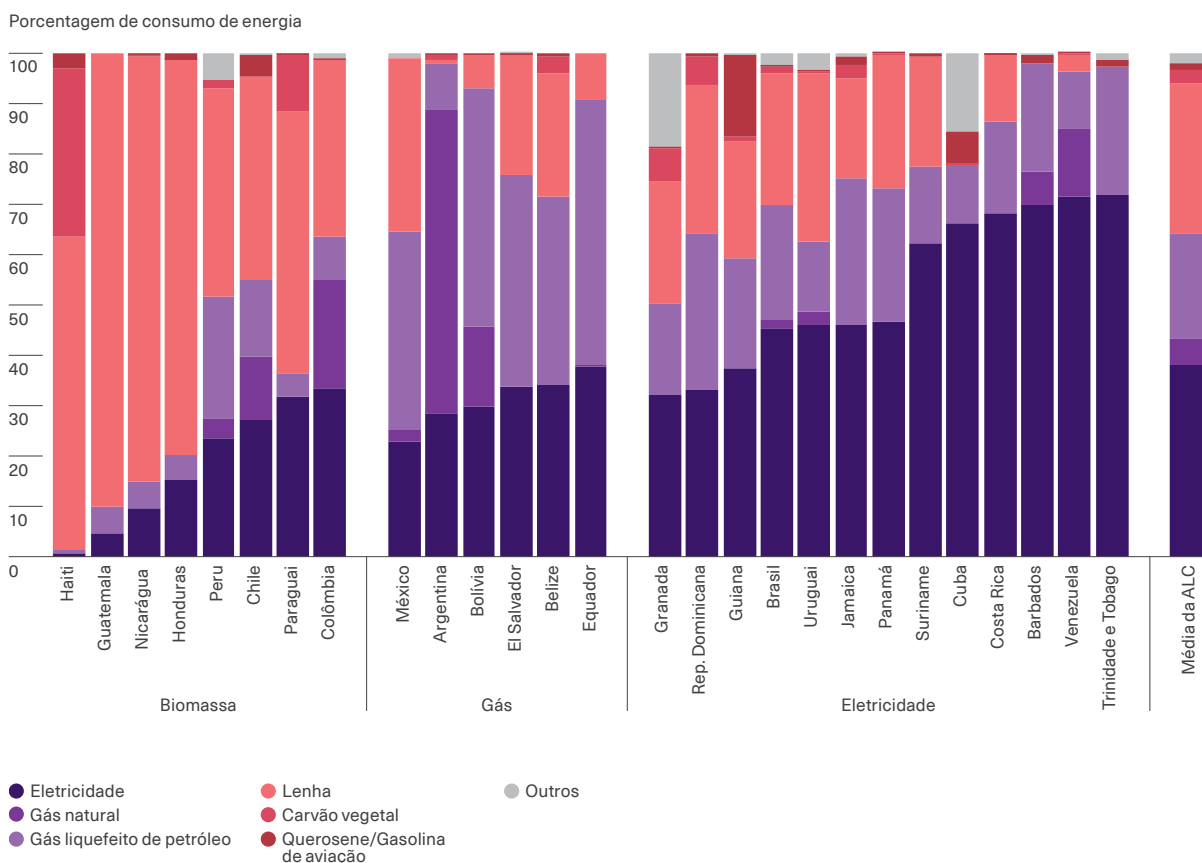
Em um terceiro grupo de países, a eletricidade é a principal fonte, com uma participação média de 54%. Esse grupo inclui os países com a maior renda per capita da América Central e do Caribe, como Barbados, Costa Rica, Granada, Panamá, República Dominicana e Trindade e Tobago, bem como Brasil, Guiana, Suriname, Uruguai e Venezuela. A elevada participação da eletricidade nesses países é semelhante à observada nos Estados Unidos e nos países europeus com maior participação da eletricidade, como Bulgária, Espanha, Portugal e Suécia (AIE, 2022b; Eurostat, 2022). Esse terceiro grupo difere dos

Estados Unidos e de vários desses países europeus pela baixa ou nula participação do gás natural (2% em média) e pela maior participação do gás liquefeito de petróleo (21% em média) e da lenha (17%).

● ●
O primeiro desafio da transição energética no setor residencial da região é substituir o consumo de lenha por fontes mais limpas, seja para cozinhar ou para aquecimento

Gráfico 7.2

Distribuição do consumo residencial de energia por fonte em 2021



Nota: O gráfico mostra a distribuição percentual do consumo residencial de energia por fonte para 27 países e a média da ALC em 2021. Três grupos de países são identificados de acordo com a fonte de energia predominante, da menos para a mais limpa: biomassa (lenha e carvão vegetal), gás (gás natural e gás liquefeito de petróleo) e eletricidade.

Fonte: Elaboração própria com base em dados da OLADE (2021b).

O uso de lenha varia em importância entre os três grupos, mas é relevante em quase todos os países e sua substituição por fontes mais limpas constitui o primeiro dos três principais desafios da transição energética do setor residencial na região. Para a motivação climática, a magnitude absoluta desse consumo é importante. Em 2021, os países que mais consumiram

lenha (mais de 200 quilos por habitante [kg/hab.]) foram, na ordem do maior para o menor, Guatemala, Nicarágua, Honduras, Paraguai, Haiti, Uruguai e Chile. Na Colômbia, Brasil, República Dominicana, Peru, Granada e México, esse consumo estava em um nível intermediário, entre 100 e 200 kg/hab., e no restante dos países foi inferior a 100 kg/hab.³.

Como as residências na região utilizam energia?

As residências usam energia para cozinhar alimentos, esquentar água, aquecer, resfriar e iluminar ambientes, conservar alimentos, lavar roupas e operar uma variedade de eletrodomésticos. O clima é o principal determinante de qual desses usos é dominante. Enquanto em regiões quentes a energia é usada principalmente para cozinhar, ultrapassando 50% da energia total consumida, nas regiões com invernos frios predomina o aquecimento de ambientes (Bouille et al., 2021; CEPAL, 2016; Contreras et al., 2022)⁴. Embora as duas regiões difiram sobre se o uso principal é cozinhar ou aquecer, ambas definem o primeiro dos três principais desafios da transição energética no setor residencial da região: a substituição da biomassa por fontes mais limpas.

A operação de eletrodomésticos e a iluminação ocupam a segunda posição no consumo de energia em países quentes, enquanto nos países com invernos frios, esses fatores ocupam o terceiro lugar, ficando atrás do aquecimento de água. Como será visto a seguir, o uso de ar-condicionado para refrigeração de ambientes ainda desempenha um papel relativamente pequeno em todos os países, embora sua adoção esteja crescendo e, como será visto mais adiante, espera-se que aumente no futuro devido ao aquecimento global e ao aumento da renda familiar. O aumento do nível, da sazonalidade e da variabilidade da demanda de eletricidade ao longo do dia, causado pelo aumento da posse e do uso de eletrodomésticos, incluindo ar-condicionados, é o segundo dos três principais desafios que o setor residencial na região enfrenta diante da transição energética.

Cozinhar como uso principal e o desafio de adotar energias limpas

A predominância da cozinha como uso principal da energia no setor residencial na maioria dos países da América Latina e do Caribe se deve ao fato de ser o mais fundamental em termos de necessidades humanas e a que a renda ainda é muito baixa para que outros usos se expandam. Além disso, sua necessidade de gerar calor faz com que seja um uso particularmente intensivo de energia: cozinhar com eletricidade

durante 3 horas por dia consome duas vezes e meia mais energia do que uma geladeira que funciona o dia todo (Wright et al., 2020). Essa proporção é ainda maior quando outras fontes de energia são utilizadas para cozinhar: mais de dez vezes se for utilizado um fogão a lenha moderno e mais de vinte vezes se for cozido no fogo de forma tradicional.

³ O gráfico A.7.2 no apêndice do capítulo disponível on-line apresenta esses resultados em mais detalhes.

⁴ CEPAL (2016) apresenta dados de distribuição do consumo por uso final para apenas sete países (Argentina, Brasil, Chile, El Salvador, Paraguai, República Dominicana e Uruguai). No Brasil, em El Salvador e na República Dominicana, o cozimento é o principal uso, ultrapassando 50% da energia consumida. As semelhanças climáticas entre a maioria dos países da ALC com esses últimos levam a inferir que cozinhar é de fato o principal uso na maioria deles. Argentina, Chile e Uruguai, países com invernos frios, têm consumos de uso final bastante semelhantes aos europeus com necessidades de aquecimento comparáveis, embora com uma maior proporção destinada ao aquecimento de água nos três e à cocção na Argentina e no Uruguai.



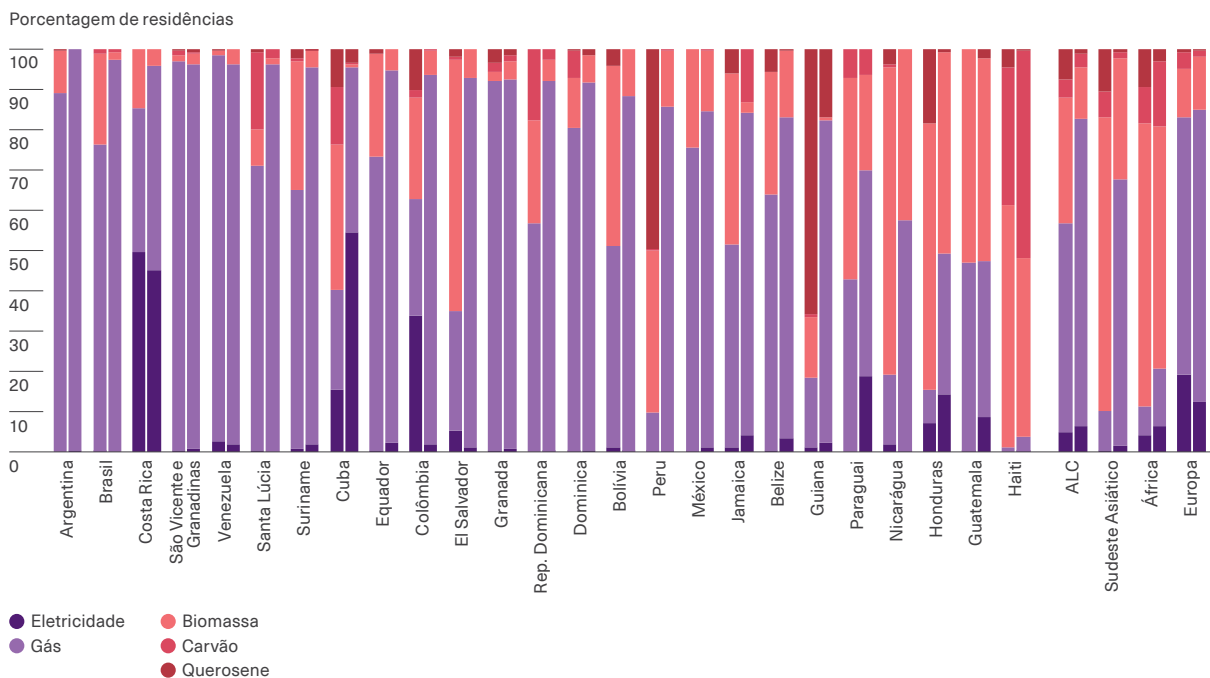
O tipo de energia utilizada para cozinhar varia consideravelmente entre os países e entre as áreas rurais e urbanas da América Latina e do Caribe. Isso explica grande parte das diferenças entre os países no consumo total (gráfico 7.1) e na composição da matriz energética residencial (gráfico 7.2) e, portanto, nas emissões diretas das famílias. O uso de energia suja para cozinhar tem impactos negativos sobre a saúde, que são abordados no quadro 7.1.

O gráfico 7.3 apresenta a proporção de residências em cada país de acordo com a principal fonte de energia utilizada para cozinhar em 1990 e 2021.

2021. Nesse último ano, o gás foi a principal fonte em todos os países, exceto na Guatemala, Haiti e Honduras, chegando a 76% na média regional. Essa média é muito semelhante à média europeia, com a diferença de que lá predomina o gás natural, enquanto na América Latina e no Caribe prevalece o gás liquefeito de petróleo. A biomassa ficou em um distante segundo lugar em 2021, com 13%, semelhante à média europeia e bem abaixo da média da África e do Sudeste Asiático. A eletricidade é a terceira maior fonte de energia utilizada para cozinhar, com 7% na média simples da região.

Gráfico 7.3

Principal fonte de energia utilizada para cozinhar em 1990 e 2021



Nota: O gráfico mostra a distribuição de residências em 25 países da América Latina e do Caribe de acordo com o principal combustível utilizado para cozinhar nos anos 1990 (primeira barra vertical) e 2021 (segunda barra vertical), bem como a média da região e da Europa, Sudeste Asiático e África. As fontes de energia mais limpas em termos de emissões (eletricidade e gás) são identificadas em roxo e violeta e as mais sujas (biomassa, carvão e querosene), em diferentes tons de vermelho. É possível ver quais países compõem as regiões da África, Europa e Sudeste Asiático no apêndice do capítulo on-line.

Fonte: Elaboração própria com base em dados da OMS (2021).

Quadro 7.1

Uso de energia suja e saúde

O uso de combustíveis tradicionais, sólidos ou “sujos” para atender às necessidades energéticas domésticas afeta negativamente a saúde por meio da poluição do ar em ambientes fechados (Gordon et al., 2014; Lee et al., 2020). Isso ocorre devido à geração de gases tóxicos, como monóxido de carbono e material particulado (MP). Os impactos negativos consistem em uma maior incidência de doenças respiratórias e, em menor escala, de doenças cardiovasculares (Po et al., 2011).

A OMS considera combustíveis sujos aqueles que excedem determinados limites críticos de emissão de material particulado fino ($MP_{2,5}$) e monóxido de carbono (CO). Para cozinhar, a energia solar, a eletricidade, o biogás, o gás natural e liquefeito de petróleo e os combustíveis alcoólicos, incluindo o etanol, são considerados limpos. No caso da biomassa, o aparelho de cozimento ou aquecimento utilizado deve atender a padrões de qualidade muito elevados para ser considerado limpo.

Os efeitos negativos diretos do uso de energia suja dentro da residência recaem em maior medida sobre mulheres e crianças (Po et al., 2011). As mulheres estão mais expostas aos poluentes do que os homens devido ao maior tempo dedicado ao trabalho não remunerado em casa, principalmente nas tarefas de cozinha, onde a exposição é mais direta. As crianças são particularmente afetadas devido ao tempo que passam com suas mães, que são as principais responsáveis por seus cuidados, e porque seus sistemas respiratórios ainda estão em desenvolvimento.

No setor residencial da maioria dos países, a energia é usada principalmente para a cocção de alimentos, sendo o gás liquefeito de petróleo o combustível mais frequente

A alta incidência de combustíveis sujos para cozinhar é um sério desafio no Haiti, onde a biomassa e o carvão vegetal juntos ultrapassam 90%; na Guatemala, Honduras e Nicarágua, onde a proporção de residências que cozinham com biomassa ultrapassa 40%; e, em menor escala, em Belize, Guiana e Paraguai, onde a incidência de energia suja para cozinhar está entre 15% e 25%⁵. O desafio de mudar para fontes mais limpas para cozinhar é especialmente relevante nas áreas rurais, onde a incidência de combustíveis sujos é muito maior. Em média, em 2021, a utilização de biomassa nas áreas rurais foi

20 pontos percentuais mais alta do que nas áreas urbanas, enquanto a utilização de gás foi 20 pontos percentuais mais baixa⁶.

Dada a importância da eletricidade para a transição energética, vale a pena avaliar se essa forma de energia é relevante para cozinhar em algum país da região. Costa Rica e Cuba se destacam como os únicos países onde pelo menos metade das residências usa energia elétrica para essa atividade. Também é relativamente importante no Paraguai, onde cerca de 1 em cada 5 residências a utiliza. A relevância dessa fonte de energia para cozinhar nesses países pode indicar um possível caminho para a substituição da biomassa pela eletricidade. Além disso, embora o gás liquefeito de petróleo seja considerado uma energia limpa, sua pegada de carbono é maior do que a da eletricidade, especialmente quando se considera que os botijões são transportados em veículos a combustão.

⁵ Enquanto em Belize e no Paraguai a principal fonte suja é a biomassa, na Guiana é o querosene.

⁶ O gráfico A.7.3, no apêndice do capítulo disponível on-line, apresenta mais detalhes sobre as diferenças entre as áreas rurais e urbanas por país.

Consumo de energia e temperatura: água quente para uso doméstico e aquecimento e resfriamento de ambientes

A temperatura ambiente é o principal determinante da quantidade, da fonte e da sazonalidade do consumo de energia no setor residencial em todo o mundo. Na Europa, o aquecimento de ambientes representa, em média, quase dois terços do consumo doméstico de energia e é o uso mais intensivo de combustíveis fósseis (Eurostat, 2022). Na América Latina e no Caribe, pelo contrário, o clima quente limita as necessidades de aquecimento, enquanto o resfriamento de ambientes se torna mais importante como um uso não intensivo de combustíveis fósseis. Além do aquecimento e do resfriamento de ambientes, a água quente para uso doméstico é outro uso fundamental ligado à temperatura, sendo o segundo em importância na Argentina, Chile, México e Uruguai (Bouille et al., 2021; CEPAL, 2016; Contreras et al., 2022).

Uma medida comum das necessidades térmicas dos ambientes é o número de graus-dia de aquecimento e resfriamento que uma cidade, região ou país tem em um ano. O cálculo dos graus-dia de aquecimento começa com a definição de uma temperatura de referência abaixo da qual uma residência precisa ser climatizada. Depois, para cada dia do ano, é calculada a diferença entre essa referência e a temperatura média daquele dia. Por fim, essas diferenças são somadas para todos os dias do ano. O cálculo dos graus-dias de resfriamento é feito de forma semelhante, mas utilizando a diferença entre a temperatura média de um dia e uma referência a partir da qual a residência precisa ser resfriada.



O clima da região faz com que as necessidades de resfriamento dos ambientes sejam muito maiores do que as necessidades de aquecimento. Isso será acentuado pelo aquecimento global

A figura 7.1 apresenta mapas com graus-dia de aquecimento e resfriamento para a América Latina e o Caribe, tomando como referência 17,5 graus Celsius (°C) para o primeiro indicador e 22 °C para o segundo. A figura 7.1 também apresenta mapas construídos

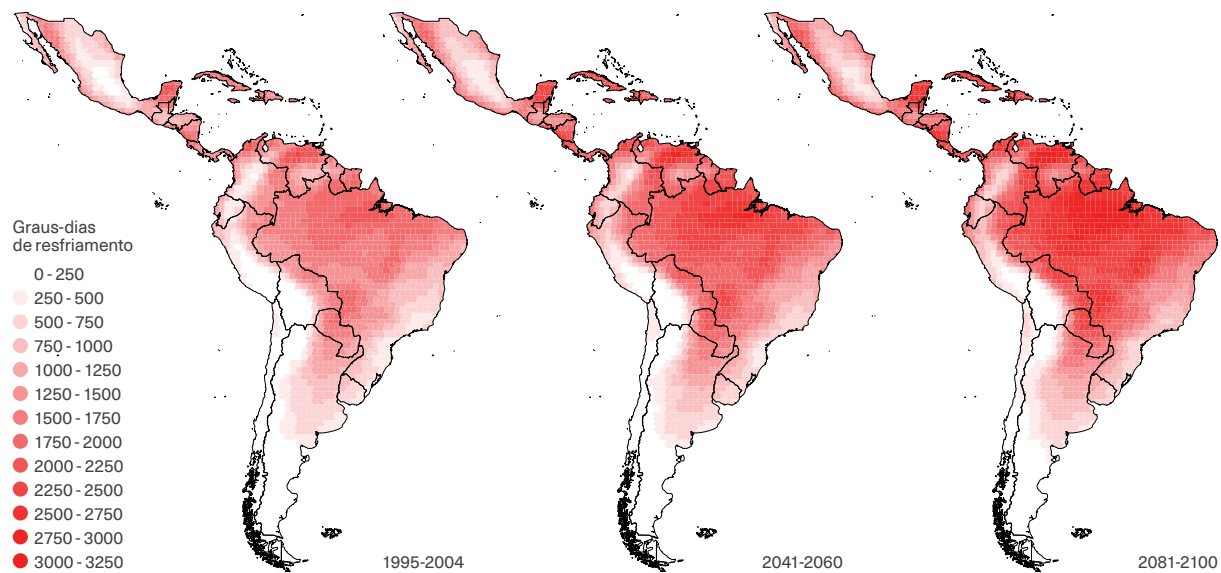
com as temperaturas observadas de 1995-2014 e as temperaturas projetadas para dois períodos futuros: 2041-2060 e 2081-2100. Alves e Lurgo (2023) e xpõem a metodologia exata utilizada para desenvolver esses mapas, bem como uma análise mais detalhada. O mapa de graus-dia de aquecimento mostra um valor de zero para as populações da América Central, do Caribe e do norte da América do Sul. Esses valores aumentam à medida que as áreas se afastam da linha do Equador e são mais altos nas regiões montanhosas andinas.

Considerando os dados da figura 7.1 e a distribuição espacial da população em cada país, podem ser formados três grupos de países de acordo com as necessidades de aquecimento de sua população: nulas, limitadas a determinadas áreas e majoritárias (Alves e Lurgo, 2023). O grupo com necessidades nulas tem menos de 10 graus-dia de aquecimento por ano para uma família média e inclui os países do Caribe, os da América Central, exceto Guatemala e Costa Rica, bem como a Venezuela. O grupo com necessidades limitadas a determinadas áreas tem menos de 500 graus-dia para uma residência média e inclui, na ordem do menor para o maior número de graus-dia de aquecimento, Costa Rica, Guatemala, Brasil, Paraguai, Colômbia e México. Nos dois últimos países, devido à existência de montanhas, pelo menos 10% da respectiva população reside em áreas com mais de 1.000 graus-dia. O grupo com as maiores necessidades de aquecimento inclui Peru, Equador, Uruguai e Argentina, cujas residências têm entre 500 e 1.000 graus-dia em média; Bolívia, com uma média de cerca de 1.400, e Chile, com 1.900. Comparando com os países europeus, a média da Bolívia é semelhante à da Espanha e de Portugal, e a do Chile é semelhante à da Croácia e da França (AIE, 2023s). Por sua vez, a ampla latitude que abrange os territórios da Argentina e do Chile e a presença de população em áreas muito elevadas na Bolívia, no Equador e no Peru fazem com que uma parte significativa das residências nesses países tenha necessidades de aquecimento bem acima da média. Pelo menos 25% da população na Bolívia e no Chile e 10% no Equador e no Peru residem em áreas com pelo menos 2.000 graus-dia. Em um caso extremo, 10% da população da Bolívia tem mais de 3.400 graus-dia, uma magnitude comparável à média da Dinamarca ou da República Tcheca.

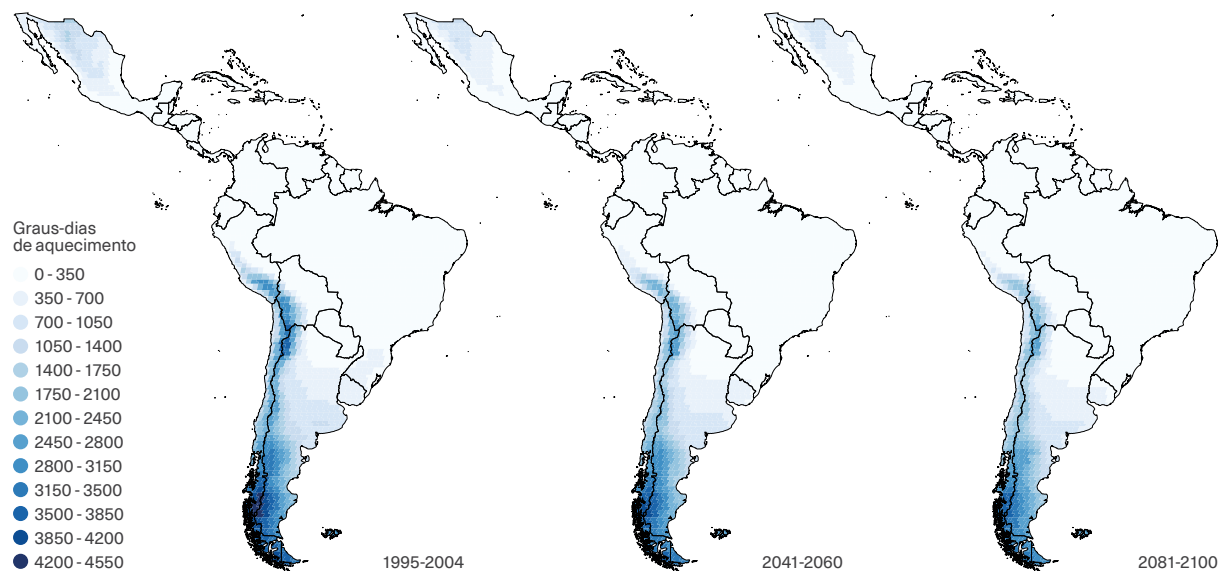
Figura 7.1

Necessidades térmicas em residências na América Latina e no Caribe

Painel A. Necessidades de resfriamento



Painel B. Necessidades de aquecimento



Nota: As temperaturas de base para o cálculo dos graus-dia são 22°C no painel A e 15,5°C no painel B. O mapa foi elaborado a partir de uma camada do IPCC, com resolução de 1°x1°, utilizando o software QGIS. Os dados surgem de diferentes modelos climáticos para a época atual (1995-2014) e projeções futuras baseadas no cenário SSP2-4.5 do IPCC para o período médio (2041-2060) e longo (2081-2100). Consulte Alves e Lurgo (2023) para obter mais detalhes sobre a coleta e o processamento de dados.

Fonte: Alves e Lurgo (2023) com base em dados do IPCC (2021).

Nos poucos países da América Latina e do Caribe onde existem necessidades de aquecimento, elas são atendidas de formas muito diferentes e, em alguns casos, com um uso de fontes bastante extremo em comparação com outros países fora da região. Dos 28 países do mundo para os quais a Agência Internacional de Energia (AIE) possui dados, o Chile tem a maior proporção de residências que usam biomassa como fonte principal, com 60%, enquanto na Argentina a grande maioria usa gás natural, com mais de 90% (AIE, 2022a). Ainda que com uma incidência menor do que no Chile, a lenha também é predominante no Uruguai, onde 42% das residências a utilizaram como fonte principal em 2022 (Instituto Nacional de Estatística, 2022). Por fim, embora a Bolívia seja o segundo país da região em relação às necessidades de aquecimento em termos de graus-dia enfrentadas por uma família média, não há informações disponíveis sobre como suas famílias atendem a essas necessidades.

Além do aquecimento de ambientes, as baixas temperaturas geram a necessidade de água quente para uso doméstico. Esse é o segundo uso residencial de energia, depois do aquecimento, na Argentina, Chile, México e Uruguai (CEPAL, 2016; Contreras et al., 2022). A fonte utilizada para aquecer a água varia muito entre esses países. Enquanto no Chile e no México predomina o gás liquefeito de petróleo, na Argentina é o gás natural e no Uruguai, a eletricidade (Gil, 2021; In-Data e CDT, 2019; Instituto Nacional de Estatística, 2022).

Alguns dados sugerem que há um potencial subutilizado de aquecedores solares de água na região, pois a área instalada é baixa em comparação com países europeus que têm irradiação solar semelhante. Embora as necessidades variem devido ao fato de que países europeus comparáveis desfrutaram de climas mais frios, as diferenças são notáveis. A área instalada é de 18 metros quadrados por 1.000 residências ($m^2/1000$) no Chile e no Uruguai, um valor baixo em comparação com 440 $m^2/1000$ na Grécia e 870 $m^2/1000$ no Chipre (CEPAL et al., 2023). A realidade é diferente em Barbados, onde 38% das residências possuíam um desses aquecedores em 2016 (Puig e Tornarolli, 2023).

A contrapartida das necessidades relativamente baixas de aquecimento na região é a necessidade generalizada de resfriamento de ambientes. Isso pode ser quantificado usando a distribuição da população de acordo com os graus-dia de resfriamento calculados em Alves e Lurgo (2023). Os países com as necessidades mais extremas de resfriamento, cuja família média enfrenta mais de 1.500 graus-dia por ano, são, na ordem do maior para o menor, Nicarágua, Trindade e Tobago, Suriname, Barbados, Jamaica, Belize, São Vicente e Granadinas, Santa Lúcia, Granada, Haiti, Dominica e Cuba. Um segundo grupo também tem necessidades significativas de resfriamento, entre 1.000 e 1.500 graus-dia, e inclui, na mesma ordem, São Cristóvão e Neves, Antígua e Barbuda, Panamá, Guiana, El Salvador, Venezuela, República Dominicana, Bahamas e Paraguai. Com valores entre 500 e 1.000 graus-dia para suas residências médias estão, do maior para o menor, Honduras, Brasil, Costa Rica, Guatemala, Colômbia e Equador. Por fim, México, Argentina, Uruguai, Bolívia, Peru e Chile têm menos de 500 graus-dia. Parte da população de vários países nos dois últimos grupos tem necessidades de resfriamento substancialmente superior à média: pelo menos 25% dos habitantes da Argentina, Equador, Guatemala, México e Uruguai têm mais de 500 graus-dia e a mesma proporção do Brasil, Colômbia, Costa Rica e Honduras enfrenta pelo menos 1.000 graus-dia.

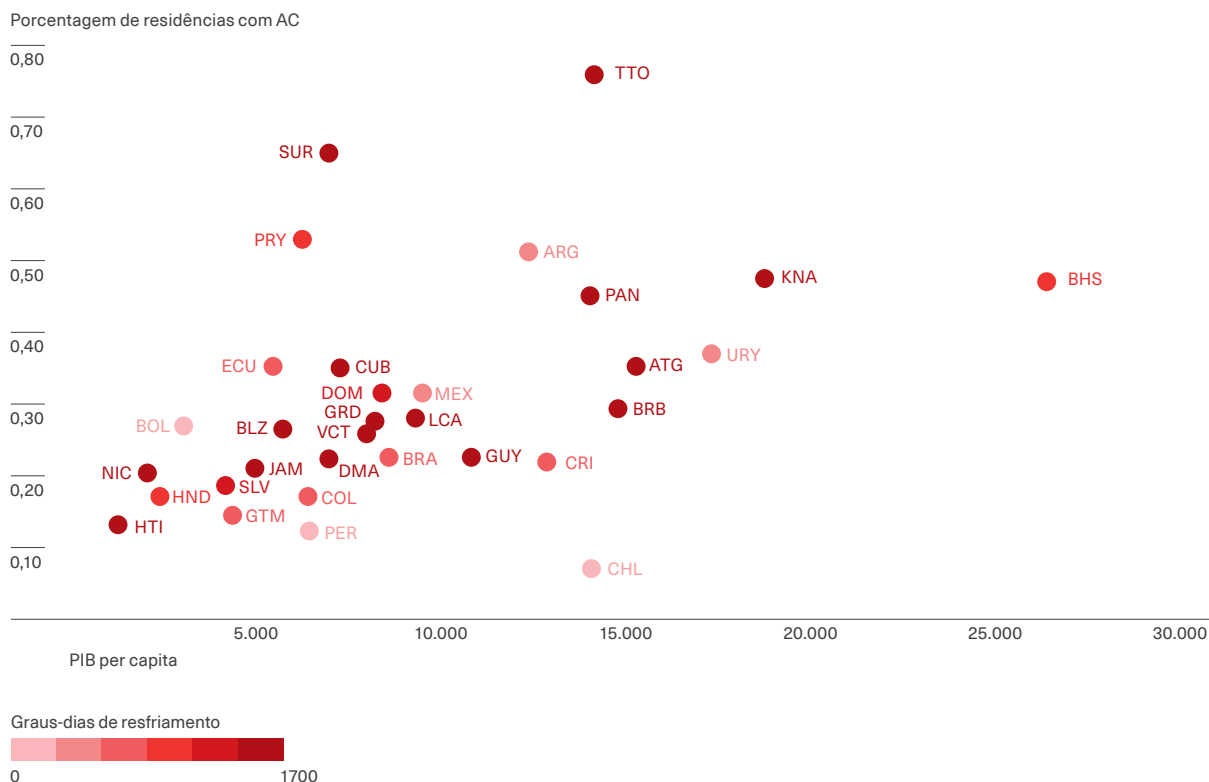
O principal método para atender às necessidades de resfriamento de ambientes é o uso de aparelhos de ar-condicionado (AC). Esses aparelhos funcionam com eletricidade e, portanto, não geram emissões diretamente, mas contribuem indiretamente para as emissões se a matriz de geração de eletricidade não for limpa. Além de servir para resfriar ambientes, alguns equipamentos de AC podem ser utilizados para aquecimento, o que os torna particularmente atraentes para a redução das emissões geradas pelo uso de combustíveis fósseis para o aquecimento de residências.

O gráfico 7.4 apresenta uma estimativa da proporção de residências com AC em cada país feita por Alves e Lurgo (2023) e sua relação com o PIB per capita, bem como as necessidades de resfriamento medidas em graus-dia, com tons mais escuros indicando valores mais altos. Na média simples dos países,

menos de um terço das residências tem ACs, portanto, a adoção desses aparelhos ainda é relativamente limitada na região, especialmente considerando as intensas necessidades de resfriamento de ambientes documentadas na figura 7.1.

Gráfico 7.4

Nível de renda, necessidades de refrigeração e proporção estimada de residências com ar-condicionado



Nota: O gráfico mostra a correlação positiva entre o PIB per capita em 2021 (em dólares constantes de 2010) e a porcentagem estimada de residências que possuem pelo menos um ar-condicionado. Esta última variável é prevista de acordo com uma regressão logística estimada com dados de pesquisas domiciliares da Argentina e do Brasil para o período 2017-2018. As variáveis preditoras nessa regressão são o PIB per capita e os graus-dia de resfriamento. A cor de cada ponto é determinada com base na média ponderada por população de graus-dia de resfriamento, com uma temperatura base de 22°C. A escala de cores foi definida com base em seis intervalos iguais de classificação 283. O mínimo corresponde ao Chile (37) e o máximo à Nicarágua (1.668). Consulte Alves e Lurgo (2023) para obter mais detalhes sobre a construção e a estimativa do modelo. O país ao qual cada código ISO corresponde pode ser encontrado no apêndice do capítulo on-line.

Fonte: Elaboração própria com base em dados de Alves e Lurgo (2023) e do Banco Mundial (2023d).

A correlação positiva entre a posse de ACs e a renda no gráfico 7.4 sugere que a razão fundamental por trás da baixa adoção desses equipamentos se deve à baixa renda familiar. Por exemplo, Trindade e Tobago e Nicarágua têm um número muito semelhante de graus-dia de resfriamento, mas o PIB per capita do primeiro país é quase sete vezes o do segundo e a posse de ACs difere em mais de 50 pontos percentuais em favor da primeira. As necessidades de refrigeração também desempenham um papel importante e explicam, por exemplo, uma diferença ainda maior entre Trindade e Tobago e o Chile, apesar de o PIB per capita de ambos os países ser semelhante. A mesma forte correlação entre a posse de ACs e a renda é observada quando se comparam famílias com diferentes níveis econômicos dentro do mesmo país. A posse de ACs em Barbados, Equador, El Salvador, Honduras e Jamaica é pelo menos 10 vezes maior para as famílias no quintil de renda mais alto do que para aquelas no quintil de renda mais baixo (Puig e Tornarolli, 2023). Outra variável que se correlaciona com a posse de ACs é o preço da eletricidade. Vários dos países com alto índice de posse de ACs para seu nível de renda têm preços de eletricidade historicamente baixos. Esse é o caso da Argentina e do Paraguai.



O aquecimento global e o futuro aumento da renda familiar aumentarão significativamente a demanda de eletricidade para eletrodomésticos, principalmente geladeiras, máquinas de lavar e ares-condicionados

Eletrodomésticos e iluminação

Os eletrodomésticos que mais consomem energia elétrica na região são os utilizados para a conservação de alimentos. Essa atividade representa aproximadamente 30% do consumo de energia elétrica residencial na República Dominicana (Ministério de Energia e Mineração e Fundação Bariloche, 2020) e 20% no México (Contreras et al, 2022).

O painel A do gráfico 7.5 apresenta a proporção média de residências que possuem geladeira (pontos roxos) e dentro de cada quintil de renda (pontos

Os ACs já têm uma participação importante no consumo residencial de energia e isso aumentará com o crescimento econômico e o aquecimento global. No México, o ar-condicionado já representa 30% do consumo de eletricidade e 7% do consumo total de energia (Contreras et al., 2022). Na República Dominicana, esses números são de 17% e 6%, respectivamente (Ministério de Energia e Mineração e Fundação Bariloche, 2020). Como referência de quanto esse consumo poderia aumentar no futuro, no sul dos Estados Unidos, onde se combinam altas rendas e temperaturas, mais de 90% das residências possuem AC e seu uso representa pelo menos 30% do consumo total de eletricidade (EIA, 2020d). O quadro 7.2 mostra que a posse de AC aumentaria em quase 20 pontos percentuais até 2050, como consequência da evolução projetada nas temperaturas e na renda, o que aumentaria o consumo total de eletricidade residencial em 13%.

Além de aumentar o consumo total de eletricidade, o uso de AC para resfriamento aumenta a variação da demanda entre os meses do ano e ao longo do dia em função da temperatura. Isso tem implicações de primeira ordem para a capacidade de geração de eletricidade dos países, que devem ter a energia necessária para cobrir os períodos mais quentes do dia. No sul dos Estados Unidos, onde, como vimos, o uso de ACs é generalizado, esses aparelhos causam um pico de consumo de eletricidade nas tardes de verão que ultrapassa 50% daquele registrado nas horas de menor consumo, que ocorrem durante a madrugada (EIA, 2020b).

cinzas) em 12 países da região. A posse desse eletrodoméstico na América Latina e no Caribe está longe de ser universal, ficando abaixo de 70% na Bolívia, Guatemala, Nicarágua e Peru, o que constitui um déficit de bem-estar muito significativo. Essa proporção cresce fortemente com o nível de renda familiar, até aproximadamente US\$ 500 per capita por mês, e atinge níveis de universalidade quando se aproxima de US\$ 1.000 per capita.

Quadro 7.2

Projeções de temperatura e demanda de resfriamento e aquecimento

Usando o cenário intermediário de emissões (SSP2-4.5) do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC) como referência, é possível calcular a quantidade de graus-dia de resfriamento e aquecimento nos diferentes países da região para 2040 (curto prazo), entre 2041 e 2060 (médio prazo) e entre 2081 e 2100 (longo prazo). Alves e Lurgo (2023) realizam esse exercício sob o pressuposto de que a distribuição relativa da população nos países permanece a mesma de hoje.

Esse exercício permite quantificar a redução das necessidades de aquecimento e o aumento das necessidades de resfriamento na região devido ao aquecimento global. A média simples de graus-dia de aquecimento no grupo de países com maiores necessidades atuais, composto por Argentina, Bolívia, Chile, Equador, Peru e Uruguai, diminuirá de cerca de 1.000 atualmente para 900, 820 e 740 a curto, médio e longo prazo, respectivamente. O aumento nos graus-dia de resfriamento seria muito mais acentuado. O grupo de 21 países com as maiores necessidades de resfriamento aumentaria seus graus-dia de cerca de 1.500 atualmente para 1.750, 1.900 e 2.200 a curto, médio e longo prazo.

O aumento acentuado das necessidades de resfriamento de ambientes, juntamente com o crescimento de longo prazo da renda familiar, terá um forte impacto na demanda de eletricidade para ar-condicionados. Estendendo os padrões atualmente observados na Argentina e no Brasil para o restante dos países, a posse média de ar-condicionados na região seria hoje de cerca de um terço. Assumindo que nas próximas décadas a renda familiar terá um aumento semelhante ao observado nas duas últimas, essa posse aumentaria em quase vinte pontos percentuais, atingindo aproximadamente metade das residências até 2050. Esse resultado implicaria em um aumento na demanda de eletricidade de 6% até 2030 e de 13% até 2050 (Alves e Lurgo, 2023).

Tabela 1

Estimativas e projeções da penetração do ar-condicionado (AC) nas residências

	Hoje		2030		2050	
	Residências com AC (%)	Número médio de aparelhos por residência	Residências com AC (%)	Número médio de aparelhos por residência	Residências com AC (%)	Número médio de aparelhos por residência
ALC	31	1,4	39	1,4	48	1,5
América do Sul	32	1,3	39	1,3	50	1,4
América Central e México	24	1,3	34	1,4	43	1,5
Caribe	34	1,4	41	1,5	50	1,6

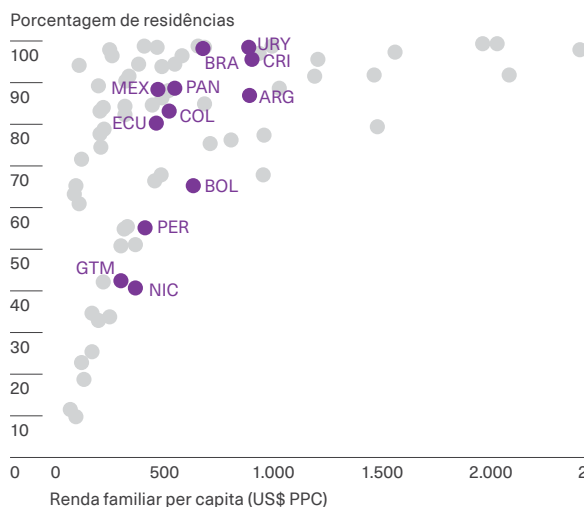
Nota: A tabela mostra estimativas da porcentagem de residências que possuem pelo menos um ar-condicionado e o número médio de aparelhos para aquelas que possuem pelo menos um. Essas variáveis são previstas com um modelo de contagem Hurdle de dois estágios, que inclui o PIB per capita e os graus-dia de resfriamento como variáveis explicativas e considera o preço da eletricidade, estimado a partir de pesquisas domiciliares na Argentina e no Brasil no período 2017-2018. Consulte Alves e Lurgo (2023) para obter mais detalhes sobre a construção e a estimativa do modelo. A lista de países considerados em cada sub-região pode ser consultada no apêndice do capítulo disponível on-line.

Fonte: Elaboração própria com base em dados de Alves e Lurgo (2023).

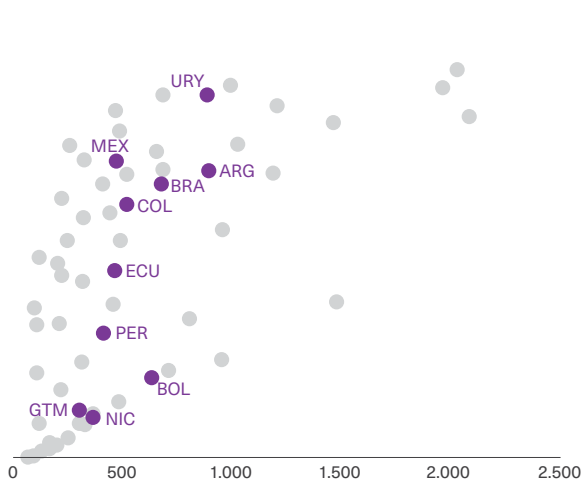
Gráfico 7.5

Relação entre posse de geladeira e máquina de lavar roupa e nível de renda

Painel A.
Posse de geladeira e renda per capita



Painel B.
Posse de máquina de lavar e renda per capita



Nota: O gráfico mostra a correlação entre a posse de eletrodomésticos básicos e a renda familiar per capita convertida em dólares de paridade de poder de compra (PPC). Cada ponto representa um quintil de renda de um país específico e as médias nacionais são destacadas em vermelho. Os dados de posse foram obtidos de pesquisas domiciliares em 12 países entre 2013 e 2021, com exceção do Panamá (ano de 2008). A renda foi ajustada usando o fator PPC para o período de cada pesquisa. É possível ver o respectivo código ISO e o ano da pesquisa de cada país no apêndice do capítulo on-line (tabela A.7.1).

Fonte: Elaboração própria com base em dados de Puig e Tornarolli (2023), CEDLAS e Banco Mundial (2022, 2023b).

As máquinas de lavar roupa são, em geral, o segundo eletrodoméstico mais relevante em termos de consumo de eletricidade (Contreras et al., 2022; Ministério de Energia e Mineração e Fundação Bariloche, 2020). O painel B do gráfico 7.5 mostra uma relação positiva entre a posse desse eletrodoméstico e a renda, mas com um padrão mais gradual do que o das geladeiras. Além disso, observa-se um salto na adoção quando a renda ultrapassa US\$ 500 per capita por mês. A compra de máquinas de lavar roupa, portanto, será outro acréscimo relevante à demanda de energia elétrica residencial na região nas próximas décadas, à medida que a renda familiar continuar a aumentar.

Um terceiro uso muito relevante da eletricidade, tanto pelo seu impacto no bem-estar quanto pelo seu consumo, é a iluminação doméstica. O progresso tecnológico introduziu novas lâmpadas que são significativamente mais eficientes do que as anteriores e, portanto, reduzem o consumo de eletricidade. As lâmpadas com tecnologia LED (diodo emissor de luz) consomem 90% menos eletricidade e duram 25 vezes mais do que as lâmpadas incandescentes tradicionais (U.S. Department of Energy, [s.d.]). Embora essas duas características de economia e durabilidade tornem economicamente conveniente a troca das lâmpadas tradicionais por outras LEDs, seu custo mais alto pode restringir sua adoção pelas famílias. Como será visto mais adiante, essa falta de adoção pode ser o foco de ação de políticas públicas.

Quanto gastam as famílias no consumo residencial de energia?

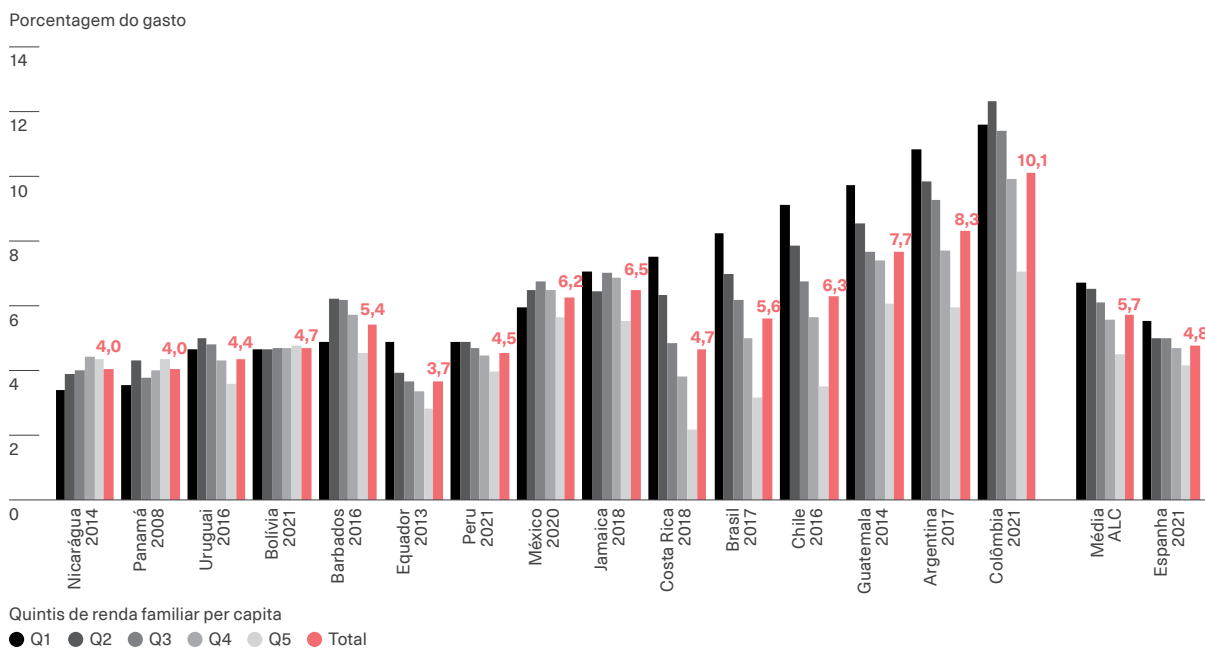
O gasto com o consumo residencial de energia é uma categoria muito relevante no orçamento das famílias da região. Portanto, eventuais mudanças nos preços da energia durante a transição terão um impacto sobre a economia doméstica. O gráfico 7.6 apresenta a proporção que representa o gasto com energia para uso residencial no gasto total das famílias em cada país nos anos específicos em que os institutos nacionais de estatística realizaram pesquisas sobre o assunto. Esse uso residencial exclui o custo do consumo de energia para transporte, que será analisado no capítulo 8. Na maioria dos países da região (e na Espanha), essa proporção está entre 4% e 5% do gasto total, mas na Argentina, Colômbia e Guatemala

é maior, ultrapassando 7%. O gráfico também mostra que, na maioria dos países, essa proporção tende a diminuir com a renda familiar. Isso implica que a energia é um bem necessário e que os impactos de possíveis mudanças de preços resultantes da transição energética serão mais intensos para as famílias mais pobres.

● ●
Em média, as famílias gastam 6% de seu orçamento em energia, principalmente em eletricidade, ultrapassando 10% entre as mais pobres em vários países

Gráfico 7.6

Porcentagem do gasto doméstico dedicado ao consumo residencial de energia



Nota: O gráfico mostra o peso médio dos gastos com energia para uso residencial no orçamento familiar por quintil de renda per capita familiar em 15 países, a média da ALC e da Espanha. Esse gasto não inclui o consumo de combustível para transporte. Os dados foram obtidos de pesquisas domiciliares nacionais no período 2013-2021, com exceção do Panamá (2008). Em alguns países, a pesquisa domiciliar foi realizada durante dois anos e, por motivos de espaço, apenas o primeiro ano é mostrado no gráfico. Esse é o caso da Argentina (2017-2018), Brasil (2017-2018), Chile (2016-2017), Costa Rica (2018-2018), Equador (2013-2014) e Uruguai (2016-2017).

Fonte: Puig e Tornarolli (2023).

Quadro 7.3

Como o consumo de eletricidade responde às mudanças no seu preço?

Há ampla evidência de que, quando confrontadas com um aumento no preço da energia (eletricidade ou gás), as famílias respondem consumindo menos e que essa resposta é maior no médio e longo prazo do que no curto prazo (Espey e Espey, 2004; Labandeira et al., 2017). No curto prazo, a quantidade de aparelhos permanece relativamente fixa e a reação comportamental se limita a mudanças em seu uso. Com o passar do tempo, as famílias reagem aos preços alterando o número de eletrodomésticos em casa, o que gera variações substancialmente maiores em seu consumo.

As reações do consumo de energia aos preços também variam muito de acordo com o país e a renda familiar. Em geral, os estudos disponíveis para a América Latina e o Caribe indicam que um aumento de 10% no preço da eletricidade reduz o consumo residencial entre 2% e 4% no curto prazo e entre 4% e 6% no longo prazo (Espey e Espey, 2004; Labandeira et al., 2017; Marques et al., 2022; Moshiri e Martínez Santillán, 2018; Zabaloy e Viego, 2022)^a. Esses números implicam que os aumentos de preços têm pouca eficácia na redução do consumo no curto prazo e, em vez disso, têm um forte impacto nos orçamentos familiares.

a. Zabaloy e Viego (2022) e Marques et al. (2022) relatam elasticidades de curto prazo entre 0,2 e 0,47 para a América Latina e 0,36 para o Caribe; Labandeira et al. (2017) estimam essa elasticidade em 0,25 para os países em desenvolvimento, e Moshiri e Martínez Santillán (2018) estimam em 0,35 para o México. Em geral, as evidências indicam que a elasticidade de curto prazo é maior na América Latina e no Caribe do que nos países desenvolvidos. Para o longo prazo, as estimativas, considerando o mesmo conjunto de artigos, exceto o último, estão entre 0,25 e 0,33, 0,42 e 0,59, respectivamente.

Puig e Tornarolli (2023) mostram que a composição dos gastos em termos de fontes de energia está alinhada com os dados de consumo por fonte apresentados no gráfico 7.2. No grupo de países com a maior incidência de eletricidade no consumo residencial de energia, composto por Barbados, Brasil, Costa Rica, Jamaica, Panamá e Uruguai, em média três quartos dos gastos com energia são com eletricidade. Na Argentina, Bolívia, Equador e México, que formam um grupo onde predomina o gás, esta fonte representa um terço do gasto total e a eletricidade, cerca de 60%. Por fim, no Chile, Colômbia, Guatemala, Nicarágua e Peru, países com alta incidência de biomassa, a proporção do consumo de eletricidade é, em média, ligeiramente inferior a 50%. A incidência de eletricidade nesse último grupo mostra que ela tem um peso

importante nos gastos domésticos, mesmo em países com uma cesta menos eletrificada.

A proporção que o gasto energético representa no orçamento familiar permite fazer uma aproximação do impacto de possíveis aumentos de preços sobre o bem-estar das famílias, assumindo que a quantidade consumida permanece constante⁷. Considerando um gasto de 10% com energia, semelhante à média das famílias colombianas no gráfico 7.6, um aumento de 20% nos preços diminui o bem-estar na mesma proporção que uma queda de 2% na renda familiar. Impactos semelhantes são verificados nas famílias do primeiro quintil da população da Argentina, Brasil, Chile e Guatemala.

7 Como mostra o quadro 7.3, as respostas da demanda às variações de preço são relativamente pequenas no curto prazo (Coady et al., 2015). Contudo, conforme explicado no quadro, a elasticidade do preço da demanda de energia não é zero. Portanto, esses impactos no bem-estar devem ser entendidos como de curtíssimo prazo e constituem um teto em relação aos impactos de longo prazo. Há também um impacto indireto por meio do aumento dos preços de bens não energéticos que usam energia como insumo para sua produção.

O Estado e os desafios da eletrificação

Acesso à eletricidade em nível residencial: conexão e preços

O acesso à eletricidade implica ganhos de bem-estar, e um elemento básico desse acesso é a conexão às redes de distribuição de eletricidade. O painel A do gráfico 7.7 mostra que a cobertura elétrica residencial é universal nos países de maior renda per capita da América Latina e do Caribe, incluindo Argentina, Brasil, Chile, Costa Rica, México, Paraguai, República Dominicana e Uruguai. Um segundo grupo de países tem níveis de cobertura um pouco mais baixos que o primeiro, mas ainda assim muito altos, atingindo entre 94% e 99% das residências. Esse grupo, que ainda precisa fazer um esforço relativamente pequeno para alcançar a universalidade, é formado (na ordem da menor para a maior taxa de conexão) pela Jamaica, Peru, Panamá, Bolívia, Barbados, El Salvador, Equador e Colômbia. Por fim, Guatemala e Nicarágua se destacam por terem níveis de conexão de eletricidade substancialmente mais baixos do que os demais, com cerca de 85% das famílias com eletricidade em suas casas, embora seus dados sejam os menos atualizados⁸.

O panorama atual de conexão elétrica generalizada na região é o resultado de importantes avanços alcançados nas últimas décadas (Puig e Tornarolli, 2023). Dos países com cobertura universal atualmente, apenas Argentina, Chile, Costa Rica e Uruguai a tinham no início do século. Colômbia, Equador e El Salvador aumentaram a proporção de residências conectadas em mais de dez pontos percentuais no mesmo período e estão muito próximos de alcançar a universalidade. O progresso foi ainda mais notável na Bolívia, em Honduras e no Peru, com aumentos de mais de vinte pontos percentuais até agora neste século.

O painel B do gráfico 7.7 mostra que a falta de universalidade da conexão à rede na Bolívia, Colômbia, Equador, El Salvador, Panamá e Peru se deve ao atraso nas áreas rurais. Nessas áreas, os custos de distribuição são mais altos devido à menor densidade populacional, aliada à geografia desafiadora, com regiões de selva e montanhas. No contexto da transição energética, os obstáculos colocados por esses custos de distribuição mais altos podem ser enfrentados com a instalação de painéis solares em cada residência, o que será analisado mais adiante neste capítulo.



A conexão às redes elétricas é universal nas áreas urbanas, como resultado dos enormes avanços nas últimas décadas, mas as lacunas de conexão ainda persistem nas áreas rurais

Embora a região esteja muito avançada em termos de conexão das residências às redes elétricas, isso não garante o acesso, que também depende do preço. Informações de pesquisas de opinião sugerem que há, de fato, desafios de acesso em termos da capacidade das famílias de arcar com os custos da eletricidade. De acordo com a edição de 2018 da pesquisa Latinobarômetro, na média simples de 18 países, 54% dos entrevistados declararam ter dificuldades em algum momento para pagar a conta de luz (Corporación Latinobarómetro, 2020).

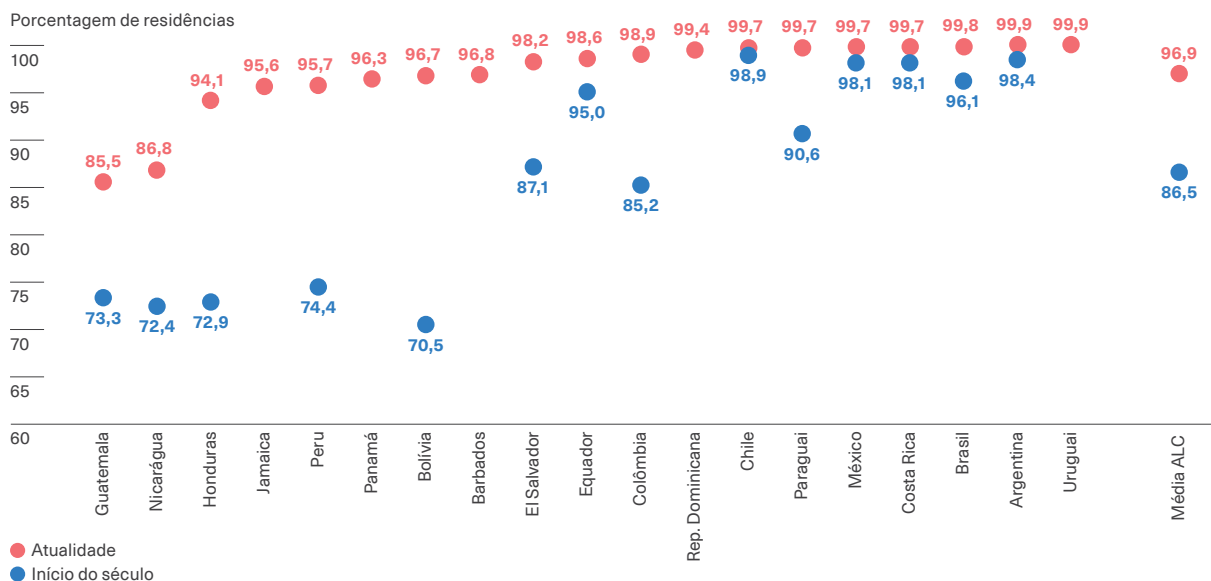
⁸ A tabela A.7.1 no apêndice do capítulo disponível on-line mostra o ano a que corresponde cada um dos dados no gráfico 7.7.

Gráfico 7.7

Situação da conexão de eletricidade na América Latina e no Caribe

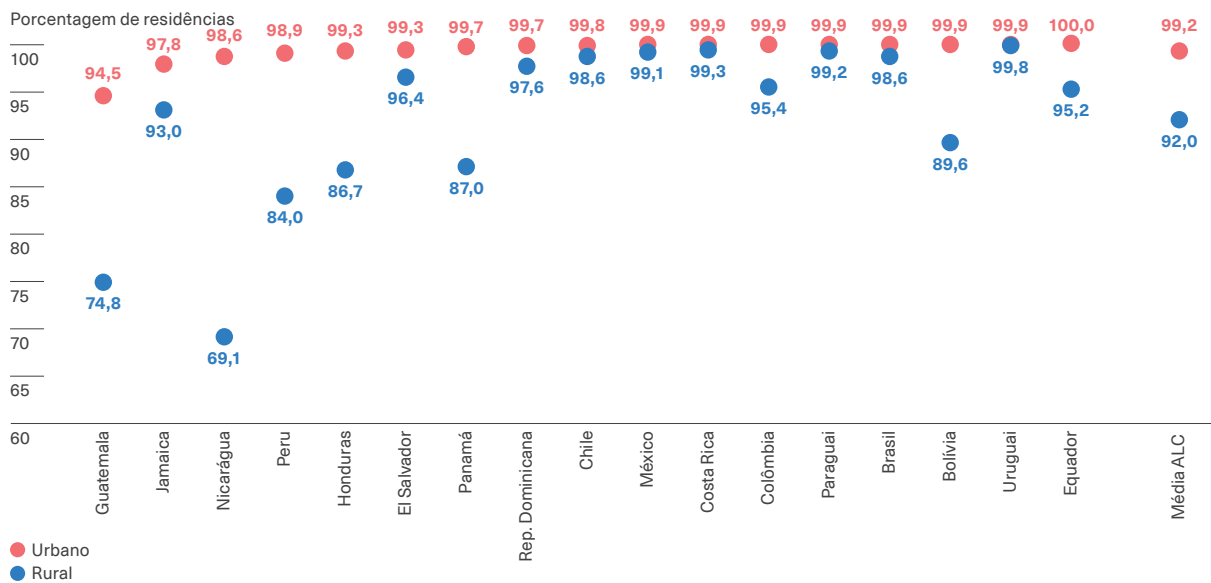
Painel A.

Evolução da proporção de residências conectadas ao serviço nos últimos 20 anos



Painel B.

Proporção de residências com conexão ao serviço em áreas rurais e urbanas atualmente



Nota: O gráfico mostra a porcentagem de residências com acesso ao serviço de eletricidade em 19 países e a média da ALC. O painel A mostra a evolução desse indicador entre o período atual (2014-2021) e o início do século (2000-2005), enquanto o painel B mostra os dados atuais por área. A variável foi construída a partir de pesquisas domiciliares nacionais. A Tabela A.7.1 no apêndice on-line apresenta o ano da pesquisa em cada país.

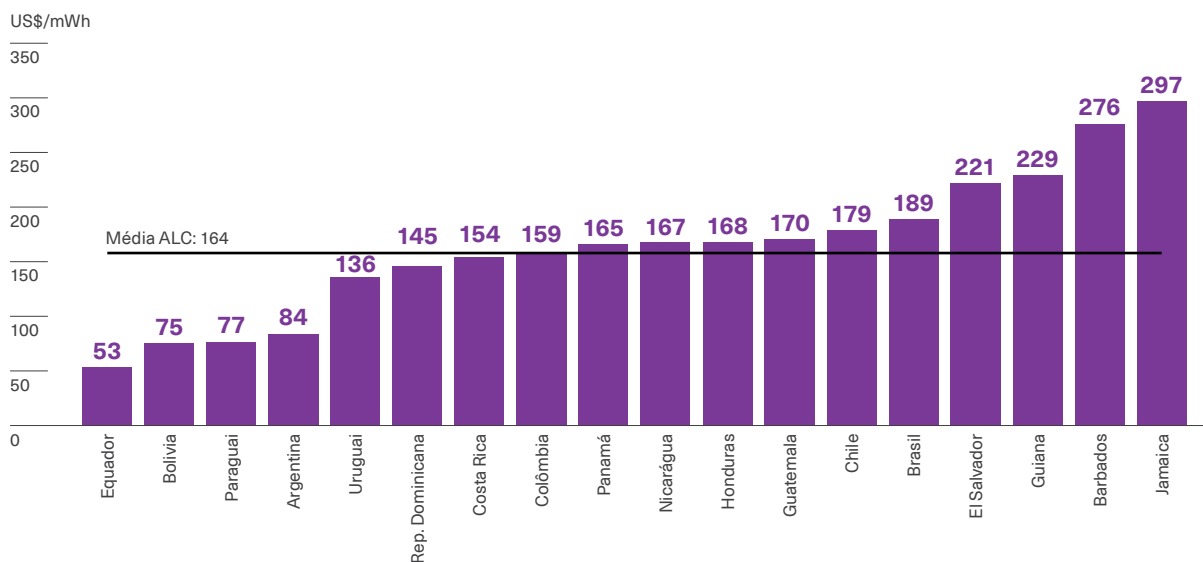
Fonte: Puig e Tornarolli (2023).

O gráfico 7.8 apresenta os preços médios de eletricidade residencial por país para o período de 2014-2020. A duração do período para o qual esses dados foram coletados nos permite aproximar o nível estrutural dos preços, que é o aspecto relevante para as decisões de compra de eletrodomésticos, principal determinante dos níveis de consumo de eletricidade. O gráfico revela enormes diferenças entre os países, que podem ser representadas agrupando-os em três conjuntos. Um primeiro grupo tem os preços mais altos, acima de US\$ 200 por megawatt-hora (MWh), e é composto (do menor para o maior preço) por El Salvador, Guiana, Barbados e Jamaica. Um segundo grupo, majoritário, tem preços próximos à média da região, variando entre US\$ 140 e US\$ 190 por MWh. Por fim, Equador, Bolívia, Paraguai e Argentina têm preços muito baixos, em torno da metade da média regional. Essas grandes diferenças nos preços de varejo são explicadas, por um lado, por custos de geração diversos e, por outro lado, por diferentes níveis de impostos e subsídios nas diversas fases de produção e distribuição de eletricidade.

Os subsídios ao preço da eletricidade residencial têm sido historicamente muito comuns na região. Entre 2011 e 2013, eles eram da ordem de 0,8% do PIB, em média, para 32 países da América Latina e do Caribe (Di Bella et al., 2015). A tabela A.7.1 no apêndice (disponível on-line) mostra que essa média escondia realidades muito diferentes. Desses 32 países, 11, incluindo principalmente os países de renda mais alta que não exportam petróleo, não têm subsídios ou subsidiam no máximo 0,1% do PIB, enquanto 9 subsidiam pelo menos 1 ponto percentual do PIB. Do total de subsídios à eletricidade, cerca de metade foi direcionada para o setor residencial (Marchán et al., 2017). Além do subsídio geral aos preços, na maioria dos países há também um componente de tarifa social, que utiliza a quantidade de eletricidade consumida como um mecanismo de direcionamento. O componente geral (não direcionado) desses subsídios é fundamental para explicar os preços baixos observados no gráfico 7.8 na Argentina, Bolívia e Equador, três países onde esses subsídios excederam a média da região entre 2008 e 2014 (Sanin, 2019).

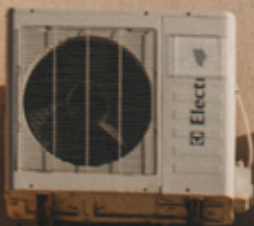
Gráfico 7.8

Preços médios da eletricidade residencial em 2014-2020



Nota: O gráfico apresenta o preço médio pago pelos consumidores (em dólares correntes por MWh) em 18 países e a média da ALC no período de 2014-2020. O preço médio para os países considerados é de US\$ 164/MWh. A variável foi construída a partir de dados de faturamento e volume vendido. O preço final inclui impostos nacionais.

Fonte: Elaboração própria com base em dados da OLADE (2021a).





Em vários países há enormes subsídios ao preço da eletricidade. Eles poderiam ser direcionados para as famílias de baixa renda visando melhorar a eficiência e o acesso à energia

Um fenômeno importante na região é a falta de pagamento da conta de luz devido às ligações clandestinas ou improvisadas. Esse fenômeno está intimamente ligado ao dos assentamentos informais, embora não exclusivamente. Na Argentina, dados do cadastro nacional de bairros populares indicam que apenas 31% das quase 1,2 milhão de famílias que residem nessas áreas têm conexão com a rede elétrica com medidor e conta individual (Ministério do Desenvolvimento Social, [s.d.]). Dos demais 69%,

menos de 1% não tem conexão com a rede, de modo que a grande maioria possui acesso irregular à eletricidade. No Brasil, os dados do censo populacional de 2010 indicam que 3,7% das famílias relataram não possuir um medidor de uso exclusivo ou compartilhado em sua conexão com a rede elétrica.

Além da dimensão de subsídio oculto que as conexões informais podem ter, elas apresentam duas outras características que são relevantes para a transição energética. Em primeiro lugar, do ponto de vista do acesso, a informalidade geralmente está associada a deficiências na qualidade da conexão, tanto em termos de continuidade do fornecimento quanto de sua potência, e à existência de riscos à saúde. Em segundo lugar, a ausência de um medidor implica que se perde o papel regulador que os preços têm no consumo de eletricidade.

Autogeração de energia elétrica em residências por meio de painéis solares

A instalação de painéis solares é uma ferramenta para reduzir as emissões de CO₂ associadas à geração de eletricidade. Quando as residências adotam essa tecnologia, também contribuem indiretamente para a redução das emissões, limitando as perdas que ocorrem na fase de distribuição de eletricidade. Além dos benefícios sociais, uma vantagem da adoção de painéis pelas residências é que isso lhes permite economizar nos pagamentos do serviço de eletricidade e nos impostos associados, e até mesmo aumentar a receita contribuindo com energia para a rede quando esta permitir. Globalmente, em 2022, 17% do total de eletricidade solar foi gerada no setor residencial e seu volume deverá crescer mais de 60% entre 2022 e 2024 (AIE, 2023o).

A promoção da adoção dessa tecnologia pelas residências é particularmente atraente em áreas rurais onde não há rede elétrica, pois permite o acesso à eletricidade sem incorrer nos custos de ampliação da infraestrutura. Iniciativas desse tipo são abundantes nos países da região, com destaque especial para o Programa Massivo Fotovoltaico do Peru, que levou eletricidade a mais de 200.000 residências (Bejarano et al., 2023).

Embora, em princípio, a instalação de painéis possa reduzir a extração de eletricidade da rede em um valor semelhante ao consumo da família antes da instalação do dispositivo, isso geralmente não acontece devido à existência de um efeito rebote (Beppler et al., 2023; Deng e Newton, 2017; Qiu et al., 2019). No caso do Uruguai, D'Agosti e Danza (2023) constatam que as famílias reagem à instalação do painel aumentando seu consumo de eletricidade em cerca de 20%. Outro aspecto interessante do caso do Uruguai, estudado por D'Agosti e Danza (2023), é a combinação da instalação de painéis com a existência de medição líquida de energia (*net metering*), uma tecnologia que permite que as residências vendam energia para a rede, além de comprá-la. Isso levou as residências a reagir à instalação de painéis injetando eletricidade na rede, com uma média de 1.600 KWh por mês.

Uma limitação dos subsídios para a adoção de painéis é que eles tendem a ser regressivos, pois as residências mais ricas terão mais incentivos para adotar essa tecnologia devido ao seu maior consumo de eletricidade (Feger et al., 2022). Por essa razão, uma alternativa mais eficaz para promover a instalação de painéis em residências de renda mais alta é criar esquemas que aumentem o preço da eletricidade quanto maior for o consumo da residência (Feger et al., 2022).

A atual rentabilidade da instalação de painéis em telhados residenciais está associada à enorme queda nos custos de equipamento e instalação, de mais de 80% na última década (AIE, 2023o). No entanto, ainda existem barreiras à adoção, principalmente regulatórias, financeiras e informacionais, de modo que há muito espaço para iniciativas dos setores público e privado para promover uma implantação mais ampla

na região nos próximos anos. Do ponto de vista regulatório, essas iniciativas incluem esquemas de medição e preços inteligentes, intervenções nos códigos de construção das cidades para facilitar a adoção de painéis nos telhados de novos edifícios e campanhas de informação para conscientizar as famílias sobre as oportunidades associadas a essa tecnologia.

O avanço mais rápido do uso de painéis solares no setor residencial exige também que os preços desses produtos continuem sua tendência de queda, que foi interrompida entre 2020 e 2024 como consequência do aumento dos preços dos materiais e dos custos de transporte gerados pela pandemia da COVID-19. Por outro lado, a dependência dos painéis da luz solar para gerar eletricidade exige melhorias nas tecnologias de armazenamento e interconexão de rede.

Isolamento de edifícios e consumo de energia

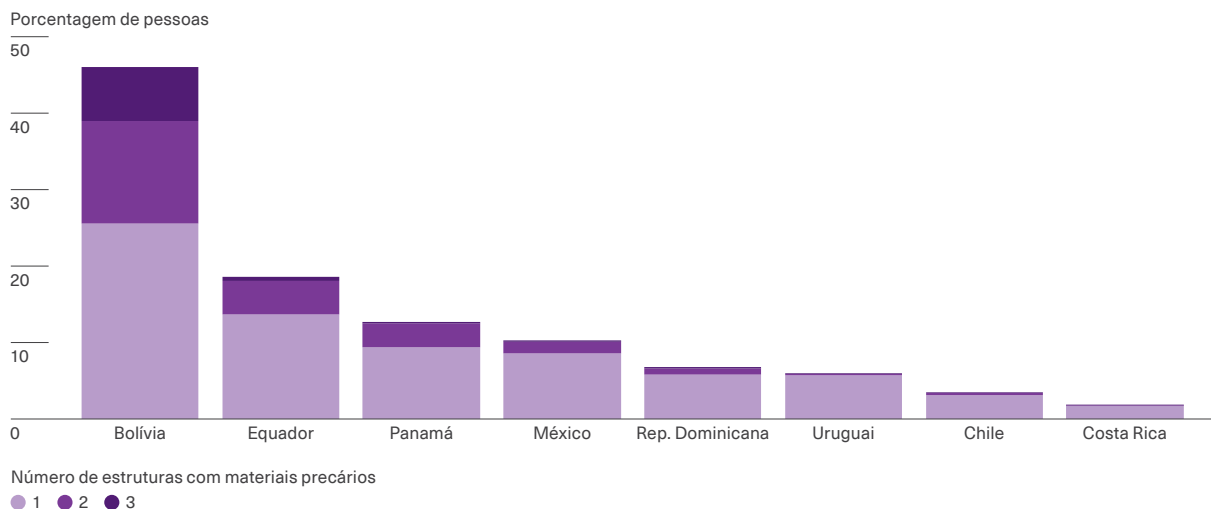
Dada a relevância atual e futura das necessidades de aquecimento e resfriamento das residências, o isolamento térmico dos edifícios torna-se crucial para diminuir ou conter o aumento do consumo de energia. Embora este capítulo se concentre em edifícios residenciais, o isolamento térmico também é relevante para edifícios comerciais e de escritórios.

Os envelopes dos edifícios são as estruturas que separam o interior do exterior e proporcionam isolamento térmico, visual e sonoro. Esses envelopes incluem fundamentalmente paredes, telhados e janelas. Sua eficiência como isolantes térmicos influencia o consumo de energia e o conforto térmico dos ocupantes. O impacto das diferenças na eficiência dos envelopes no consumo de energia pode ser muito significativo. Na Grã-Bretanha, há certificados de eficiência de edifícios que variam de A, para os mais eficientes, a G, para os menos eficientes. Estima-se que os edifícios da categoria G podem consumir até três vezes mais energia do que os edifícios da categoria A para o mesmo conforto térmico da residência (AIE, 2022a).

Na região, há déficits na qualidade das residências, o que implica em precárias condições de isolamento dos edifícios. O gráfico 7.9 faz uma aproximação dos déficits de isolamento mais extremos, considerando os materiais dos telhados, pisos e paredes das residências. Dos oito países com dados do censo após 2010, destaca-se a Bolívia, com quase metade de sua população vivendo em edifícios com déficits em pelo menos um desses três componentes. Isso é particularmente preocupante, pois a Bolívia tem uma das maiores necessidades de aquecimento da região. Essas necessidades também são relevantes no Chile e no Uruguai, onde uma proporção menor, mas significativa, da população vive em imóveis com materiais precários em uma dessas estruturas essenciais. Dentro do grupo de países com necessidades generalizadas de resfriamento, entre 10% e 20% da população no Equador, México e Panamá são privados de alguns desses materiais, enquanto na República Dominicana essa proporção chega a 7%.

Gráfico 7.9

População com pelo menos uma estrutura habitacional (piso, telhado, paredes) construída com materiais precários



Nota: O gráfico mostra a porcentagem de pessoas que moram em residências onde os telhados, pisos ou paredes são construídos com materiais precários. Os dados foram obtidos dos censos nacionais de oito países da América Latina e do Caribe no período 2010-2017. A definição de material de construção precário segue a metodologia proposta pela CEPAL (2001) para o índice de necessidades básicas insatisfeitas (NBI) e inclui terra, palha, papelão, resíduos e material de descarte, lama, bambu e palma, entre outros.

Fonte: Elaboração própria com base em dados do Minnesota Population Center (2020) e da CEPAL (2001).

As duas políticas específicas mais relevantes para melhorar a eficiência energética das residências são a inclusão de padrões mínimos nos códigos de construção e as intervenções informativas. No caso dos padrões mínimos, estes incluem regulamentos sobre envelopes, mas também sobre sistemas de aquecimento, resfriamento, iluminação e ventilação, que são particularmente relevantes para o consumo em edifícios de vários andares. Os dados das Nações Unidas e da AIE indicam que a adoção de padrões mínimos de eficiência está atrasada na região, mas que muitos países estão em processo de estabelecê-los (AIE, 2022a; PNUMA, 2022b). De um total de 33 países, apenas Chile, Colômbia e Jamaica têm padrões obrigatórios. Argentina, Brasil e México possuem padrões disponíveis, mas não obrigatórios, enquanto 11 possuem códigos em desenvolvimento e os demais não possuem informações.

A qualidade dos envelopes dos edifícios pode ser difícil de verificar para quem compra ou aluga uma residência, o que reduz os incentivos para que os

proprietários invistam em melhorias. As políticas públicas podem promover a eficiência energética ao estabelecer certificados de qualidade para os componentes estruturais das edificações e tornar sua adoção obrigatória. Há evidências baseadas em comparações de preços de residências certificadas e não certificadas em países desenvolvidos nos quais as famílias valorizam essas informações (Brounen e Kok, 2011; Kahn e Kok, 2014).

● ●
A utilização de materiais de baixa qualidade na construção das residências diminui a eficiência energética na climatização

Uma justificativa específica para as políticas públicas promoverem melhorias no isolamento térmico dos edifícios decorre da falta de alinhamento entre os incentivos para melhorá-los que os proprietários

e inquilinos têm (Gerarden et al., 2017). Nos contratos de aluguel, os inquilinos geralmente pagam pelo consumo de eletricidade, enquanto os proprietários controlam os aspectos de eficiência da construção. Se esses aspectos forem difíceis de observar, não serão incorporados ao preço da moradia e o proprietário não terá incentivos para melhorar a eficiência energética do edifício. Hancevic e Sandoval (2023) apresentam evidências a favor dessa hipótese para o caso do México. Esses autores constatam que os aparelhos fornecidos pelo proprietário de residências alugadas naquele país, como ares-condicionados e aquecedores de água, são menos eficientes do que em residências ocupadas pelo proprietário. Por outro lado, eles não encontraram diferenças na eficiência em aparelhos que não são fornecidos pelos proprietários em residências alugadas, como máquinas de lavar.

Dado que existem graves problemas de acessibilidade habitacional na região, as políticas públicas

precisam ser particularmente cuidadosas ao avaliar o custo-benefício das intervenções de eficiência energética em edifícios para não contribuir para esse problema (Daude et al., 2017). As poucas evidências disponíveis corroboram essa visão cautelosa, mostrando que a análise de custo-benefício dos efeitos reais das intervenções costuma ser menos auspiciosa do que o indicado nas avaliações técnicas *ex ante* (Christensen et al., 2023; Davis et al., 2020; Fowlie et al., 2018)⁹. Essa dissociação entre avaliações *ex ante* e impactos reais das políticas deve-se a duas razões. Primeiro, essas avaliações às vezes omitem totalmente os custos da intervenção e se concentram apenas na redução do consumo de energia gerado. Segundo, essas avaliações não consideram as reações comportamentais das famílias à intervenção; por exemplo, uma avaliação *ex post* no México constatou que a melhoria do isolamento térmico das residências não resultou em mudanças na temperatura ou no consumo de eletricidade porque as famílias mantinham as janelas abertas nos dias quentes (Davis et al 2020).

Políticas de transição energética no setor residencial

A redução das emissões de CO₂ por meio do uso de energia mais limpa, aparelhos mais eficientes e práticas de economia de energia gera benefícios sociais que vão além dos individuais e, portanto, motiva a implementação de políticas que promovam essas práticas. Além das razões ambientais, há outras duas que são fundamentais não apenas para justificar a intervenção de políticas públicas, mas também para o sucesso de sua elaboração. Por um lado, conforme detalhado no quadro 7.4, a complexidade das decisões associadas ao consumo eficiente de energia e as restrições ao acesso ao crédito podem fazer com que as famílias não aumentem a

eficiência de seu consumo residencial, mesmo que isso seja benéfico para eles (Allcott e Mullainathan, 2010; Fowlie e Meeks, 2021)¹⁰. Por outro lado, existem motivos de equidade. Os custos monetários da adoção podem ser muito altos para as famílias de baixa renda e, dentro desse grupo, os membros mais jovens e as mulheres sofrem mais com os danos à saúde e com a maior carga de esforço associada ao uso de energia suja.

9 Davis et al. (2020) constataram que uma intervenção de melhoria do isolamento das residências em uma área quente do norte do México não teve efeito sobre o consumo de eletricidade e o conforto técnico, apesar de os cálculos técnicos *ex ante* indicarem uma economia de 25% nesse consumo. Da mesma forma, Fowlie et al. (2018) estudaram um programa massivo, mas de baixa adoção, para melhorar o isolamento térmico de residências nos Estados Unidos e verificaram uma relação custo-benefício *ex post* negativa para as famílias, apesar de estudos técnicos *ex ante* indicarem o contrário. Christensen et al. (2023) também relataram evidências recentes de superestimativas *ex ante* da economia de energia em outro programa de melhoria do isolamento de edifícios nos Estados Unidos.

10 Isso não significa que sempre haja benefícios privados não realizados. Há muitas evidências tanto de contextos em que isso é verdade (p. ex., Berkouwer e Dean (2022)) quanto de outros em que não é (Fowlie et al (2018)). Allcott e Greenstone (2012) e Gerarden et al. (2017) avaliam as evidências disponíveis sobre a existência desses benefícios privados não realizados e discutem sus causas e implicações para as políticas públicas.

Quadro 7.4

Por que as famílias não implementam medidas de eficiência energética que melhorariam seu bem-estar?

Há evidências de que as famílias frequentemente não adotam tecnologias e práticas de eficiência energética quando com isso teriam um benefício privado, e que não reagem aos preços da energia da forma que seria do seu interesse (Bensch et al., 2015; Berkouwer e Dean, 2022). Para analisar como as políticas públicas podem ajudar as famílias a tomar melhores decisões de consumo de energia, que, por sua vez, são benéficas do ponto de vista social, é útil separar as causas por trás do problema em três deficiências: acesso ao crédito, acesso às informações e tomada de decisão.

A falta de acesso ao crédito é uma barreira para a adoção de tecnologias eficientes em contextos muito diversos e, recentemente, constatou-se que também é um problema para o consumo de energia (Bensch et al., 2015; Berkouwer e Dean, 2022). O déficit de acesso ao crédito é particularmente relevante nos contextos de renda média e alta desigualdade dos países da região, onde os mercados de crédito são menos desenvolvidos e as famílias mais pobres carecem de garantias e de renda formal estável.

Quanto aos problemas de informação, o avanço da eficiência energética no consumo residencial está associado a novas tecnologias que as famílias desconhecem e cujo aprendizado pode ser dispendioso. Dada a natureza de bem público da informação, ela pode ser fornecida de forma insuficiente e, assim, gerar situações de baixa adoção das tecnologias mais eficientes.

Quanto à tomada de decisão, as evidências da economia comportamental mostram que problemas de inconsistência temporal, falta de atenção aos detalhes e dificuldade para processar cálculos complexos podem fazer com que as famílias não adotem as tecnologias e práticas que seriam mais convenientes para seu orçamento. No caso da compra de novos equipamentos que reduziriam o gasto de energia, a inconsistência temporal e a dificuldade de calcular essas economias futuras podem levar à não adoção. Em termos de consumo de eletricidade, as residências podem não registrar com precisão o quanto consomem e a que hora do dia, dois aspectos fundamentais de um projeto de tarifa eficiente.

Conforme descrito no capítulo sobre o consumo residencial de energia na região, as políticas públicas de transição energética nesse setor podem ser organizadas em torno dos três principais desafios identificados. A tabela 7.1 resume esses desafios, os objetivos das políticas para enfrentá-los e as medidas políticas específicas. As subseções a seguir desenvolvem esses três elementos com maior detalhe.

Antes de analisar as evidências disponíveis sobre a eficácia de diferentes políticas, é fundamental notar que há uma importante lacuna de conhecimento sobre o impacto dos programas de eficiência energética nos países em desenvolvimento (Fowlie e Meeks, 2021). Assim como os fundos são dedicados ao desenvolvimento de tecnologias, é desejável que os governos

atribuam recursos para avaliar políticas escalonáveis em caráter experimental (Allcott e Mullainathan, 2010). Isso é especialmente relevante, já que as avaliações *ex ante* das políticas geralmente ignoram as reações comportamentais e os aspectos de implementação e, por essa razão, superestimam fortemente os ganhos (Davis et al., 2020; Fowlie et al., 2018).



A escassez de informações, as dificuldades de acesso ao crédito e a complexidade das decisões de consumo de energia motivam e orientam as políticas públicas para o setor residencial

Tabela 7.1

Potenciais políticas para os três principais desafios da transição energética no setor residencial

Desafios	Objetivo	Políticas
Cozimento e aquecimento com biomassa	Substituir por eletrodomésticos mais eficientes ou que utilizem energia limpa	Subsídios e financiamento para a substituição de fogões e aquecedores
		Campanhas de informação
Aumento da demanda de energia elétrica	Melhorar a eficiência de eletrodomésticos e edifícios	Subsídios e financiamento para a substituição de aparelhos antigos
		Padrões mínimos e rotulagem
	Promover o uso mais eficiente da eletricidade	Campanhas de informação que incluem comparações de consumo com outras famílias
		Preços dinâmicos e sem subsídios generalizados
Gerar eletricidade nas residências	Programas de regularização de ligações elétricas clandestinas	
Acesso das famílias mais pobres à eletricidade de qualidade	Conter o impacto dos gastos com eletricidade nas famílias pobres	Subsídios e financiamento para a compra de painéis solares destinados a famílias de baixa renda
		Tarifa de eletricidade em bloco
	Fornecer acesso à eletricidade em áreas rurais	Subsídios e financiamento para a compra de painéis solares destinados a famílias de baixa renda
	Formalizar as ligações elétricas clandestinas em áreas urbanas	Subsídios à tarifa de eletricidade destinados a famílias de baixa renda
		Tarifa de eletricidade em bloco
	Programas de regularização de ligações elétricas clandestinas	

Primeiro desafio: reduzir o uso de biomassa para cozinhar e aquecer ambientes

A intervenção mais básica para melhorar a eficiência energética do cozimento e aquecimento com biomassa na região consiste em manter o uso dessa fonte de energia, mas melhorando as tecnologias existentes. Por exemplo, no caso dos aquecedores, os que funcionam com pellets são mais eficientes e limpos em termos de produção de material particulado do que os

tradicionais a lenha e, além disso, os pellets ocupam menos espaço (Boso et al., 2019).

As evidências mostram que a disposição de pagar por formas mais limpas de cozinhar é muito baixa entre as famílias que cozinham com biomassa de forma tradicional, que geralmente residem em áreas rurais e têm renda muito baixa (Berkouwer e Dean, 2022). Isso



implica que as políticas de preços, como os impostos sobre o carbono, não seriam eficazes para melhorar a adoção e teriam um forte viés regressivo. Nesse contexto, dois tipos de estratégias alternativas podem ser consideradas. Por um lado, subsidiar parcial ou totalmente a compra de aparelhos mais eficientes; por outro lado, intervenções de informação e educação que afetam o comportamento sem exigir uma transferência econômica para a família.

Os subsídios para a compra desse tipo de equipamentos têm a vantagem de poderem ser eficazes diante de uma série de razões pelas quais as famílias não adotam as tecnologias socialmente mais eficientes. Isso inclui aqueles associados à pobreza e às restrições de acesso ao crédito, que são muito relevantes no mundo em desenvolvimento (Berkouwer e Dean, 2022), mas também problemas de informação que levam as famílias a subestimar os retornos privados dos investimentos em eficiência (Allcott et al., 2015). Considerando os problemas de acesso ao crédito mencionados na tabela 7.1, os subsídios nos programas de crédito para compra de equipamentos poderiam estipular taxas de juros mais baixas e prazos mais longos.

A principal desvantagem dos subsídios é o seu custo fiscal, o que significa que é preciso dar atenção

especial à sua focalização, direcionando-os para as famílias onde se espera que tenham um maior impacto comportamental e evitando que beneficiem aqueles que têm rendas mais altas (Allcott et al., 2015). As medidas de informação e educação não são eficazes para resolver os problemas de pobreza e crédito, mas geralmente têm um custo muito mais baixo devido à ausência de uma transferência e à menores custos logísticos. As evidências disponíveis indicam que há um espaço importante para a complementaridade entre informações e subsídios. Em particular, os subsídios para a adoção de novas tecnologias podem não ser eficazes se não forem acompanhados de um componente de informação e educação (Hanna et al., 2016).

Em geral, as políticas de adoção de fogões mais eficientes têm sido eficazes na redução das emissões e do consumo de biomassa nas residências que recebem os equipamentos, mas têm sofrido com problemas de baixa adoção e manutenção (Banco Mundial, [s.d.]; Beltramo et al., 2023; Berkouwer e Dean, 2022; Hanna et al., 2016). Devido a esses problemas de implementação e ao fato de que, mesmo quando bem utilizados, os fogões e aquecedores continuam a gerar emissões, sua substituição por tecnologias mais limpas, como GLP e eletricidade, poderia ser considerada (Beltramo et al., 2023).

Segundo desafio: aumento da demanda de energia elétrica

As intervenções para melhorar a eficiência e promover a economia no consumo de eletricidade podem ser agrupadas em três categorias. Primeiro, melhorar a eficiência dos aparelhos elétricos por meio de subsídios ou padrões obrigatórios. Segundo, o fornecimento de informações e outras intervenções comportamentais tanto para a adoção de aparelhos mais eficientes quanto para o uso dos aparelhos existentes. Terceiro, alterar o nível e a estrutura dos preços da energia.

As evidências disponíveis sobre subsídios para a compra de equipamentos mais eficientes mostram efeitos limitados em geladeiras e ares-condicionados, mas efeitos positivos e significativos em lâmpadas (Allcott et al., 2015; Carranza e Meeks, 2021; Davis et al., 2014; Iimi et al., 2019). Davis et al. (2014) estudaram um programa de substituição desses dois

eletrodomésticos no México e constataram que a substituição de geladeiras reduziu efetivamente o consumo total de eletricidade das residências em 8%, um valor considerável. No entanto, esse programa é mais um exemplo de discrepância entre os impactos reais e as avaliações *ex ante*, que, nesse caso, previam um efeito quatro vezes maior do que o efeito real. Os resultados do mesmo programa foram piores no que diz respeito à substituição de aparelhos de ar-condicionado, o que causou um aumento no consumo de eletricidade. Isso se deveu a um típico “efeito rebote”, em que as famílias reagiram à maior eficiência do equipamento aumentando seu uso. A avaliação global da substituição de ambos os aparelhos mostrou que era uma forma muito cara de reduzir as emissões, com um custo de mais de US\$ 500 por tonelada de CO₂.



O desafio de aumento da demanda por energia elétrica requer melhorias na eficiência de eletrodomésticos, materiais residenciais e comportamentos relacionados ao consumo de energia

Por outro lado, a adoção de padrões mínimos é avaliada de forma mais favorável e tem sido amplamente implementada em todo o mundo nas últimas quatro décadas (Saunders et al., 2021). De acordo com os dados da AIE, a cobertura dos padrões mínimos na região ultrapassou 90% do consumo de geladeiras em 2022, o que a coloca acima da média global, mas fica muito atrás em outros aparelhos (AIE, 2022a). Em iluminação e refrigeração de ambientes, a região está ligeiramente abaixo da média global, com menos de 70% do consumo sujeito a padrões mínimos. Os maiores desafios estão nos eletrodomésticos que usam água, como máquinas de lavar roupa e louça, em que os padrões cobrem apenas 20% do consumo e, especialmente, nos aparelhos com telas, em que a cobertura dos padrões mínimos na região seria zero, em contraste com cerca de 70% da média global.

A complexidade associada às tecnologias de eficiência energética e o custo potencialmente alto dos subsídios reforçam o interesse das intervenções informativas e comportamentais. Essas intervenções foram amplamente implementadas em todo o mundo nas últimas décadas e têm evidências favoráveis de sua eficácia. Há três tipos principais de intervenções: rotulagem de eletrodomésticos, fornecimento de informações sobre o nível de consumo de eletricidade individual e dos vizinhos, além de campanhas de informação¹¹.

As políticas de rotulagem de eletrodomésticos consistem em exigir que os vendedores coloquem uma etiqueta de formato padronizado nos aparelhos que descreva seu nível de eficiência energética. As

avaliações de impacto indicam que essas políticas são eficazes para melhorar a apreciação dos consumidores sobre os aparelhos mais eficientes (Andor e Fels, 2018). Em 2023, a rotulagem de eletrodomésticos existia na maioria dos países da América Latina e do Caribe, com exceção da Bolívia (Ravillard et al., 2019)¹².

Com relação ao fornecimento de informações sobre os níveis de consumo de eletricidade, tradicionalmente as residências recebiam informações no final do mês, sem nenhum outro detalhe além da quantidade total consumida e seu custo. Os avanços tecnológicos permitiram melhorar o nível de informações que as famílias recebem. Por um lado, vários experimentos aleatórios mostraram que o fornecimento de informações em tempo real sobre o consumo faz com que ele diminua (Houde et al., 2013). Isso requer a capacidade de medir o consumo em tempo real, o que exige investimentos em medidores inteligentes. Por outro lado, uma forma de fornecer informações sobre o próprio consumo que tem sido particularmente bem-sucedida é a comparação com o consumo de vizinhos com características semelhantes (Allcott, 2011b; Ayres et al., 2009; Costa e Kahn, 2013). A avaliação de uma intervenção desse tipo em Quito mostrou uma redução no consumo médio mensal de cerca de 1% (Pellerano et al., 2017). Embora os efeitos dessas intervenções sejam geralmente pequenos, o custo de implementação é insignificante e, portanto, a relação custo-benefício é altamente favorável (Andor e Fels, 2018).

As campanhas de informação visam chamar a atenção das famílias para aspectos relevantes de seu consumo. Um desses aspectos típicos é a temperatura em que os aparelhos e sistemas de refrigeração ou aquecimento de ambientes são ajustados. Cálculos técnicos indicam que apenas um grau de diferença, maior para resfriamento ou menor para aquecimento, pode reduzir o consumo em até 20% (Gil, 2021).

Quanto às políticas de preços, como visto no quadro 7.3, o consumo doméstico responde a alterações nesse valor. Portanto, preços mais altos podem

11 Outra intervenção comportamental que em alguns contextos demonstrou ter uma relação custo-benefício é o estabelecimento de compromissos por parte das famílias para reduzir seu consumo de energia (Harding e Hsiaw, 2014). As evidências a favor desse tipo de ferramenta são menos abundantes do que as três listadas no texto principal (Andor e Fels, 2018).

12 Ravillard et al. (2019) estabelecem que, em 2017, todos os países já tinham rotulagem, exceto Bolívia, El Salvador e República Dominicana. No entanto, verificou-se que os dois últimos países a adotaram posteriormente. Um estudo do Ministério da Energia (2019) confirmou que a Bolívia não a havia adotado e indicou que a rotulagem existia no Peru e no Paraguai, mas não era obrigatória.

promover a eficiência e a economia no uso de eletricidade. O caminho de tornar a energia mais cara enfrenta, contudo, três grandes dificuldades. Primeiro, o mesmo quadro mostrou que as respostas no curto prazo são relativamente limitadas, com reduções de 2% e 4% do consumo para cada aumento de 10% nos preços. Segundo, como visto na subseção “Quanto gastam as famílias no consumo residencial de energia?”, aquelas de baixa renda gastam uma parcela significativa em energia, de modo que os aumentos de preços têm um forte impacto em seu orçamento. Terceiro, as famílias têm dificuldade em reagir a esquemas tarifários que são mais eficientes, porém mais complexos.

Uma forma pela qual a configuração dos preços pode, em teoria, contribuir para um uso social mais eficiente da energia é a sua variação dependendo da hora do dia. No contexto da transição energética, a variabilidade no potencial de geração de fontes renováveis, como a eólica e a solar, significa que os custos de produção de eletricidade podem variar bastante ao longo do dia. Assim, os preços podem incentivar os consumidores a usar seus aparelhos

nos horários em que há maior oferta de eletricidade renovável e minimizar os custos sociais de geração elétrica (Fabra et al., 2021). Na prática, a precificação dinâmica não costuma ser observada de forma “pura”, no sentido de que os preços refletem os custos em tempo real, mas sim que geralmente são implementadas faixas associadas às horas de menor e maior consumo agregado. Assim, normalmente, a tarifa variável será mais alta no horário de pico, que tende a ocorrer durante a tarde-noite, e mínima nas horas de menor consumo durante a madrugada. No entanto, a implementação de preços dinâmicos compartilha as três dificuldades mencionadas no parágrafo anterior, às quais se acrescenta um obstáculo tecnológico ou de infraestrutura¹³. Tradicionalmente, os medidores de consumo residencial não registram o momento do dia em que ocorre o consumo. Portanto, o faturamento do consumo de acordo com os preços dinâmicos exige a instalação de medidores inteligentes. Além disso, em um esquema de precificação dinâmica “puro”, o ideal é que o consumidor tenha acesso às informações em tempo real para poder reagir às mudanças de preço.

Terceiro desafio: melhorar o acesso à eletricidade para as famílias mais pobres

O desafio de melhorar o acesso das famílias pobres à eletricidade de qualidade envolve ações em várias dimensões. Três delas são destacadas na tabela 7.1. A primeira foi discutida na seção “Quanto gastam as famílias no consumo residencial de energia?” e consiste em conter o impacto dos gastos com energia elétrica no orçamento doméstico. Duas ferramentas principais podem ser utilizadas para atingir esse objetivo. Por um lado, há os subsídios direcionados, que consistem na redução do valor da tarifa de eletricidade para as famílias de baixa renda. Por outro lado, há o desenho de tarifas por bloco crescente, o que implica que o preço da eletricidade aumente discretamente com a quantidade consumida. Além

dessas duas ações concretas, as medidas que tornam os aparelhos e os edifícios mais eficientes também servem para reduzir o impacto dos gastos com eletricidade sobre as famílias mais pobres.



Os subsídios tarifários direcionados para famílias pobres, o acesso à eletricidade em áreas rurais e a regularização de conexões elétricas clandestinas são fundamentais para melhorar o acesso equitativo à eletricidade

¹³ Fabra et al. (2021) constataram que os consumidores espanhóis não respondiam, em média, à tarifa dinâmica. Cahana et al. (2022) demonstraram que as famílias de baixa renda seriam relativamente mais prejudicadas pela introdução de uma tarifa dinâmica. Outros estudos não se concentraram na precificação dinâmica, mas em outros aspectos, e revelam que os consumidores não respondem a esquemas tarifários mais sofisticados de uma forma que geraria maior eficiência social. Shaffer (2020) mostra que as famílias no Canadá não entendem a precificação não linear, pois acham que o preço na margem se aplica a todo o consumo. Esse comportamento observado implicaria em uma perda de bem-estar equivalente a 10% do consumo anual de eletricidade. De forma semelhante, Ito (2014) constata que os consumidores na Califórnia respondem ao preço médio e não ao preço marginal.

A segunda dimensão refere-se ao fornecimento de acesso à eletricidade às famílias pobres nas áreas rurais. Conforme exposto na seção “Acesso à eletricidade em nível residencial: conexão e preços”, o acesso à eletricidade nas áreas rurais de vários países está longe de ser universal. Além disso, na seção “Autogeração de energia elétrica em residências por meio de painéis solares”, foi abordada a maneira como o subsídio para a compra e instalação desses dispositivos pode melhorar o acesso nessas áreas.

Por fim, na seção sobre a quantidade de recursos que as famílias dedicam à energia, foi apresentado o fenômeno das conexões irregulares às redes de eletricidade e os problemas de acesso que essas conexões implicam. Existem duas questões a serem consideradas no caminho para resolver esse problema.. Uma coincide com o problema orçamentário, levantado na primeira das três dimensões, e com as ferramentas políticas correspondentes. A outra está relacionada ao aspecto da infraestrutura e gestão da distribuição elétrica, pois é necessário instalar cabos e medidores para regularizar os bairros que estão irregularmente conectados à rede.



Transporte e transição energética: rumo à mobilidade sustentável

- Eficiência energética e eletrificação no transporte terrestre

- Como descarbonizar o transporte de carga ?

- Transição energética na mobilidade urbana

- Políticas de transporte sustentável



Mensagens-chave

1

Os transportes na América Latina e no Caribe são responsáveis por 12% do total das emissões diretas de gases de efeito estufa e por 25% das emissões energéticas. Quase 90% destas emissões correspondem a veículos terrestres. Em termos per capita, as emissões são consideravelmente inferiores às dos países desenvolvidos, mas cresceram fortemente nas últimas décadas devido ao aumento do número de veículos particulares e de carga.

2

Avanços tecnológicos notáveis tornaram possível a eletrificação de veículos particulares, mas esta é muito restrita na região devido ao seu alto custo de compra. Incentivar a eletrificação dos veículos particulares através de subsídios para sua aquisição não parece adequado em virtude do custo fiscal, do viés regressivo e do impacto limitado na adoção de novos veículos.

3

A eletrificação do transporte de carga pesada em larga escala ainda é muito cara, então os esforços para reduzir as emissões nesse setor passam por melhorar sua eficiência e usar mais combustíveis alternativos, como os biocombustíveis. O transporte de carga por trem supõe menos emissões, mas sua viabilidade econômica requer uma escala que o justifique.

4

O transporte de carga leve, especialmente aquele voltado para a logística urbana, possui um grande potencial de descarbonização por meio da eletrificação. Ele se torna economicamente viável já que esse tipo de transporte requer menos potência do que o de carga pesada, e seu uso intensivo acelera o retorno do investimento. A alta informalidade e fragmentação do setor são desafios para avançar nessa eletrificação.

5

Embora dois terços das viagens de pessoas nas grandes cidades da região sejam feitas por modalidades sustentáveis, os automóveis particulares são os principais responsáveis pelas emissões. Reduzir seu uso em favor do transporte público e das modalidades ativas não apenas reduz as emissões de gases de efeito estufa, mas também as de material particulado, a poluição sonora, o congestionamento e os acidentes. Vários desses custos não se evitam, aliás, até pioram com a eletrificação dos automóveis, portanto, mais uma razão para evitar subsidiar sua aquisição.

6

A transição energética representa uma oportunidade para a eletrificação dos ônibus, que já está avançada em várias cidades da região. Embora os custos de operação dos ônibus elétricos sejam menores do que os dos veículos de combustão interna, seu preço de compra é elevado, o que requer subsídios e financiamento para preservar a sustentabilidade financeira e a exequibilidade dos sistemas de transporte público urbano.

Transporte e transição energética: rumo à mobilidade sustentável¹

Introdução

O setor de transportes na América Latina e no Caribe (ALC) gera 12% das emissões diretas de gases de efeito estufa (GEE) e 25% das emissões energéticas na região. Em termos per capita, estas emissões atingem aproximadamente 1 tonelada de dióxido de carbono equivalente por habitante por ano (tCO₂eq/habitante/ano), 15% abaixo da média mundial, quase metade do que a Europa produz e cinco vezes menos do que as dos Estados Unidos (Minx et al., 2021). A grande maioria das emissões dos transportes latino-americanos e caribenhos é produzida por veículos terrestres. Estes geram 85% das emissões totais dos transportes na América Latina e 88% das emissões no Caribe (Minx et al., 2021). Aproximadamente metade dessas emissões corresponde a automóveis e o restante a veículos de carga e ônibus (Vergara et al., 2021).

As emissões diretas dos transportes ocorrem porque os motores que impulsionam os veículos utilizam combustíveis fósseis. O imperativo climático

e o progresso tecnológico tornam necessária uma transição energética no setor que reduza estas emissões. Isso será alcançado por meio de três mecanismos, listados abaixo e expostos em profundidade neste capítulo.

Em primeiro lugar, diferentes formas de transporte geram diferentes níveis de emissões. Portanto, a transição energética envolve a utilização em maior medida de formas menos poluentes. Mudar a forma como as pessoas se deslocam nas cidades é, de fato, a chave para essa transição nestas áreas, pois caminhar, andar de bicicleta e usar transporte público de massa geram substancialmente menos emissões do que os automóveis movidos a combustíveis fósseis. No transporte de cargas, em determinados contextos, pode ser economicamente viável substituir as viagens de caminhão por trajetos de trem.

¹ Este capítulo foi elaborado por Guillermo Alves e Juan Odriozola com a assistência de pesquisa de Facundo Lurgo e Franco Degiuseppe.

Em segundo lugar, o progresso tecnológico tornou economicamente conveniente, em muitos contextos, a eletrificação de motores. Um componente fundamental desse progresso foram as baterias mais baratas. Em geral, a equação econômica dos veículos elétricos envolve custos de aquisição mais altos e custos de operação mais baixos em comparação com os veículos convencionais. Isso implica que a relação custo-benefício da eletrificação de veículos aumenta com o uso e será maior para os veículos mais usados, como táxis, ônibus urbanos e transporte de último quilômetro. Ao mesmo tempo, os custos de aquisição mais altos representam um desafio quanto ao financiamento. No transporte público urbano, esse desafio foi abordado por inovações institucionais que facilitam o financiamento por meio da separação entre a propriedade e o gerenciamento dos ônibus.

Em terceiro lugar, mesmo mantendo os veículos com motores de combustão, há grandes oportunidades para reduzir as emissões melhorando a eficiência desses motores e, no caso do transporte de carga, a eficiência da cadeia logística, de modo a reduzir a circulação de caminhões com capacidade ociosa. A redução das emissões dos motores de combustão pode ser alcançada tanto pela redução da idade dos veículos para torná-los mais eficientes, quanto pelo uso de combustíveis que geram menos emissões do que a gasolina, como biocombustíveis, gás natural e hidrogênio.

● ●
Doze por cento das emissões diretas de gases de efeito estufa e 25% das emissões de energia na América Latina e no Caribe são geradas pelo setor de transportes

Transporte, consumo de energia e emissões

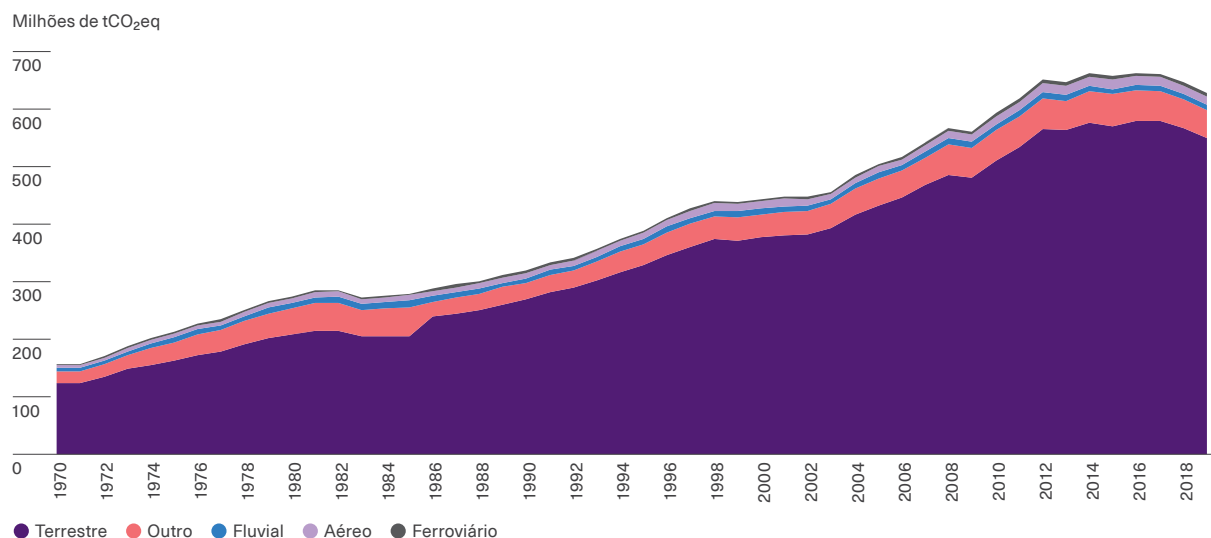
Os derivados de petróleo são um dos principais insumos energéticos da América Latina e do Caribe. O transporte é responsável por mais de dois terços do uso total desses produtos. O gráfico 8.1 mostra o enorme crescimento das emissões GEE causadas pelo transporte terrestre na região. Elas triplicaram nos últimos cinquenta anos devido ao aumento tanto do número de automóveis particulares, quanto de caminhões de carga. Os primeiros aumentaram mais de 60% entre 2005 e 2015 (Rivas et al., 2019) e, em 2019, quase uma em cada três residências da região tinha, em média, pelo menos um automóvel (Puig e Tornarolli, 2023).

● ●
Quase 90% das emissões de transporte são de veículos terrestres com motores de combustão, distribuídas igualmente entre transporte de carga e de passageiros

O gráfico 8.2 mostra, para 18 países, a proporção de residências com pelo menos um automóvel, bem como a fatia entre os de menor e maior renda. Observa-se que os países com maior renda per capita possuem mais automóveis e que, dentro de cada país, a posse desses veículos aumenta com o nível de renda da residência. Em comparação com os países desenvolvidos, as médias daqueles que possuem automóveis na América Latina e no Caribe são consideravelmente mais baixas. Por exemplo, nos Estados Unidos, mais de 90% das residências têm pelo menos um veículo (U.S. Census Bureau, 2022). Na União Europeia (UE), o número representa 87% (Vega-Gonzalo et al., 2023) e, no Reino Unido, é de 78% (Department for Transport, 2022). A América Latina e o Caribe apresenta o maior crescimento mundial de veículos particulares, e projeta-se que este número triplique até 2050 (SLOCAT, s. f.; Yáñez-Pagans et al., 2018).

Gráfico 8.1

Emissões de GEE do setor de transportes na América Latina e no Caribe

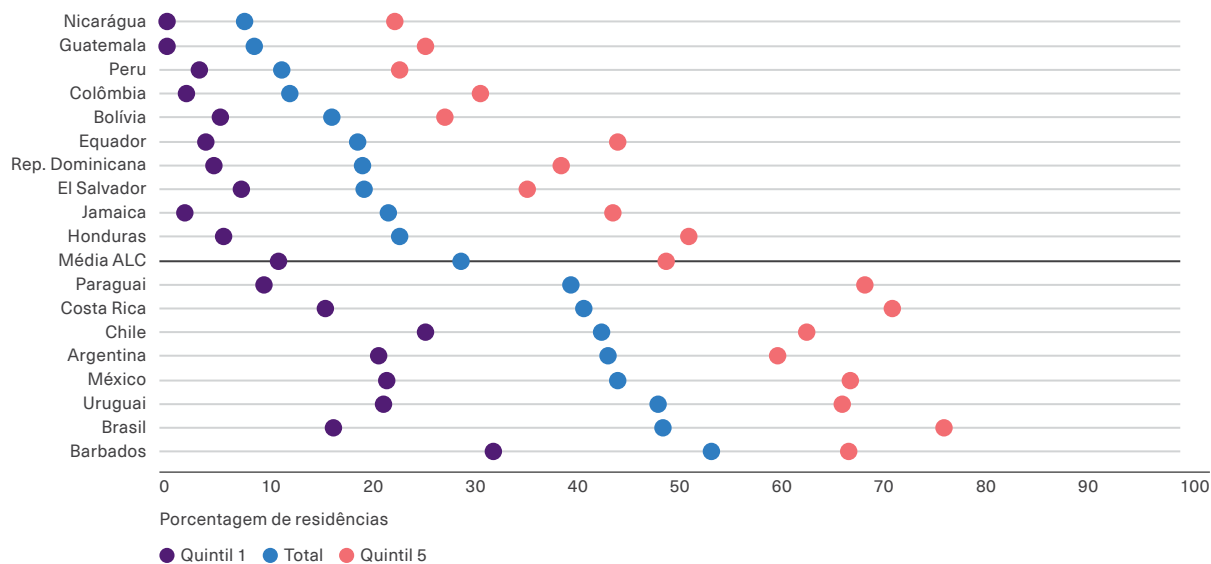


Nota: O gráfico mostra a evolução das emissões de GEE do setor de transportes, medidas em milhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente (MtCO₂eq) na ALC no período 1970-2019 e sua distribuição de acordo com o modal de transporte. Os gases incluídos são dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O) e gases fluorados. O setor dos transportes divide-se em terrestre, fluvial, aéreo, ferroviário e outros (incluindo o transporte dutoviário).

Fonte: Elaboração própria com base em dados de Minx et al. (2021).

Gráfico 8.2

Porcentagem de residências com pelo menos um automóvel



Nota: O gráfico mostra a porcentagem de residências com pelo menos um carro nos países da ALC e, em cada um deles, a propriedade conforme a posição da residência na distribuição da renda per capita. Esses são os dados mais recentes disponíveis nas pesquisas domiciliares para o período de 2014 a 2021. A tabela A.8.1 no apêndice on-line mostra o ano em que a pesquisa foi realizada em cada país.

Fonte: Elaboração própria com base nos dados de Puig e Tornarolli (2023).

O número de veículos de carga também cresceu enormemente na região, com uma taxa anual que variou entre 5% e 7% no período de 2005 a 2015 na maioria dos países. Essas taxas de crescimento implicam que o número dobraria em um período de 10 a 14 anos (Barbero et al., 2020).

Quase todos os combustíveis utilizados no transporte na América Latina e no Caribe são derivados do petróleo, com a gasolina em primeiro lugar (69%), seguida pelo diesel (28%) e depois pelo querosene e combustível de aviação (3%). De 1970 a 2019, o consumo de gasolina para transporte aumentou em média mais de 2,5% ao ano, enquanto o consumo de

diesel cresceu em média 4% ao ano (OLADE, 2021b). Embora, como será visto mais adiante, haja avanços visando a eletrificação do transporte, essa tendência ainda é insignificante em comparação com o crescimento no número de veículos de combustão interna na região.

Dada a importância do uso e das emissões do transporte terrestre na região, bem como seu potencial de descarbonização em comparação com o transporte aéreo e marítimo, as próximas seções se concentram em descrever o estado da tecnologia no setor e as oportunidades e barreiras para torná-lo mais sustentável.

Eficiência energética, custos e eletrificação no transporte terrestre

Veículos elétricos

O transporte particular de pessoas encontra-se relativamente avançado na área das tecnologias que permitem sua descarbonização. Dos 50 componentes dos sistemas energéticos considerados críticos pela Agência Internacional de Energia (AIE) para a transição energética apenas 3 apresentam avanços suficientes para atingir um cenário de emissões líquidas zero, e os veículos elétricos estão entre eles. De modo consistente, as vendas desses veículos têm crescido exponencialmente em nível global nos últimos anos (AIE, 2023q).



Os veículos elétricos utilizam uma tecnologia madura. O recente crescimento exponencial em suas vendas mostra um progresso suficiente para alcançar cenários de emissões líquidas zero

O gráfico 8.3 exibe a proporção de veículos elétricos nas vendas totais (eixo esquerdo) e no estoque total (eixo direito) na União Europeia, Estados Unidos e em três países da América Latina para os quais existem dados disponíveis. Nos países desenvolvidos, onde a barreira de custo é menor em termos relativos e os incentivos fiscais para a compra de veículos elétricos são comuns, a proporção de vendas é muito maior do que na América Latina, onde o estoque não ultrapassa 0,15% do total em nenhum dos três países, mesmo quando no Brasil e no México existem incentivos para sua aquisição (AMIA, 2022; Mobility Portal, 2023).

Parte da dificuldade em expandir os veículos elétricos na América Latina e no Caribe é que, por ser um novo segmento, não há um grande mercado de veículos usados, como no segmento fóssil. Entre 2015 e 2020, cerca de 2 milhões de veículos leves usados foram exportados para a região, representando quase 10% da frota global de veículos usados (AIE, 2023l). Estes veículos foram responsáveis por pelo menos 70% das vendas na Argentina, Brasil, Colômbia e Peru (AAP, 2022; Andemos, 2022; CCA, 2023; Fenabrave, 2022). A importância desses

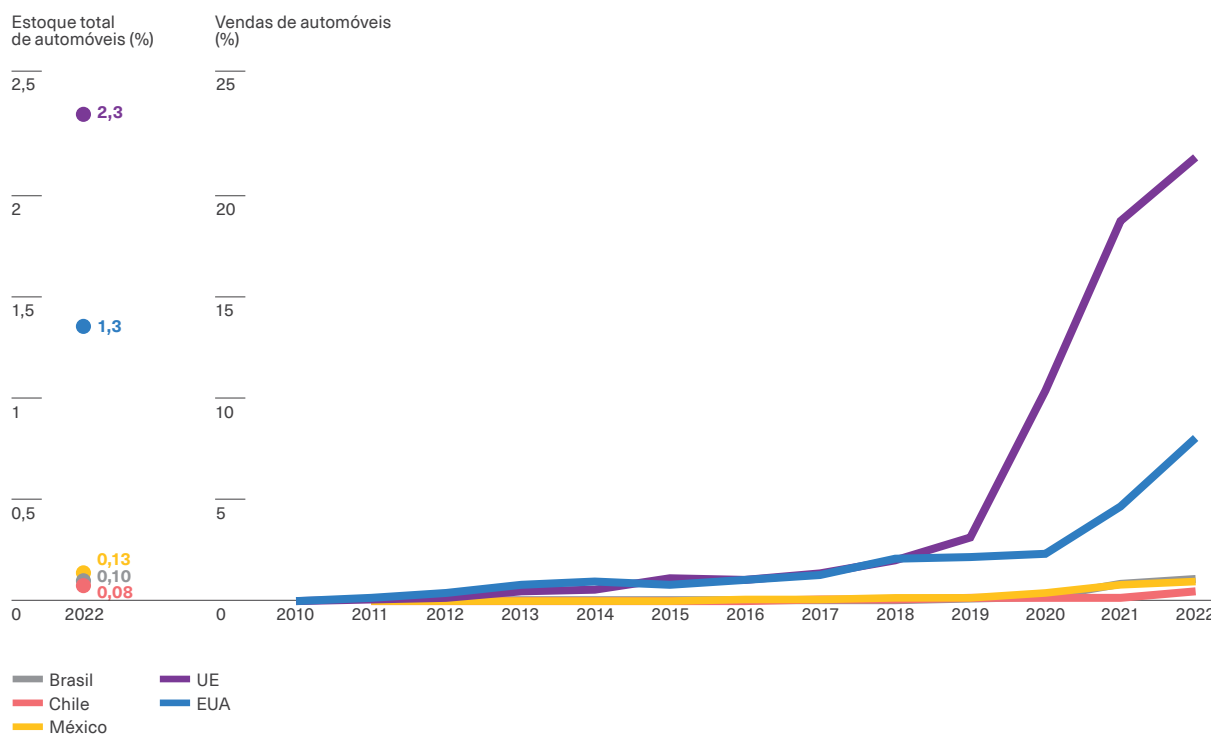
mercados secundários também pode ser vista na idade dos veículos particulares urbanos, que na América Latina e no Caribe é de cerca de 14 anos, enquanto na Europa é de cerca de 11 anos e nos Estados Unidos de cerca de 12 anos. Se observarmos as maiores frotas de veículos na América Latina, o Brasil tem uma média baixa para a região, próxima à média europeia, enquanto o México e a Colômbia têm valores acima da média regional, com uma idade desses veículos próxima a 17 anos². A inexistência do segmento elétrico nesses mercados secundários, onde os veículos são oferecidos

a preços mais baixos, é outro fator que reduz ainda mais a capacidade de compra da população.

O explosivo crescimento global dos veículos elétricos explica-se pelo surgimento de modelos mais econômicos, melhorias gerais na autonomia e no desempenho e a existência de fortes subsídios em alguns países. Apesar disso, os preços ainda são altos em comparação com os modelos movidos a combustíveis fósseis, o que restringe a rápida expansão das vendas em países de baixa renda e em mercados financeiros menos desenvolvidos.

Gráfico 8.3

Penetração dos veículos elétricos na América Latina e no Caribe



Nota: O gráfico mostra a porcentagem de vendas de automóveis elétricos em relação às vendas totais de automóveis entre 2010 e 2022 (eixo esquerdo) e a porcentagem do estoque de automóveis elétricos em relação ao estoque total em 2022 (eixo direito) no Brasil, Chile, México, Estados Unidos e a média dos 27 países da UE. Incluem-se os veículos elétricos a bateria (BEV, na sigla em inglês) e híbridos elétricos plug-in (PHEV, na sigla em inglês).

Fonte: Elaboração própria com base em dados da AIE (2023h).

² A tabela A.8.2 do apêndice, disponível on-line, apresenta a idade média da frota de veículos em países da América Latina e a fonte de onde são obtidas as informações para cada um.

A tabela 8.1 compara preços para um grupo de automóveis de combustão interna, elétricos e híbridos com base em informações de dez países da região³. Da tabela emergem quatro observações que indicam que a aquisição de veículos elétricos é substancialmente mais cara. Primeiro, um dos modelos híbridos mais vendidos na América Latina e no Caribe em 2023, o Toyota Cross, tem um custo de compra 20% superior ao mesmo modelo de combustão fóssil. Segundo, este modelo é mais barato que todos os veículos elétricos pesquisados, exceto o BYD Dolphin, um automóvel compacto com metade da autonomia. Terceiro, os modelos elétricos têm preços muito mais elevados do que aqueles que funcionam com combustíveis fósseis. Se se compararam dois modelos semelhantes do mesmo fabricante, como o Nissan Leaf e o Sentra, observa-se que o preço do modelo elétrico é 60% superior ao do modelo a combustão. Comparando os modelos mais econômicos, verifica-se que o automóvel elétrico tem um preço 175% superior ao de combustível fóssil. Ao comparar modelos de preço intermediário, observa-se também que um elétrico é 40% mais caro que um de combustível fóssil. Por último, os modelos elétricos com maior autonomia são os mais caros dos pesquisados na tabela.

Esses custos elevados limitam a compra de veículos elétricos por famílias com rendas baixas e médias. A última coluna da tabela 8.1 mostra, em média para a região, quantos anos de renda levaria para uma família situada no centro da distribuição de renda de cada país comprar cada um dos modelos. Enquanto os automóveis movidos a combustíveis fósseis requerem entre 6 e 14 anos de renda, o veículo elétrico mais barato requer quase 17 anos. Os modelos elétricos de linha média, como o BYD Yuan Plus, exigem 6 anos adicionais de renda em comparação com um modelo de combustível fóssil de gama média, como o Renault KWID. Os veículos elétricos de última geração, como o BYD Han ou o Tesla Model S, exigem 40 ou mais anos de renda média para serem totalmente pagos.



Os altos custos de aquisição e a ausência de um grande mercado secundário para veículos elétricos são duas barreiras de entrada importantes para a América Latina e o Caribe

O principal elemento que encarece os veículos elétricos é o custo de suas baterias. As mais comuns são as baterias de íons de lítio (Li-ion) por sua alta eficiência, menor peso e maior capacidade (AIE, 2023c). Dada a relevância desse componente para os veículos elétricos, há preocupações quanto ao custo dos minerais necessários para fabricá-las, principalmente devido à disponibilidade de lítio. Embora a AIE projete que a capacidade instalada para a produção de baterias será suficiente para as metas do cenário de emissão zero, o preço dos minerais necessários para sua produção, principalmente o lítio e o níquel, aumentou entre 2020 e 2023 (AIE, 2023a). Entre janeiro de 2021 e o mesmo mês de 2023, o preço do lítio aumentou quase nove vezes. No segundo semestre de 2023, o preço do lítio caiu acentuadamente, estabilizando-se em janeiro de 2024 em um valor semelhante à média de 2021. A variabilidade dos preços e da disponibilidade do lítio motivou esforços intensos para desenvolver baterias que dependam menos de lítio. Isso favoreceu o estabelecimento de uma cadeia de suprimentos para baterias de íons de sódio (Na-ion), que não requerem lítio para seu desenvolvimento. Essas baterias são relativamente mais baratas do que as baterias de íons de lítio; no entanto, elas têm uma densidade de energia menor (AIE, 2023h). Essa densidade refere-se à energia armazenada e fornecida em quilowatts por hora, portanto, a densidade mais baixa resulta em menos autonomia.

³ A seleção dos modelos foi feita com os seguintes critérios. Primeiro, foi pesquisado o modelo elétrico ou híbrido mais vendido nos países selecionados e determinado como sendo o híbrido não plug-in Toyota Corolla Cross; mais tarde, seu modelo fóssil foi tomado como referência. Os modelos Nissan foram então selecionados porque estão presentes na maioria dos países selecionados e possuem os dois tipos de veículos, o que facilita a comparação. Em seguida foram pesquisados os modelos elétricos e fósseis que estão na faixa mais baixa e na faixa de preço médio desses países. A partir daí o BYD Dolphin e o Renault KWID foram selecionados como os modelos mais econômicos, e o BYD Yuan Plus e o Volkswagen Taos como modelos com preços na faixa intermediária. Por fim, o BYD Han foi selecionado como um modelo top de linha com presença na região e foi comparado com um modelo elétrico de referência top de linha, como o Tesla Model S.



Tabela 8.1

Preços médios de varejo de automóveis em 10 países em 2023

Modelo	Tecnologia	Preço médio (US\$)	Autonomia (km)	Tempo de carga DC (min)	Anos para adquiri-lo com renda média
Toyota Corolla Cross	Híbrido não plug-in	38.476	732	-	17,2
Toyota Corolla Cross	Fóssil	32.489	562	-	14,5
Nissan Leaf	Híbrido plug-in	46.362	298	143	20,8
Nissan Sentra	Fóssil	28.449	541	-	12,8
BYD Dolphin	Elétrico	37.166	387	64	16,6
Renault KWID	Fóssil	13.495	582	-	6,0
BYD Yuan Plus	Elétrico	48.554	451	43	21,7
Volkswagen Taos	Fóssil	34.442	555	-	15,4
BYD Han	Elétrico	87.766	551	45	39,3
Tesla Model S	Elétrico	109.000	637	75	48,8

Nota: A tabela mostra o preço médio de varejo de uma seleção de veículos híbridos, elétricos e de combustão interna nos segmentos SUV, sedan e compacto em meados de 2023. Para calcular a autonomia dos veículos fósseis, o tamanho do tanque de combustível foi usado com o desempenho por litro de combustível. Os valores na última coluna são resultantes da divisão do preço médio pela renda média per capita mensal familiar em cada país. DC é a sigla em inglês que designa a corrente contínua para recarga de baterias. Detalhes sobre os países participantes, as taxas de câmbio usadas e os modelos disponíveis em cada país podem ser encontrados nas tabelas A.8.3 e A.8.4 do apêndice on-line.

Fonte: Elaboração própria com base em dados do CEDLAS e Banco Mundial (2022), bancos centrais e distribuidoras oficiais de cada país.

Embora a compra de veículos elétricos seja mais cara do que a de veículos de combustão interna, seu custo de uso é geralmente menor devido aos custos de eletricidade serem mais baixos do que os de combustíveis fósseis. Há duas limitações para que essa vantagem se traduza em vendas mais altas. Por um lado, o custo de compra é um forte motivo para os consumidores. Por outro lado, os consumidores precisam fazer cálculos relativamente complexos e incertos para quantificar o benefício. Essa análise envolve a consideração de muitas variáveis, como o uso em quilômetros (km) por ano, o preço relativo da gasolina e da eletricidade, a existência de subsídios ou impostos, o tamanho do veículo, a eficiência do combustível, os custos relativos de manutenção, os custos de seguro e até mesmo as diferenças nas temperaturas às quais os veículos são expostos e as condições das estradas.

Como exemplo da heterogeneidade que existe na comparação dos custos totais de propriedade⁴ entre veículos elétricos e de combustão, Burnham et al. (2021) constatam que estes custos para pequenos veículos utilitários elétricos nos Estados Unidos são mais altos do que os de veículos de combustão interna, sendo os híbridos não plug-in os menos dispendiosos. Por sua vez, Hao et al. (2020) mostram que os veículos elétricos na China geralmente têm um custo total mais baixo, e esse diferencial se tornaria ainda mais favorável até 2025, com as melhorias esperadas no desempenho da bateria e na infraestrutura de recarga.

4 O custo total de propriedade avalia todos os custos de aquisição, propriedade e operação de um ativo ou recurso durante seu ciclo de vida.

Quadro 8.1

As emissões no ciclo de vida dos veículos particulares

A discussão sobre o impacto da eletrificação dos veículos geralmente se concentra nas emissões evitadas, uma vez que não queimam combustíveis fósseis. No entanto, o padrão de emissões dos dois tipos de veículos também difere em sua fabricação e no seu gerenciamento no final da vida útil, incluindo seus componentes.

A fabricação de baterias para veículos elétricos é um processo com uma significativa pegada de carbono, pois são responsáveis por entre 40% e 60% das emissões associadas à produção desses veículos. Geralmente, as emissões totais resultantes da fabricação de veículos elétricos são aproximadamente o dobro das produzidas por um veículo de combustão interna (EPA, 2023a; Linder et al., 2023). Essa grande diferença se explica principalmente pela intensidade energética da mineração de lítio, níquel, cobalto, manganês e grafite, necessários para elaborar as baterias, e pela própria produção desses dispositivos. É importante destacar que a intensidade de emissões desse processo é determinada pelas fontes de energia utilizadas nas fases extrativas e produtivas. Por exemplo, a pegada de carbono de veículos elétricos fabricados na Suécia é menos da metade do que na China (Linder et al., 2023). Além de uma pegada de carbono maior, esse processo tem mais impactos ambientais devido a diferentes tipos de poluição local associados à mineração e à sua demanda por água (Crawford, 2022).

Na fase de uso, os veículos elétricos não emitem GEE diretamente; no entanto, sua pegada de carbono depende de como a eletricidade com a qual são alimentados é gerada. Em casos extremos, um veículo recarregado com eletricidade gerada a carvão terá maiores emissões do que um veículo de combustão interna, enquanto, se esta eletricidade for gerada a partir de fontes inteiramente renováveis, como solar ou eólica, as emissões serão nulas.

O Departamento de Energia dos Estados Unidos realizou uma estimativa das emissões pelo uso dos diferentes tipos de veículos por estado com dados de 2022 (U.S. Department of Energy, 2022a). Em estados como Washington, onde a energia hídrica representa quase 70% da matriz elétrica, o uso de veículos elétricos corresponde a 5% das emissões de um veículo de combustão interna. Por outro lado, no estado de Utah, onde 57% da eletricidade é gerada a partir de carvão, esses veículos emitem 37% do que emitiria um veículo que se alimenta de fontes fósseis.

Hall e Lutsey (2018) e Bieker (2021) consideram em conjunto as emissões de fabricação e uso em diferentes países. Sua análise mostra que, embora o impacto final na mitigação de emissões dependa das matrizes energéticas nacionais, as emissões totais dos veículos elétricos são inferiores às dos veículos de combustão interna. A conclusão é válida mesmo para o caso da Índia, que possui a maior pegada de carbono na geração de eletricidade entre os países analisados.

Finalmente, a disposição ou reciclagem da bateria quando atinge o fim de vida apresenta um desafio ambiental adicional. O tratamento inadequado das baterias descartadas resulta em poluição do solo, ar e água, ameaçando a saúde das pessoas. Além disso, as baterias de lítio em decomposição representam um risco de explosão e incêndio (Mrozik et al., 2021). Atualmente, o método de disposição mais comum é levá-las para aterros sanitários, embora a reciclagem e a recuperação dos minerais utilizados se mostre uma tendência crescente (Mrozik et al., 2021). Um aumento na taxa de recuperação desses minerais também é importante para a redução das emissões durante o processo de fabricação. Estimativas mostram que o lítio, o cobre, o níquel e o cobalto recuperados na União Europeia podem suprir entre 5,2% e 11,3% de sua demanda estimada de novos minerais (Kastanaki e Giannis, 2023).



Os preços da gasolina na maioria dos países da região não refletem os altos custos sociais da poluição, do aquecimento global e dos acidentes causados pelo uso de automóveis

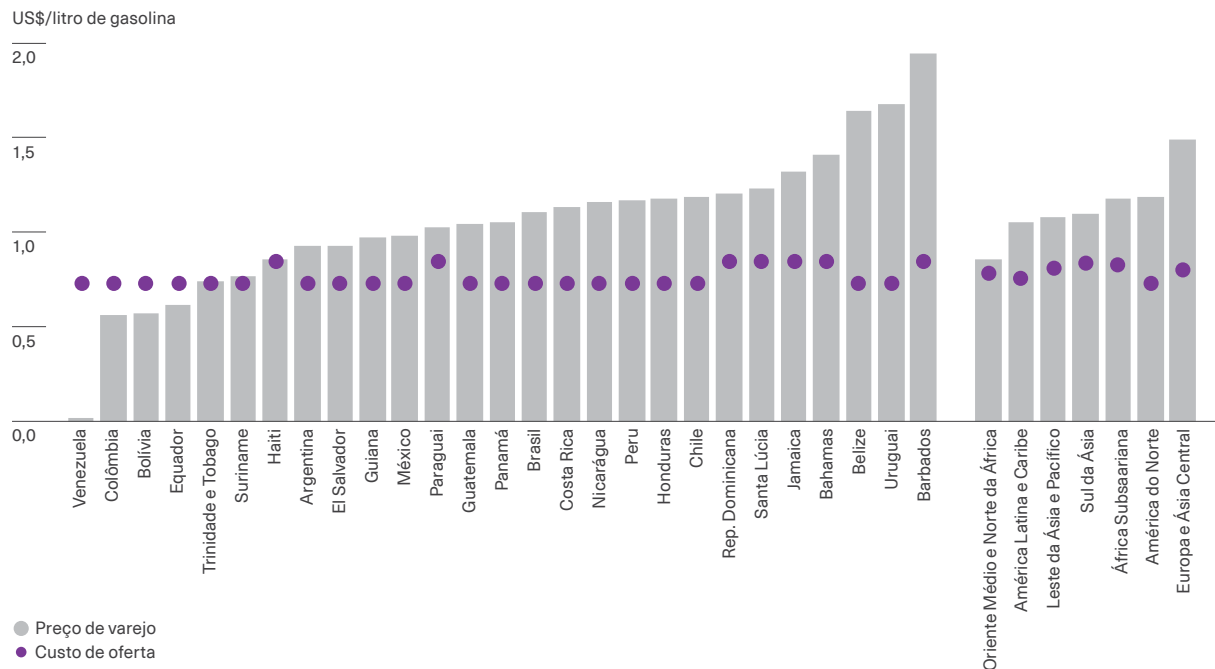
Um componente fundamental da análise do custo total de propriedade são os preços da gasolina e da eletricidade. O gráfico 8.4 apresenta os custos de produção em dólares e os preços de varejo da gasolina em 2022 em 34 países da América Latina e do Caribe e a média desses países e de seis outras regiões. Como o custo de produção da gasolina não varia substancialmente entre os países, as diferenças no preço final de varejo refletem principalmente as diferentes políticas de impostos e subsídios (Parry

et al., 2021). Em 2022, somente Bolívia, Colômbia, Equador e Venezuela tinham preços de varejo abaixo dos custos de abastecimento, portanto, se abstrairmos o custo social das externalidades pelo uso da gasolina, existem impostos e não subsídios nos demais países.

Essas diferenças de impostos e subsídios entre os países geram uma ampla variedade de preços, atingindo picos de mais de 150% em Barbados, Belize e Uruguai. Em comparação com outras regiões, a América Latina e o Caribe tem preços médios de varejo semelhantes aos do Leste e do Sul da Ásia, cerca de 20% acima dos valores do Oriente Médio e um pouco abaixo dos preços médios da África Subsaariana e da América do Norte. A região com o preço médio de varejo mais alto é a Europa, com cerca de US\$ 1,5 por litro.

Gráfico 8.4

Custos e preços de varejo incluindo impostos da gasolina por litro em 2022



Nota: O gráfico mostra o custo e o preço de varejo (incluindo impostos e subsídios) da gasolina por litro, em dólares constantes de 2021, para 27 países da ALC e as médias regionais para o resto do mundo em 2022. Os países que compõem cada região podem ser encontrados no apêndice do capítulo disponível on-line. Um gráfico semelhante para o diesel também pode ser encontrado no apêndice do capítulo on-line.

Fonte: Elaboração própria com base em dados de Black et al. (2023).

Quadro 8.2

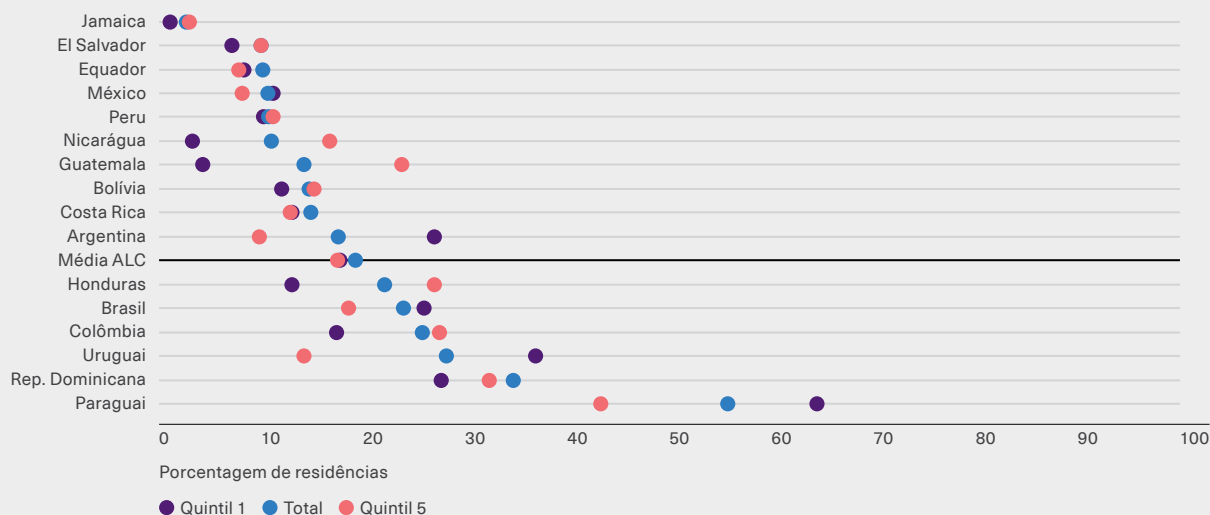
Transição energética nos veículos de duas ou três rodas

Os veículos de duas e três rodas são os mais fáceis de eletrificar devido ao menor tamanho de suas baterias, o que significa menos impacto no peso, no custo e na energia necessária para recarregá-las (AIE, 2023h). As motocicletas elétricas não apenas emitem até 55 vezes menos do que as que usam gasolina, mas também reduzem a poluição sonora e do ar (MOVÉS, 2021). Sua principal desvantagem, independentemente do combustível usado, está nos danos causados por acidentes. Melhorar esse aspecto exige políticas ativas de prevenção e controle.

O gráfico 1 mostra o número de residências com pelo menos uma motocicleta. Se esse gráfico for comparado com o 8.2, pode-se observar que os países que mais possuem motocicletas, como Paraguai, República Dominicana, Colômbia e Honduras (ordenados do maior para o menor), têm um número relativamente baixo de automóveis. Por sua vez, na República Dominicana, Colômbia e Honduras, as famílias de baixa renda possuem mais motocicletas. Isso é explicado pelo fato de que estes veículos são significativamente mais baratos do que os carros, mas com muito menos recursos e comodidades.

Gráfico 1

Porcentagem de residências com pelo menos uma motocicleta



Nota: O gráfico mostra a porcentagem média de residências com pelo menos uma motocicleta e de acordo com sua posição na distribuição de renda per capita do país. Esses são os dados mais recentes disponíveis nas pesquisas domiciliares para o período de 2014 a 2021. O ano exato de cada pesquisa pode ser encontrado na tabela A.8.1 no apêndice do capítulo disponível on-line.

Fonte: Elaboração própria com base em dados de Puig e Tornarolli (2023).

O uso de motocicletas para a distribuição de alimentos, produtos farmacêuticos e documentos, entre outros bens, expandiu-se fortemente nos últimos anos e foi muito alto durante a pandemia do coronavírus (COVID-19). Como esta atividade pressupõe o uso intensivo das motocicletas, quanto mais a quilometragem percorrida aumenta, a conveniência da sua eletrificação também aumenta.

O preço da gasolina na maioria dos países da região está longe de refletir os enormes custos sociais das externalidades negativas referentes à poluição, ao aquecimento global e aos acidentes que provoca o uso do automóvel. Para levar em conta essas externalidades, os preços da gasolina deveriam estar pelo menos no nível da média europeia (Parry et al., 2021). Nas cidades mais congestionadas, como várias

cidades importantes da América Latina e do Caribe, o preço deveria ser ainda mais alto para contemplar os custos sociais mais elevados desse congestionamento. Parry e Timilsina (2010) estimaram que o preço da gasolina na Cidade do México em 2005 deveria ter sido 16 vezes maior para levar em conta todas essas externalidades.

Infraestrutura de recarga

Nos países desenvolvidos, uma das principais restrições para uma adoção mais acelerada dos veículos elétricos é a falta de infraestrutura de recarga (Climate Group, 2023). A maior parte da recarga de veículos elétricos ocorre em casa (AIE, 2019a); entretanto, para que eles tenham o mesmo desempenho e acessibilidade que os veículos de combustão interna, é necessário o desenvolvimento de uma infraestrutura de recarga semelhante às extensas redes de postos de abastecimento de combustíveis fósseis. Essa infraestrutura de recarga limitada é responsável pela “ansiedade de alcance” (*range anxiety*, em inglês), que se refere ao medo de ficar sem bateria antes de chegar ao destino (Noel et al., 2019; Pevec et al., 2019; Shrestha et al., 2022).

A América Latina e o Caribe têm a vantagem de que a autonomia dos veículos elétricos é geralmente suficiente para o uso urbano diário, já que as distâncias a serem percorridas em suas cidades não são excessivas (Gómez Gélvez e Mojica, 2016; Kenworthy e Laube, 2002). A região também fez progressos na instalação de postos de recarga e planeja continuar investindo nesse desenvolvimento dentro e fora das cidades.

Em 2022, a Associação Costarrriquenha de Mobilidade Elétrica (ASOMOVE) realizou a Rota Elétrica da América Central, que consistiu em uma caravana que percorreu as capitais nacionais da Guatemala até o Panamá, passando por El Salvador, Honduras, Nicarágua e Costa Rica. Essa caravana aproveitou os pontos de recarga existentes e instalou novos carregadores rápidos e semirrápidos que conectaram as seis capitais (Máñez Gomis et al., 2021). Dando continuidade a essa iniciativa, a Associação Latino-Americana de Mobilidade Sustentável (ALAMOS)

está trabalhando para estabelecer cinco rotas para conectar 15 países da região. Além da já mencionada, os planos incluem a rota andina, que passa pela Colômbia, Equador, Peru e Panamá; a rota norte, que conectaria a rota da América Central com o México; a rota do Cone Sul, entre o Chile, Argentina, Uruguai, Brasil e Paraguai; e, finalmente, a rota do Caribe, que no momento inclui a República Dominicana e Porto Rico. Essas rotas serão fundamentais para a eletromobilidade e para reduzir a ansiedade em relação à autonomia na região.

A figura 8.1 mostra os carregadores instalados e planejados por país e os eletrocorredores já em operação. Pode-se observar que, apesar da baixa penetração das vendas de veículos elétricos, os países estão progredindo no desenvolvimento desta infraestrutura, embora sejam necessários mais esforços públicos e privados.



A infraestrutura de carregadores elétricos vem crescendo devido a investimentos públicos e privados, embora seja necessário desenvolver mais esforços focados na qualidade e confiabilidade desses dispositivos

O avanço das políticas de promoção de veículos elétricos está criando interesse privado na instalação e operação de carregadores. A Volvo, em uma parceria com a Evergo, anunciou a instalação de 2.295 carregadores até 2025 (Evergo, 2023), enquanto a Porsche anunciou 550, embora esses sejam exclusivos para seus veículos (Porsche, 2022).

Figura 8.1

Carregadores por país e eletrocorredores na América Latina e no Caribe



Nota: A figura mostra o mapa de carregadores para veículos elétricos instalados por país na ALC (caixas roxas) e os eletrocorredores em operação (linhas cor de rosa). O Corredor 13 não está representado no mapa porque abrange 196 carregadores em 11 países. Para obter a fonte exata de informações de cada país e detalhes sobre os corredores elétricos, consulte as tabelas A.8.5 e A.8.6 no apêndice disponível on-line.

Fonte: Elaboração própria com base em dados de Liborio (2023), Electromaps (2023), Venditti (2023), Diário Sustentável (2023) e Instituto Mexicano do Transporte (2022).

Além do crescimento da frota de carregadores, a qualidade e a confiabilidade desses dispositivos são importantes. Essas duas características se tornarão ainda mais importantes à medida que a penetração dos veículos elétricos aumentar. O aumento do uso desses carregadores pode levar ao congestionamento não apenas nos próprios dispositivos de

carregamento, mas também na rede elétrica. Esse problema pode ser atenuado com carregadores inteligentes, estações de recarga em pontos onde os picos de demanda não congestionem a rede, painéis solares nas estações de recarga e ferramentas digitais que permitem a coordenação entre a rede e o usuário (IRENA, 2019b). Por exemplo, os carregadores

anunciados pela Volvo e pela Evergo permitem que os usuários agendem as cargas por meio de um aplicativo, reservando espaços nessas estações. As tarifas dinâmicas também ajudariam a evitar a sobrecarga da rede nos momentos de maior demanda (IRENA,

2019b). As necessidades específicas de cada cidade dependerão dos padrões de consumo de eletricidade, da disponibilidade de infraestrutura de recarga em residências e locais de trabalho, bem como as densidades demográficas.

Melhorias na eficiência dos veículos de combustão interna

Apesar do avanço dos veículos elétricos, espera-se que a demanda por combustíveis fósseis para o transporte continue a aumentar até 2050 em grande parte dos países em desenvolvimento, impulsionada, até certo ponto, pelo crescimento populacional (AIE, 2023c). Devido a este aumento da demanda, a redução de emissões exigirá a implementação e o desenvolvimento de tecnologias para melhorar a eficiência dos veículos de combustão interna. A McKinsey & Company (2009) enumera uma série de avanços de motores de combustão interna já amadurecidos, que poderiam melhorar a eficiência no uso do combustível e resultar em custo-efetividade. Por exemplo, apenas o uso de motores menores por si só poderia melhorar a eficiência em 12% e os sistemas de controle da pressão dos pneus mais 1%. A AIE (2019a) mostra que o progresso na eficiência energética de carros e caminhonetes leves tem desacelerado, com uma melhoria de 0,8% ao ano entre 2017 e 2019, enquanto entre 2010 e 2015 essa melhoria havia sido de 2,6% ao ano.



Espera-se que a demanda por combustíveis fósseis para transporte nos países em desenvolvimento aumente até 2050. Melhorar a eficiência dos veículos de combustão interna será fundamental nesse cenário

Uma grande limitação de esforços para melhorar a eficiência dos veículos é a crescente demanda por unidades maiores. Os 17% dos veículos vendidos em todo o mundo em 2010 foram veículos utilitários esportivos (SUVs, na sigla em inglês), enquanto em 2021 este segmento foi responsável por 46% das vendas. Estes veículos são maiores e menos eficientes

energeticamente do que os compactos. O aumento da demanda por SUVs foi responsável por 40% da desaceleração das melhorias de eficiência mencionadas acima (AIE, 2019a).

Uma alternativa para a redução de emissões em veículos de combustão interna é o uso de biocombustíveis, como bioetanol, biodiesel e biogás. O bioetanol é o mais amplamente utilizado e pode ser produzido a partir de várias matérias-primas, como milho, trigo e cana-de-açúcar. A principal restrição ao uso de biocombustíveis é a quantidade de terra necessária para o cultivo (Brassiolo et al., 2023). Se isto não for feito de forma sustentável, a mudança no uso da terra ou o deslocamento da produção agropecuária poderia não compensar as reduções de emissões do uso de biocombustíveis (McKinsey & Company, 2009; OCDE, 2019). Entre os países da região, o Brasil se destaca como líder em seu uso para transporte e também é o segundo maior produtor de biocombustíveis do mundo (AIE, 2023c). Entre 2010 e 2022, o país fez investimentos de quase US\$ 35 bilhões, ficando atrás apenas dos Estados Unidos (AIE, 2023u). O Brasil incorpora os biocombustíveis em sua estratégia energética de longo prazo, atualmente com uma resolução que permite a mistura de até 12% de biodiesel ao diesel, com o objetivo de aumentar este percentual para até 15% em 2026 (Ministério de Minas e Energia, 2023). Sua estratégia também prevê a inclusão de até 27% de etanol nos combustíveis, incentivos financeiros e normas para veículos (AIE, 2023c). No Brasil, o principal insumo para a produção de biocombustíveis é a cana-de-açúcar. Os biocombustíveis produzidos a partir desse insumo estão em um patamar inferior de intensidade de carbono entre os combustíveis e geram menos emissões por gigajoule (GJ) do que o diesel e a gasolina (OCDE, 2019). Outros países da região que incorporam metas de mistura de biocombustíveis com combustíveis fósseis são a Argentina, a Colômbia, o Peru e o Uruguai (AIE, 2023l).

Por último, destacam-se os veículos híbridos, que representam uma grande melhoria na eficiência em relação aos de combustão interna. Os híbridos têm uma variante plug-in e uma não plug-in. A primeira tem limitações semelhantes às dos veículos elétricos, principalmente seu alto custo. A segunda não tem a restrição da infraestrutura de carregamento, pois a

bateria elétrica é recarregada quando o carro está funcionando e o principal uso energético é o combustível fóssil. Estes últimos veículos são os mais comuns entre os híbridos, principalmente por causa de seu custo mais baixo, e representam melhorias de eficiência entre 23% e 49% em relação aos combustíveis fósseis. (CER, 2021; U.S. Department of Energy, 2022a).

Transporte de carga

O transporte de carga gera globalmente cerca da metade das emissões do transporte terrestre, apesar de representar apenas 8% dos veículos (AIE, 2023r). Os avanços para a descarbonização neste subsetor são bastante mais modestos do que nos veículos elétricos, e a AIE considera que ele não está direcionado para o objetivo de zero emissões (AIE, 2023q). Ao contrário dos veículos elétricos, para os quais a AIE estima ser viável alcançar esse objetivo se sua participação nas vendas crescer 14% até 2022 e 67% até 2030, presume-se que os combustíveis fósseis para o transporte de carga em 2030 continuem representando mais de 80% de seu consumo energético.

Mais de 85% da carga transportada na América Latina e no Caribe é feita por estradas, e existem alguns sinais de importantes ineficiências no subsetor.

Em média, um caminhão na região percorre cerca de 62.000 km por ano, 40% a menos do que nos Estados Unidos e na União Europeia; por sua vez, 40% das viagens são feitas com caminhões vazios, o que contrasta com 25% da América do Norte (Barbero et al., 2020; Calatayud e Montes, 2021). A malha viária na região apresenta baixa cobertura, qualidade, capacidade e conectividade. Aproximadamente 20% das principais rodovias estão em mau estado, e grande parte dos países não têm toda a sua malha viária mais importante pavimentada. Isso poderia dobrar o consumo de combustível e as emissões em comparação com rodovias em boas condições (Cantillo, 2023). Esse diagnóstico sugere que melhorar a produtividade do setor e da malha viária permitiria transportar a mesma carga com menos viagens, e assim diminuir as emissões.

Como descarbonizar o transporte de carga?

As três principais alternativas tecnológicas para descarbonizar o transporte de carga são a eletrificação, o uso de combustíveis alternativos, como gás natural, hidrogênio verde e biocombustíveis, bem como com o aumento do uso de ferrovias.

Para avaliar a eletrificação do transporte de carga, é necessário distinguir entre carga pesada e leve. O transporte de carga pesada representa o maior desafio. Os caminhões elétricos estão começando a serem utilizados, mas quanto aos custos, os veículos pesados mostram preços muito elevados e sua oferta é muito limitada (Cantillo, 2023). Além disso, o peso

adicional das baterias para caminhões elétricos pesados e médios gera desafios em termos de impacto nas estradas e na grande quantidade de energia necessária para o carregamento rápido dessas baterias (Gross, 2020). Carregadores rápidos podem exercer pressão sobre a rede elétrica, especialmente se estiverem localizados em áreas remotas com falta de infraestrutura e redes não projetadas para esses níveis de demanda (Gross, 2020).

Os veículos de carga leve, principalmente utilizados para o chamado transporte de último quilômetro, têm um grande potencial de eletrificação. Esses

caminhões estão liderando a descarbonização do transporte de carga, pois, em geral, percorrem distâncias mais curtas e com maior frequência e, por serem menores, não enfrentam as limitações dos veículos pesados mencionados anteriormente (Gross, 2020). Como será visto mais adiante, o transporte de último quilômetro é especialmente relevante nas cidades.



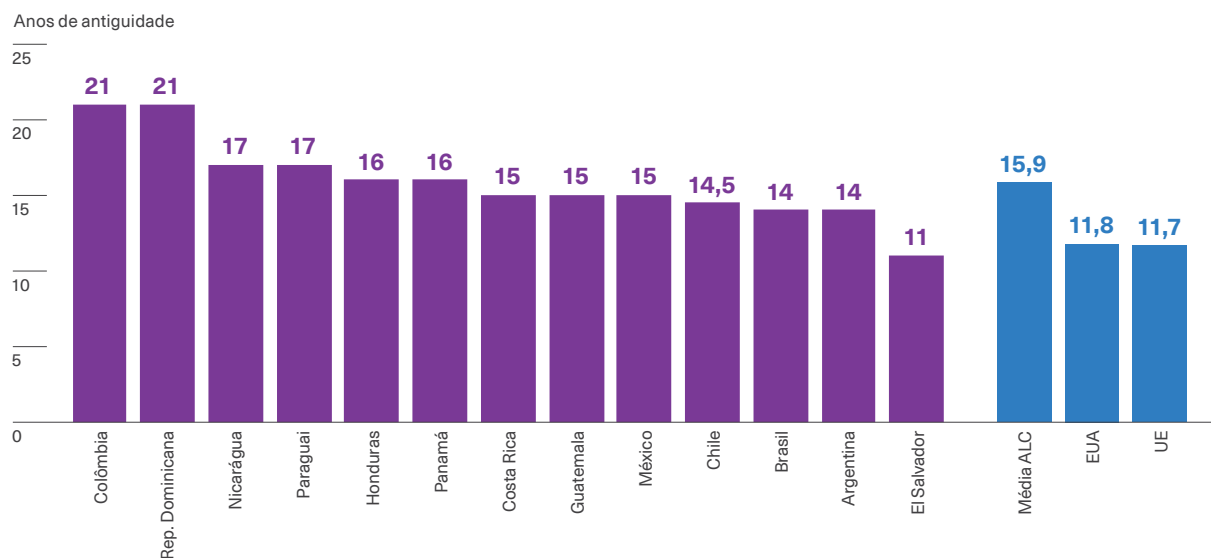
As principais opções para reduzir as emissões do transporte de carga incluem a eletrificação de veículos leves, o uso de combustíveis alternativos e o fortalecimento do transporte ferroviário, quando a escala justificar o investimento

Uma característica da frota de transporte de cargas na América Latina e no Caribe, que é responsável pelas maiores emissões, é sua idade avançada

em comparação com a dos países desenvolvidos (Barbero e Guerrero, 2017; Calatayud e Montes, 2021; Cantillo, 2023). O gráfico 8.5 compara a idade média dos caminhões e mostra que caminhões em um grupo de países da América Latina e do Caribe são cinco anos mais velhos do que nos Estados Unidos e na União Europeia (Cantillo, 2023). Além disso, a estrutura de propriedade da frota automotiva é bastante atomizada, com uma ampla maioria de pequenos proprietários de caminhões e poucas grandes empresas (Barbero e Guerrero, 2017; Cantillo, 2023). Embora isso não difira significativamente do observado nos Estados Unidos (ATA, 2023), representa um desafio para a modernização da frota enquanto os preços dos caminhões elétricos permanecerem elevados. Em geral, essas pequenas empresas têm menos recursos, o que prolonga ainda mais a vida útil dos caminhões, e menores margens para fazer melhorias que permitam reduzir as emissões ou mudar a frota para uma elétrica, enquanto as empresas maiores operam frotas mais recentes e incorporam tecnologia da informação em seus processos (Barbero et al., 2020).

Gráfico 8.5

Idade média dos veículos de carga na América Latina e no Caribe



Nota: O gráfico mostra a idade média, medida em anos, da frota de transporte de carga para 13 países da ALC, Estados Unidos e UE entre os anos 2012 e 2019.

Fonte: Cantillo (2023).

Embora o gás natural não seja um combustível livre de emissões, possui potencial como combustível de transição devido às suas emissões de GEE serem menores que as do diesel e da gasolina, além de ser um recurso abundante na América Latina e no Caribe. Veículos de carga a gás natural, especialmente os caminhões a gás natural liquefeito, são boas opções para trajetos de longa distância e para frotas que recebem o combustível de forma centralizada, devido à disponibilidade de uma infraestrutura de abastecimento confiável (U.S. Department of Energy, 2022b). Apesar da abundância do recurso na região e a extensa infraestrutura em áreas urbanas, os caminhões que fazem viagens interurbanas podem enfrentar problemas de abastecimento devido à falta de infraestrutura no fornecimento (Thiruvengadam et al., 2018). Veículos a gás natural permitem o armazenamento de combustível no próprio caminhão, o que amplia seu alcance, embora isso resulte em mais peso e menos capacidade de carga. Além dos caminhões médios e pesados movidos a gás natural já existentes, os veículos movidos a diesel podem ser adaptados para usar gás natural, seja como combustível principal ou adicional (Departamento de Energia dos EUA, 2022b). Um ponto importante é que, para garantir a redução de emissões desses caminhões, é necessário manutenção adequada para evitar emissões fugitivas de metano e do cano de escape (Thiruvengadam et al., 2018). Em países produtores de gás natural, como a Argentina, a Bolívia, a México e a Venezuela, observou-se um aumento no uso de gás natural para transporte, e na Colômbia, em 2021, foi aprovada uma lei que promove a ampliação do uso de veículos de carga a gás natural (Acevedo et al., 2023).

O hidrogênio verde, embora seja uma solução com emissões zero, maior autonomia e recarga mais rápida do que os caminhões elétricos, ainda não é amplamente utilizado, principalmente devido à dificuldade e aos altos custos de produção, armazenamento e distribuição (Cantillo, 2023). No caso dos biocombustíveis, embora sejam uma alternativa há vários anos, representam apenas 4% do uso total de energia neste subsetor (AIE, 2022c). Isto se deve principalmente à oferta limitada desses combustíveis, e, no caso do transporte de carga, adiciona-se o inconveniente de ter que adaptar os caminhões para poder utilizá-los. (Cantillo, 2023).

Por fim, o transporte de carga ferroviário também é uma opção atraente para reduzir as emissões. O consumo energético dos trens representa, em média, apenas 15% da energia utilizada no transporte de carga terrestre (Gross, 2020). No entanto, a infraestrutura ferroviária é cara, tornando a alternativa economicamente viável apenas quando uma rota atinge uma escala de carga suficientemente alta. Mesmo nesses casos, o potencial de descarbonização é limitado, uma vez que o caminhão intervém antes ou depois do transporte ferroviário, fornecendo flexibilidade e configurando um esquema multimodal (AIE, 2019d). Na América Latina e no Caribe, existem algumas redes ferroviárias de alta utilização na Argentina, Brasil e Colômbia. Os investimentos mais recentes no modo ferroviário têm se concentrado efetivamente no transporte de mercadorias e, entre 2000 e 2016, a carga por quilômetro cresceu 127% (AIE, 2019d).

Desafios e oportunidades na logística urbana

A elevada taxa de urbanização da América Latina e do Caribe e a renda per capita mais alta nas grandes cidades em comparação com as áreas rurais implicam que a grande maioria do consumo de bens ocorre em áreas urbanas (Alves, 2021; Daude et al., 2017). Estes bens precisam ser transportados dentro das cidades até os pontos de venda ou consumo final, o que é conhecido como logística urbana. A eficiência deste processo tem implicações para a produtividade e o bem-estar nas cidades

(Alves e López, 2021). A logística urbana apresenta desafios e oportunidades especiais no contexto da transição energética.

No que diz respeito aos desafios, a maior participação dos caminhões nas emissões de GEE e outros poluentes em ambientes urbanos em comparação com seu papel na frota total de veículos, observada para o transporte geral de mercadorias, também se verifica nas cidades. Em Bogotá, os veículos de

carga geravam, em 2020, 43% das emissões com apenas 5% da frota e, na Cidade do México, 71% das emissões de MP2,5 (SPIM-Taryet, 2019). Essa maior participação se deve à conjunção de três fatores, que são também fundamentais para entender as oportunidades e os desafios da transição energética no setor.

O primeiro fator que explica essa relação de emissões é que o transporte de mercadorias envolve movimentar mais peso do que o transporte de pessoas, o que requer uma potência superior, gerando mais emissões. Embora o peso da carga transportada em áreas urbanas seja menor do que o transportado por estradas, o requisito de maior potência pode ser uma barreira para a eletrificação dos veículos que transportam uma carga maior nas cidades. Neste sentido, as principais oportunidades de eletrificação estão nos veículos pequenos e médios.

Enquanto este primeiro fator limita a eletrificação, um segundo fator gera mais otimismo. A maior contribuição dos caminhões para as emissões em relação à frota ocorre principalmente porque o nível

de uso desses veículos é superior ao dos veículos particulares. Conforme visto anteriormente, este uso mais intenso melhora a equação econômica da eletrificação, especialmente para os veículos de logística urbana pequenos e médios, apresentando oportunidades significativas para avançar nessa direção.

O terceiro fator que explica a maior proporção de emissões é específico da região e está relacionado à maior informalidade e antiguidade da frota de logística urbana, como já visto para os caminhões em geral (SPIM-Taryet, 2019). Isso se associa em parte às baixas barreiras de entrada que caracterizam o setor, onde atores com veículos antigos podem transportar mercadorias sem a necessidade de permissões especiais ou um grande investimento inicial. Essa situação apresenta outro desafio para a eletrificação, pois, embora em veículos pequenos e médios isso possa ser economicamente viável, os provedores desses serviços podem não ter acesso ao crédito para cobrir os altos custos de aquisição dos veículos elétricos.

Mobilidade de pessoas nas cidades

A mobilidade das pessoas nas cidades é um aspecto central do seu bem-estar. As famílias nas grandes cidades da América Latina e do Caribe gastam em média 1,5 horas por dia e 17% de sua renda em viagens urbanas (Gandelman et al., 2019). Esta relevância da mobilidade urbana para o bem-estar significa que as exigências de redução de emissões devem ser consideradas em conjunto com as de melhor acesso às oportunidades de mobilidade. De fato, como se verá a seguir, as políticas públicas para uma mobilidade mais equitativa não são contrárias àquelas que reduzem as emissões; ambas são altamente complementares.

Os percursos das pessoas entre origens e destinos em uma cidade podem ser realizados com menor ou maior consumo de energia e emissões dependendo de dois fatores principais: o modo de transporte e a distância. Além da rota direta, pela qual esse consumo aumenta com a distância percorrida, indiretamente, distâncias maiores tornam menos viáveis modos de deslocamentos sustentáveis, como caminhada, bicicleta e transporte público de massa.



Distribuição modal, consumo de energia e emissões

A tabela 8.2 apresenta o consumo de energia por passageiro e por quilômetro e o tipo de combustível predominante para sete modos de transporte. Estas duas dimensões definem a essência dos desafios da mobilidade urbana na transição energética. O consumo médio de energia varia enormemente de acordo com o meio de transporte, sendo que o automóvel supera largamente os demais, e a caminhada, a bicicleta e o trem têm os menores consumos. Transportar um passageiro por um quilômetro em um carro consome pelo menos 2 vezes mais energia que um ônibus, 15 vezes mais que uma bicicleta, 8 vezes mais que um ônibus de trânsito rápido (BRT, na sigla em inglês), pelo menos 4 vezes mais que um trem ou metrô e pelo menos 2,5 vezes mais que um bonde. Quanto ao combustível predominante, nos automóveis, ônibus e BRTs, ele é de origem fóssil, enquanto bondes, trens















e metrô costumam funcionar com eletricidade. As modalidades ativas são movidas pelas pessoas. A combinação dessas diferenças de quantidade de energia e tipo de combustível gera emissões muito diferentes. Por exemplo, as emissões por quilômetro por passageiro de um carro movido a gasolina são cinco vezes maiores do que as de um ônibus movido a diesel e cem vezes maiores do que as de um ônibus elétrico (MOVÉS, 2021).

● ●

As emissões urbanas por passageiro variam muito dependendo do meio de transporte. Reduzi-las requer mais caminhadas, bicicletas e transportes públicos e menos carros

Tabela 8.2

Eficiência e consumo energético de diferentes meios de transporte urbano

	 Automóvel	 Ônibus	 Bicicleta	 BRT	 Caminhada	 Bonde	 Trem/metrô
Passageiros p/hora	 2.000	 9.000	 14.000	 17.000	 19.000	 22.000	 80.000
MJ/passageiro-km	1,65-2,45	0,32-0,91	0,1	0,24	0,2	0,53-0,65	0,15-0,35
Combustível predominante	Fóssil	Fóssil	Comida	Fóssil	Comida	Eletricidade	Eletricidade
US\$/passageiro-km infraestrutura	2.500-5.000	200-500	50-150	500-600	50-150	2.500-7.000	15.000-60.000

Nota: A tabela mostra, para os diferentes modos de transporte, o número de passageiros que podem viajar com conforto e segurança, tomando como referência as cidades europeias e asiáticas, a intensidade energética por passageiro-quilômetro (medida em megajoules), os custos de infraestrutura por passageiro-quilômetro (em dólares) e o tipo de combustível predominante para seu funcionamento. No caso da intensidade energética dos ônibus, o valor mais baixo corresponde à Áustria, enquanto o mais elevado ocorre no México. Originalmente em euros, o custo da infraestrutura foi expresso em dólares utilizando a taxa de câmbio em vigência no ano a que os dados se referem (2010).

Fonte: Figueroa et al. (2014).

As diferenças na intensidade energética e no combustível utilizado implicam, portanto, que a redução das emissões provenientes dos transportes urbanos exige a redução da utilização de automóveis individuais e o aumento das modalidades ativas (caminhar e andar de bicicleta) e dos transportes públicos. Um aspecto que não está contemplado na tabela 8.2 e que qualifica esta conclusão é a crescente possibilidade de eletrificação que os avanços tecnológicos representam para as modalidades que funcionam com combustíveis fósseis. Embora esta possibilidade certamente reduza as emissões das modalidades fósseis, particularmente dos automóveis individuais, três razões reforçam a ideia de que as políticas procuram reduzir a quota modal deste veículo. Em primeiro lugar, como vimos neste capítulo, a eletrificação dos automóveis é muito dispendiosa para o rendimento da maioria das famílias na região. Em segundo lugar, como se viu no restante deste relatório, o potencial para reduzir as emissões provenientes da eletrificação depende de a matriz de produção de eletricidade dos países ser maioritariamente limpa. Terceiro, algumas externalidades negativas da utilização do automóvel não só não são resolvidas, como são ainda agravadas pela eletrificação, como mostra o quadro 8.3.

Outra vantagem das modalidades ativas, indicada na tabela 8.2, é o seu menor custo em relação à oferta de infraestrutura. O automóvel individual necessita de uma infraestrutura que, além de ter um custo econômico mais elevado, gera emissões associadas à sua construção, não incluídas no consumo de energia reportado na tabela (Brassiolo et al., 2023). Uma vantagem adicional das modalidades ativas e do transporte público em relação ao automóvel individual é que ocupam menos espaço nas cidades. A maior utilização do espaço pelas vias para automóveis está associada a uma menor área de espaços verdes nas cidades (Conwell et al., 2023), o que representa um bem-estar e também um custo ambiental.

Dada a importância da distribuição modal nas emissões do transporte urbano de passageiros, cabe perguntar-se como é essa distribuição nas cidades da região. A tabela 8.3 apresenta informações do Observatório de Mobilidade Urbana (OMU), uma iniciativa do Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) e do CAF – banco de desenvolvimento da América Latina e do Caribe –, com a proporção de viagens de acordo com o modo de

transporte na última pesquisa origem-destino disponível em dez cidades da região. Observa-se que a maioria das cidades tem uma incidência de transporte privado individual que se situa entre um quinto e um terço do total de viagens, valores que são comuns nas cidades europeias e no Leste Asiático (Land Transport Authority, 2011). Isto faz com que as modalidades sustentáveis tenham um amplo domínio no transporte urbano de pessoas na região, algo fundamental para compreender as emissões mais baixas em comparação com outras regiões. As duas cidades da região que escapam deste domínio dos modais sustentáveis são Curitiba e Panamá, onde quase metade das viagens são feitas em veículos motorizados individuais. Voltando à comparação internacional, os valores destas duas cidades ainda estão muito distantes dos predominantes nas cidades dos Estados Unidos, onde é comum que mais de três quartos das viagens sejam feitas de carro. (Land Transport Authority, 2011).



O total de viagens realizadas em transporte público e com modalidades ativas duplica as realizadas em automóvel nas principais cidades da região

Dentro dos modais ativos, os deslocamentos a pé superam em muito os realizados de bicicleta. Bogotá destaca-se por ser a cidade com maior proporção de viagens de bicicleta, seguida por Santiago do Chile e Buenos Aires. Esta maior incidência da utilização da bicicleta coincide com a expansão da infraestrutura dedicada a estes veículos nestas três cidades. Em Buenos Aires, a malha de ciclovias passou de 30 para 300 km de extensão entre 2009 e 2023 e a proporção de viagens aumentou de 0,4% para 7% do total (Governo da Cidade de Buenos Aires, 2023). O uso da bicicleta ainda tem espaço para crescer na região e assim contribuir para um transporte com menores emissões. Os dados provenientes de pesquisas domiciliares de nove países, processados por Puig e Tornarolli (2023), indicam que apenas uma em cada cinco famílias possui pelo menos uma bicicleta.

Quadro 8.3

Os custos sociais do uso do automóvel particular desaparecem com sua eletrificação?

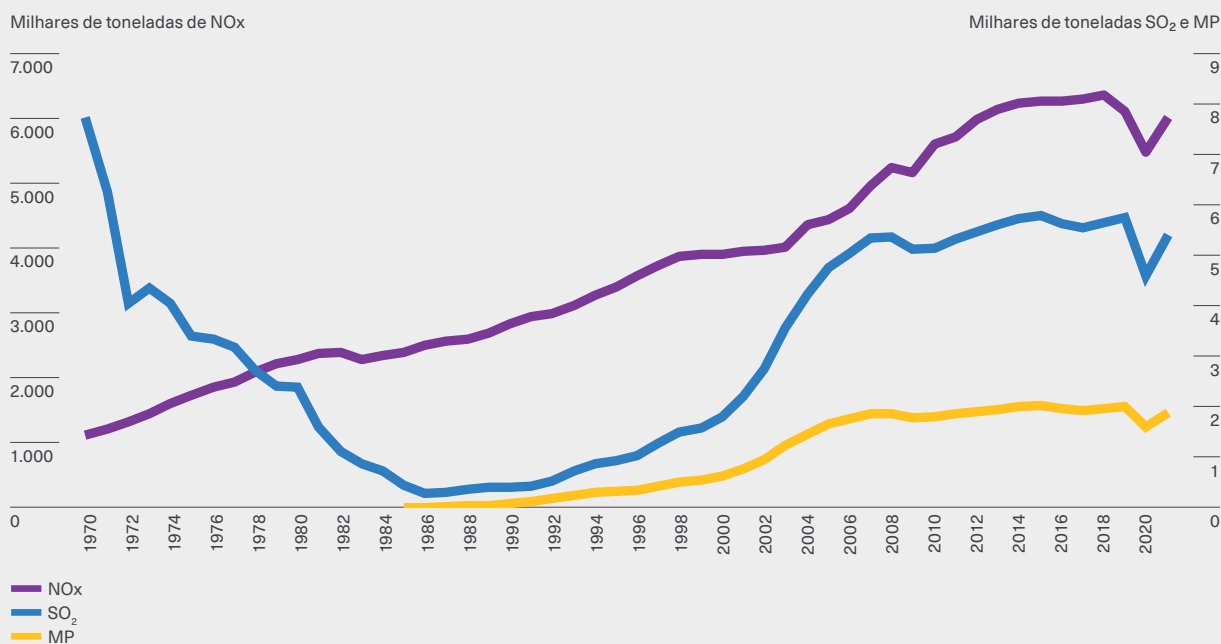
O uso de automóveis tem vários custos sociais. No caso de veículos de combustão, estes custos incluem emissões de GEE e outros poluentes atmosféricos, bem como poluição sonora. Esses custos desaparecem com a eletrificação dos veículos.

Os poluentes atmosféricos emitidos por veículos de combustão interna que têm efeitos negativos sobre a saúde incluem principalmente óxidos nitrosos (NO_x), dióxido de enxofre (SO_2) e material particulado (MP). Tanto o NO_x quanto o SO_2 também reagem com outros compostos na atmosfera para formar o MP. Esses materiais particulados apresentaram os maiores impactos negativos sobre a saúde e a mortalidade (Di et al., 2017; Green e Sánchez, 2013; Krewski et al., 2009; Lepeule et al., 2012). O gráfico mostra como, nos últimos 35 anos, estes poluentes cresceram significativamente na região, acompanhando o aumento do número de veículos.

Outros custos sociais dos veículos individuais não apenas permanecem, mas até pioram com a eletrificação dos veículos. Por um lado, o aumento dos tempos de traslado, à medida que o número de veículos em circulação aumenta, é o mesmo, independentemente do funcionamento do motor. Por outro lado, o maior peso dos veículos elétricos, associado às suas grandes baterias, aumenta os acidentes e a emissão de material particulado devido ao desgaste dos pneus. Além disso, os custos de congestionamento e os associados ao maior peso dos veículos elétricos podem aumentar se os menores custos de operação propiciarem um aumento no uso.

Gráfico 1

Emissões de substâncias poluentes do setor do transporte da América Latina e do Caribe



Nota: O gráfico mostra a evolução das emissões de transporte na ALC, mensuradas em milhares de toneladas, de óxidos de nitrogênio (NO_x , eixo esquerdo), dióxido de enxofre (SO_2) e material particulado (MP), esses últimos representados no eixo direito. O período considerado é 1970-2021. A agregação foi obtida a partir de dados individuais de 27 países da região.

Fonte: Elaboração própria com base em dados de OLADE (2021b).

Tabela 8.3

Distribuição modal em 10 grandes cidades

	Bogotá	Buenos Aires	Cidade do México	Curitiba	Montevideú	Panamá	Rio de Janeiro	Salvador (Bahia)	São Paulo	Santiago do Chile
Público	34,2	37,8	45,5	25,2	28,4	38,1	47,3	34,9	30,9	19,8
Metrô/trem	0,0	11,2	11,9	0,0	0,0	1,0	6,2	0,0	11,1	5,9
Ônibus/BRT	34,2	26,6	33,6	25,2	28,4	37,1	41,1	34,9	19,8	13,9
Ativo	32,1	28,5	30,3	25,4	36,5	8,3	28,3	36,2	32,7	41,2
Caminhada	24,7	24,5	28,5	23,3	34,7	8,1	27,2	35,3	31,8	36,9
Bicicleta	7,4	3,9	1,8	2,1	1,8	0,2	1,0	0,9	0,9	4,3
Motorizado individual	24,5	31,5	23,1	49,0	35,1	45,4	23,4	22,4	30,6	33,0
Automóvel	14,3	26,8	16,9	45,8	31,7	35,2	22,7	19,1	27,0	27,5
Táxi	4,5	1,6	5,3	0,5	1,0	9,3	0,0	1,4	1,1	4,9
Moto	5,7	3,1	1,0	2,7	2,5	0,9	0,7	1,9	2,5	0,6
Outros	9,1	2,3	1,1	0,4	0,0	8,3	1,0	6,3	5,8	6,0
Ano	2019	2018	2017	2017	2016	2014	2011	2012	2017	2012

Nota: A tabela mostra a distribuição percentual de viagens diárias pelo principal modo de transporte em 10 cidades de 7 países da América Latina e do Caribe, para o período de 2011 a 2019 (varia de acordo com a cidade específica). Os dados foram obtidos a partir do processamento de pesquisas de mobilidade. A categoria "táxi" não é informada para o Rio de Janeiro.

Fonte: Elaboração própria com base em dados da OMU (2023).

Os ônibus desempenham um papel predominante no transporte público da região. Isso é especialmente relevante em cidades menores, como Curitiba, Montevideú e Salvador (Bahia), que não têm metrô, e Bogotá, que ainda não tem um trem urbano, mas tem planos de construir sua primeira linha. Mesmo nas cidades com metrô, o número destas viagens é muito menor do que as realizadas por ônibus. O quadro 8.4 indica que os ônibus têm um potencial significativo para eletrificação e que várias cidades da região fizeram progressos nesse sentido.

Entre as modalidades de transporte privado motorizado, os carros dominam de longe as motocicletas e os táxis. As motocicletas são significativas em Bogotá, com cerca de 6% das viagens, e os táxis ultrapassam 5% na Cidade do México e no Panamá. Os táxis são uma modalidade com maior potencial de eletrificação porque seu uso intensivo amortiza o capital mais rapidamente. A prefeitura de Montevideú fez progressos na conversão de táxis com motor a combustão para elétricos, chegando a 200 unidades em 2024, o que representa cerca de 7% da frota (Prefeitura de Montevideú, 2023).



Os ônibus desempenham um papel predominante na mobilidade urbana da região. Sua eletrificação é economicamente viável, mas requer financiamento e subsídios devido ao seu alto custo

Os dados sobre gastos com transporte público e privado por quintil de renda apresentados para doze países por Gandelman et al. (2019) sugerem uma divisão modal muito desigual entre famílias de renda mais alta e mais baixa. Enquanto no quintil mais pobre o gasto com transporte público excede o gasto com transporte privado em mais de 3 vezes, no quintil mais rico o gasto com transporte privado excede o gasto com transporte público em mais de 7 vezes. Esses padrões de gastos implicam que as melhorias na qualidade e disponibilidade do transporte público beneficiam mais as famílias de baixa renda, demonstrando a natureza inclusiva das estratégias para promover a mobilidade sustentável.

Quadro 8.4

Eletrificação dos ônibus urbanos

Os ônibus urbanos de transporte de passageiros possuem três características que os tornam particularmente atraentes para a eletrificação (Correa et al., 2019; Feng e Figliozzi, 2013; Hellgren, 2007). Primeiro, enquanto os carros tendem a ficar estacionados a maior parte do tempo, os ônibus têm um uso muito maior, o que aumenta a economia de combustível proporcionada pela eletrificação e melhora a equação econômica por conta de sua adoção. Segundo, ao contrário dos ônibus intermunicipais, os ônibus urbanos percorrem distâncias relativamente curtas, que podem ser percorridas com uma única carga de bateria. A terceira é que sua mecânica é mais simples do que a dos ônibus movidos a diesel, o que reduz seus custos de manutenção.

Essas vantagens levaram à rápida adoção dos ônibus elétricos como substitutos dos ônibus movidos a combustíveis fósseis nos últimos anos. De acordo com dados da plataforma digital ebusradar.org, até o final de 2023 já havia mais de 5.000 ônibus elétricos na região, representando um crescimento de estoque de mais de sete vezes em relação a 2017. Cerca de quatro quintos desses ônibus são movidos a bateria e o restante são trólebus, ou seja, ônibus que são alimentados por cabos de eletricidade dispostos ao longo de sua rota. Esse crescimento se concentrou em poucas cidades. Quarenta por cento da frota de ônibus de Santiago do Chile é de veículos elétricos, enquanto a de Bogotá é de 30% e a da Cidade do México é de 10%. Santiago e Bogotá têm as maiores frotas de ônibus elétricos do mundo fora da China (Ramos, 2023).

Se bem tenha vantagens, a eletrificação de ônibus enfrenta alguns desafios. Por um lado, embora sua maior intensidade de uso os torne lucrativos devido à economia nos custos de combustível, seu custo de aquisição é maior do que o dos ônibus convencionais, o que representa um desafio de financiamento. Uma solução inovadora para enfrentar esse desafio financeiro na região foi separar a propriedade dos ônibus elétricos de sua operação (Becerra e Galarza, 2022). Embora essa alternativa resolva o problema de financiamento, cobrir estes custos requer subsídios para que não tenha um impacto negativo sobre a tarifa (Ramos, 2023). Por outro lado, o carregamento de baterias elétricas apresenta dois obstáculos adicionais. Um deles é que são necessários novos espaços e infraestrutura para o carregamento dos ônibus. O outro é que os veículos devem permanecer estacionados enquanto suas baterias estão sendo carregadas, resultando em menor uso e em um número maior de unidades necessárias para cobrir uma determinada rota com a mesma frequência. Por último, os benefícios ambientais da eletrificação dos ônibus dependem de quão limpa seja a matriz de elétrica, portanto, o momento de sua adoção deve ser adaptado às trajetórias de geração elétrica de cada país (Ramos, 2023).

Embora os dados de divisão modal mostrem uma predominância de modos sustentáveis na região, em termos prospectivos, há um grande desafio para conter o avanço do automóvel com suas emissões e outras externalidades negativas associadas. Este

progresso está ligado a um aumento na renda familiar. Um aumento de 10% na renda gera um crescimento na compra de automóveis de 4% em um ano e de 10% em cinco anos (Goodwin et al., 2004).

Formato urbano e transporte na cidade

O formato de uma cidade afeta o consumo de energia e as emissões de transporte por meio de dois mecanismos: as distâncias percorridas e os modos de transporte escolhidos (Stocker et al., 2013). A chave por trás de ambos os mecanismos é que o formato urbano determina a distância entre as origens da viagem, geralmente as residências, e os destinos, como o trabalho, educação e comércio de varejo. O primeiro mecanismo refere-se ao fato de que distâncias maiores entre as origens e os principais destinos significam viagens mais longas, que geram mais consumo de energia e emissões (Glaeser e Kahn, 2010). O segundo mecanismo refere-se a que essas distâncias maiores tornam menos viável o uso de modos de transporte sustentáveis (Ahlfeldt e Pietrostefani, 2019). É possível andar a pé em distâncias curtas e de bicicleta em distâncias médias, mas essas modalidades se tornam menos atraentes em distâncias mais longas. Além disso, se as origens e os destinos das viagens forem muito dispersos, pode tornar o transporte público de massa inviável.



Cidades densas e menos espalhadas reduzem as emissões ao favorecer o transporte público e promover o deslocamento a pé e de bicicleta em distâncias mais curtas

A importância do formato urbano para o uso de energia no transporte urbano pode ser ilustrada pela comparação da média do consumo energético e do formato urbano nas cidades dos Estados Unidos, Europa e Japão. Embora sejam países com renda per capita relativamente semelhante, o consumo de energia no transporte urbano e os formatos de suas cidades são muito diferentes. O uso de energia per capita no transporte urbano nas cidades norte-americanas é três vezes maior do que na Europa e no Japão (Figueroa et al., 2014) e a densidade média das cidades europeias é 15% maior do que nos Estados Unidos.

A densidade e a acessibilidade são duas mensurações fundamentais para caracterizar o formato urbano. Valores mais altos destas mensurações significam distâncias mais curtas entre origens e destinos e, portanto, menos consumo de energia e emissões devido aos dois mecanismos descritos acima. A densidade refere-se à relação entre o número de habitantes de uma cidade e sua extensão geográfica. O Relatório de Economia e Desenvolvimento (RED) de 2017 da CAF realizou um primeiro estudo sobre o tamanho e a densidade das cidades da América Latina e do Caribe em comparação com outras regiões (Daude et al., 2017), que foi posteriormente desenvolvido por outros autores (Ch et al., 2021). Ele mostrou que as cidades da região têm níveis de densidade média ligeiramente superiores aos das cidades europeias e semelhantes aos do Oriente Médio e do Norte da África. Esses níveis, por sua vez, estão bem acima daqueles das cidades do Canadá e dos Estados Unidos e abaixo dos níveis máximos de densidade observados no sul e no leste da Ásia. Uma análise de correlação para 27 cidades latino-americanas mostra que, comparando cidades de igual tamanho, um aumento de 10% na densidade resulta em 1,7% menos tempo de viagem por transporte público e 1,2% menos tempo de viagem por transporte particular⁵.

Historicamente, tem sido observada uma relação negativa entre a renda per capita de um país e a densidade de suas cidades. À medida que a renda aumenta, as cidades tendem a crescer mais em tamanho do que em população (Moreno-Monroy et al., 2021). Isto é explicado pelo aumento do número de residências em relação à população e porque as residências exigem moradas maiores, ao mesmo tempo em que podem pagar custos de deslocamento mais altos. Esta relação entre renda per capita e densidade representa um desafio para a região no futuro, pois o aumento dos níveis de renda per capita nas próximas décadas pressionaria a expansão territorial das cidades e o uso de automóveis. Assim, embora em outras regiões do mundo em desenvolvimento a maior pressão para o aumento das emissões do transporte urbano deve-se à urbanização, na América Latina e no Caribe, região já bastante urbanizada para seus níveis de renda per capita, isso poderia ocorrer por uma maior expansão da área urbana.

⁵ Dados obtidos por meio de uma regressão usando o tempo médio de viagem de carro e ônibus até o centro da cidade, de acordo com a OMU, e a densidade calculada com a base FUAS (Moreno-Monroy et al., 2021). A regressão é controlada pela população da área metropolitana, também extraída da base FUAS.



A acessibilidade refere-se ao número e à qualidade dos destinos que podem ser alcançados em uma cidade em um determinado tempo, considerando a equidade de acesso entre os moradores da cidade (Daude et al., 2017; Hernández e Hansz, 2021; Vanoli e Anapolsky, 2023). Conwell et al. (2023) mostram

fortes diferenças na acessibilidade ao centro das cidades em automóvel em relação ao transporte público entre a Europa e os Estados Unidos, o que está associado aos padrões opostos de divisão modal mencionados acima.

O papel dos preços do transporte público

Os preços dos diferentes modos de transporte são determinantes na escolha que os indivíduos fazem e influenciam na distribuição modal nas cidades. Um resumo das evidências (predominantemente para países desenvolvidos) indica que um aumento de 10% nos preços da gasolina leva a uma redução no tráfego de veículos e no número de veículos de cerca de 1% em um ano e de 2,5% no tráfego e 3% no número de veículos em 5 anos (Goodwin et al., 2004). A partir das respostas ao preço do transporte público, infere-se que, se este preço aumentar em 10%, a demanda diminui em 2 a 4% (Davis, 2021; Holmgren, 2007). As evidências não são conclusivas no tocante à relação entre o uso do transporte público e as mudanças na renda familiar. Por outro lado, é indiscutível que aumentos no preço da gasolina aumentam o uso do transporte público, embora a magnitude desta relação seja muito heterogênea nos estudos disponíveis. Essa causalidade positiva entre os preços da gasolina e o uso do transporte público é coerente com o fato de as pessoas substituírem os carros particulares pelo transporte público.



Em vários países da região, há espaço para promover a transição energética no transporte por meio de impostos mais altos sobre a gasolina e subsídios para o transporte público

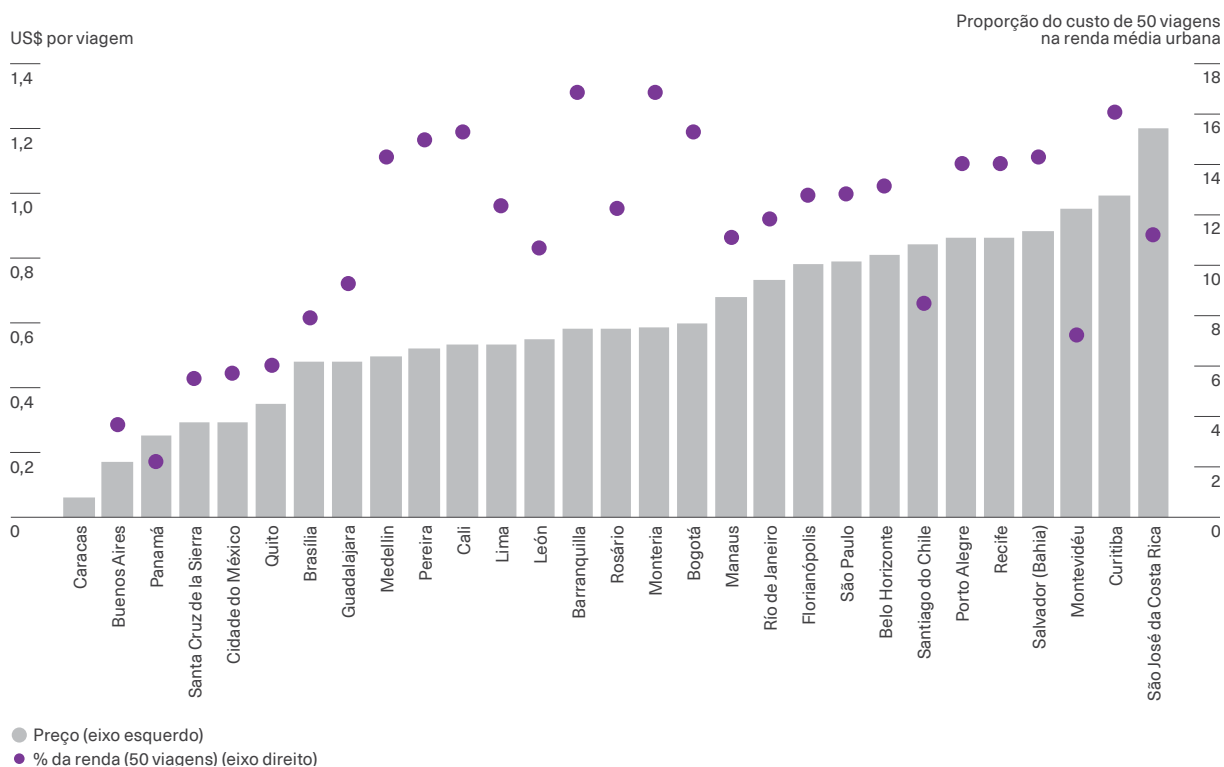
O gráfico 8.6 apresenta os preços das passagens de ônibus coletados pela OMU para 29 grandes cidades da região. Os preços são expressos em dólares americanos correntes e como uma proporção da renda familiar per capita média do país ao qual a cidade pertence. Esse último permite contar com uma medida da exequibilidade desse modo de transporte e

sugere dois grandes grupos de cidades. Por um lado, há aquelas com transporte público relativamente mais acessível, onde o custo de 50 viagens é inferior a 10% da renda familiar per capita. Em um segundo grupo de cidades, mais numeroso, o custo destas viagens excede 10% da renda familiar, com valores predominantemente entre 13% e 15%. Nesse segundo grupo incluem-se todas as cidades colombianas e brasileiras, exceto a capital. O gasto elevado neste segundo grupo faz com que a América Latina e o Caribe seja a região com a maior proporção de gastos de residências urbanas destinados ao transporte (Gandelman et al., 2019), o que compromete o bem-estar das pessoas de baixa renda e dificulta o papel do transporte urbano sustentável.

A análise conjunta dos dados de exequibilidade no gráfico 8.6 com as informações sobre subsídios coletadas pela OMU para os anos de 2021 e 2022 mostra que os sistemas de ônibus do primeiro grupo de cidades recebem subsídios significativos, e que estes são muito menores nas cidades do segundo grupo. As cidades do primeiro grupo, com o maior papel de subsídios, são Buenos Aires, onde o valor dos subsídios foi mais do que o dobro da arrecadação, e Cidade do México, onde os subsídios representaram 120% da renda pela venda de passagens. No primeiro grupo de cidades, com transporte público mais acessível, os sistemas de transporte público do Panamá e de Santiago do Chile tinham uma unidade de subsídio para cada unidade de arrecadação. No segundo grupo, a associação entre baixos subsídios e menor acessibilidade pode ser ilustrada pelo Rio de Janeiro, onde o subsídio é zero, Porto Alegre, onde representa apenas 14% do arrecadado, e Medellín e Barranquilla, onde representa menos de 5% da arrecadação.

Gráfico 8.6

Preços de uma viagem de ônibus em transporte público e custo de 50 viagens em relação à renda familiar mensal per capita em 2022



Nota: O gráfico mostra o preço médio (em dólares) de uma viagem de ônibus e o peso de um pacote de 50 viagens sobre a renda familiar média per capita em residências urbanas (em porcentagem) para 29 cidades em 12 países da ALC, em 2022. A renda corresponde à média do país e não da cidade. A categoria ônibus obteve-se da média dos dados referentes a ônibus urbano, BRT, micro-ônibus e vans.

Fonte: Elaboração própria com base em dados do OMU (2023) e CEDLAS e Banco Mundial (2022).

Obviamente, as diferenças de acessibilidade econômica entre as cidades não são explicadas apenas pelos subsídios. Há também diferenças de eficiência — associadas a uma variedade de parâmetros técnicos dos sistemas de transporte, como capacidade do veículo, custos de combustível e níveis de remuneração —, de formato urbano — sua densidade e extensão — e de renda per capita dos países.

Considerar os preços da gasolina e do transporte público em conjunto indica que, na maioria das cidades e países, há uma margem significativa para alterar os preços a fim de incentivar o uso do transporte público em detrimento do transporte particular para obter melhores resultados sociais e ambientais. A seção a seguir, sobre lições de políticas para o setor de transportes na transição energética, apresenta ferramentas mais concretas para progredir nessa correção de preços.

Políticas de transporte sustentável na transição energética

A tabela 8.4 resume os principais objetivos e ferramentas da política em relação aos dois principais desafios do capítulo: 1) reduzir as emissões e melhorar

a equidade na mobilidade urbana de passageiros e 2) reduzir as crescentes emissões do transporte de carga.

Tabela 8.4

Desafios e políticas na transição energética no setor do transporte

Desafios	Objetivo	Políticas
Aumento das emissões e lacunas de equidade no transporte de pessoas nas cidades	Maior participação modal do transporte público	Infraestrutura de transporte público Subsídios ao transporte público com componente de demanda focalizado
	Maior participação modal dos deslocamentos a pé	Infraestrutura segura para pedestres e ciclistas
	Menor participação modal do automóvel individual	Impostos ao congestionamento, estacionamento, propriedade de veículos e gasolina
	Eletrificação de veículos	Facilitar o desenvolvimento de redes de carga por meio de subsídios e regulamentações Subsídios para a troca da frota de ônibus e táxis
Emissões do transporte de carga em alta	Reduzir as emissões do transporte de carga pesada	Impostos aos combustíveis fósseis Impostos à propriedade progressivos conforme a idade do veículo Desenvolvimento de infraestrutura ferroviária quando haja custo-efetividade
		Reduzir as emissões do transporte de carga leve

Em matéria de mobilidade urbana, as políticas devem promover a mobilidade sustentável. Esta agenda não é apenas a chave para reduzir as emissões de GEE, mas também para melhorar os níveis e a equidade do bem-estar nas cidades da América Latina e do Caribe. Acrescentam-se a esta agenda alguns elementos de promoção da eletrificação de veículos, mas com foco nas frotas de ônibus e táxis e evitando subsídios para aquisição de automóveis particulares.

O primeiro objetivo da transição energética na mobilidade urbana é fortalecer os sistemas de transporte público. As características desses sistemas devem ser adaptadas ao tamanho das cidades. Nas maiores, o papel do transporte de massa é fundamental, o que envolve investir em infraestrutura para trens, sejam eles subterrâneos ou acima da superfície. Como mostra a tabela 8.1, essas infraestruturas são caras, tornando o seu desenvolvimento menos atraente em cidades de porte médio. Nestes casos, os BRTs oferecem uma alternativa de transporte de massas

com menos investimentos associados e são a modalidade em que a região tem sido pioneira no mundo, com mais de 60 cidades dotadas desse sistema (BRT Data, 2023). Como visto na tabela 8.2, os ônibus têm uma participação modal muito importante na região e o quadro 8.4 mostrou que há um grande potencial de eletrificação, embora sujeito a alguns desafios importantes. Isso inclui os veículos que operam na modalidade BRT.



A chave para a transição energética na mobilidade urbana não é a eletrificação dos carros, mas um papel mais importante para caminhadas, ciclismo e transportes públicos

Além dos investimentos em infraestrutura de vias e veículos, os sistemas de transporte público fortes exigem regulamentação adequada, padrões mínimos de qualidade, integração entre suas modalidades e subsídios para seu funcionamento. Estes subsídios são geralmente essenciais e justificados por três razões principais (Adler e van Ommeren, 2016; Anderson, 2014; Basso e Silva, 2014; Parry e Small, 2009). Em primeiro lugar, sem subsídios o sistema seria demasiado pequeno, porque os seus custos por passageiro diminuem com o número de pessoas transportadas e o valor por passageiro aumenta com o tamanho da rede. Em segundo lugar, os subsídios permitem reduzir o preço do transporte e isso desencoraja a utilização de automóveis individuais. Terceiro, o transporte público é utilizado em maior medida pelas famílias de menores rendimentos, razão pela qual os subsídios contribuem para uma maior equidade, especialmente quando focados nas famílias que mais precisam, aproveitando as tecnologias de pagamento com cartões e smartphones. (Gandelman et al., 2019; Serebrisky et al., 2009). Tal como discutido no quadro 8.4, a eletrificação dos ônibus urbanos é uma área em que são necessários subsídios para que os sistemas de transporte urbano não tenham que aumentar as suas tarifas para financiá-la.

O segundo objetivo das políticas de mobilidade urbana é promover modalidades de transporte ativo. A chave para isso é a disponibilização de infraestruturas que protejam os pedestres e ciclistas dos automóveis. As redes de vias seguras para bicicletas e outras formas de micromobilidade devem ter três atributos para serem bem-sucedidas: ser extensas e cobrir toda a cidade, ligar as diferentes áreas da cidade e ter uma separação física daquelas utilizadas pelos carros e pedestres para se deslocarem e proteger os usuários de calçadas e de ciclovias (Reich, 2022). Além de infraestruturas seguras, a segurança contra o crime e o assédio, no caso das mulheres, desempenha um papel fundamental na promoção da mobilidade ativa na região (Allen et al., 2019).

O terceiro objetivo é desencorajar o uso de automóveis individuais. Existe uma grande variedade de ferramentas para promover esse objetivo. Podem consistir em impostos ou, diretamente, em proibições, aplicando estas medidas a determinadas áreas e a determinados automóveis e centrando-se na sua posse, circulação ou estacionamento. Várias cidades tiveram ou têm proibições de trânsito em determinados dias da semana, dependendo da placa do veículo, incluindo Santiago do Chile (introduzida em 1986), Cidade do México (1989), São Paulo (1996), Bogotá (1998), Medellín (2005), São José da Costa Rica (2005) e Quito (2010) (Barahona et al., 2020). Essas restrições não foram eficazes porque fizeram com que as famílias comprassem mais carros (Gallego et al., 2013). Por outro lado, uma variante que tem demonstrado maior eficácia é restringir a circulação apenas aos veículos mais poluentes, por exemplo, os mais antigos (Barahona et al., 2020). Outra variante que também tem sido eficaz consiste em limitar o uso do automóvel em determinadas áreas e horários. Por exemplo, Bogotá introduziu o “pico e placa solidário” em 2020, que permite evitar a restrição de circulação nos horários de pico em áreas centrais em troca da compra de uma licença ou se o veículo transportar pelo menos três pessoas⁶. Montero et al. (2022) mostram que isso resultou em uma melhoria significativa no bem-estar na cidade.

6 As políticas que restringem o uso em determinadas vias, dependendo do número de ocupantes, provaram ser eficazes na redução do congestionamento no caso de Jacarta (Hanna et al., 2017).

Os impostos sobre a gasolina, a propriedade de carros e o estacionamento também contribuem para conter o congestionamento e reduzir as emissões. Como visto acima, na maioria dos países da região, há um amplo espaço para aumentar os preços da gasolina para refletir os custos sociais do uso do carro. Quanto aos impostos sobre a propriedade de veículos, o ideal é que sejam mais altos para os veículos que geram mais emissões. Os preços de estacionamento devem, no mínimo, refletir o fato de que o espaço de estacionamento urbano tem usos sociais alternativos valiosos. As evidências indicam que os preços dos parquímetros nas cidades da região são muito baixos, muitas vezes menores do que uma viagem de transporte público, portanto, há espaço para explorar mais essa ferramenta (Rivas et al., 2019).

O quarto objetivo é a eletrificação do transporte urbano. Podem distinguir-se dois tipos de políticas. Por um lado, há aquelas que reduzem os custos de compra de veículos elétricos para uso privado por meio da redução de impostos ou da introdução de subsídios, o que é desaconselhável devido ao seu custo fiscal e ao viés regressivo. Por outro lado, os custos de uso podem ser reduzidos favorecendo a expansão da infraestrutura de recarga, em particular, coordenando a cobertura em todo o território. As experiências nos Estados Unidos e na Noruega com relação aos subsídios para a infraestrutura de recarga indicam que eles têm um impacto na adoção de veículos elétricos cerca de duas vezes maior do que os subsídios do mesmo valor destinados à compra. Esse fenômeno é particularmente relevante nos estágios iniciais da eletrificação de veículos, quando a infraestrutura de recarga é limitada, e seu impacto diminui depois disso (Li et al., 2017; Springel, 2021).

Em consonância com o que foi afirmado acima, o desafio de reduzir as emissões no transporte de carga requer abordagens diferentes para o transporte leve e pesado. Dado que a eletrificação ainda não é viável nos transportes pesados, as políticas devem centrar-se na promoção de uma maior eficiência energética de todo o processo logístico através da introdução de impostos e da eliminação de subsídios aos combustíveis fósseis, de impostos para punição de proprietários de veículos antigos e do desenvolvimento de infraestrutura ferroviária complementar aos caminhões quando a relação custo-benefício justificar.



As prioridades de eletrificação estão nos ônibus urbanos e no transporte leve ou de carga de último quilômetro

No transporte de carga leve existem oportunidades de eletrificação que devem ser incentivadas com impostos sobre os combustíveis fósseis e o desenvolvimento de infraestruturas de carregamento. Além disso, podem ser explorados programas especiais de crédito para eletrificação de frotas, especialmente em cidades onde os custos da poluição atmosférica são mais elevados e onde existem muitas pequenas empresas de logística urbana.



Impactos macroeconômicos da transição energética

- A importância do setor energético e seus subsetores no valor agregado da região

- A energia e suas relações insumo-produto

- Os impactos fiscais e externos da transição energética

- Respostas da política monetária e regulação financeira diante da transição



Mensagens-chave

1

Os setores energéticos têm uma participação mais significativa no produto nos países da América Latina e do Caribe do que nos países desenvolvidos, embora grande parte dessa diferença seja explicada pela produção de hidrocarbonetos, em particular, petróleo na Venezuela, Colômbia e Equador, e gás na Bolívia e em Trindade e Tobago.

2

A transição energética pode levar ao abandono de alguns ativos, especialmente nos países produtores de hidrocarbonetos. Cenários consistentes com um aumento de 2°C na temperatura global implicariam deixar de queimar 40% das reservas de petróleo e 50% das reservas de gás e carvão da América do Sul e América Central.

3

A transição energética exigirá a exploração de certos minerais críticos, dos quais alguns países da região possuem reservas significativas. O Chile e o Peru têm reservas de cobre, enquanto a Argentina, a Bolívia e o Chile possuem lítio, o México e o Peru têm prata e o Brasil e a Colômbia têm níquel.

4

A arrecadação ligada aos hidrocarbonetos é uma parte importante das receitas fiscais em alguns países da região. Por exemplo, no Equador, supera 8% do PIB, e na Guiana e em Trindade e Tobago, excede 5% do PIB. No conjunto da região, essas receitas representam mais de 4% do PIB.

5

A América Latina e o Caribe tem países importadores e exportadores líquidos de energia, aos quais a transição energética afetará de maneira muito diferente. Nos exportadores líquidos, como a Bolívia, Colômbia ou Venezuela, a transição para uma economia verde pode exigir uma reconfiguração produtiva para compensar a redução nas exportações de recursos energéticos.

6

A transição energética pode exigir a atenção das agências reguladoras do sistema financeiro por vários motivos. Dentre eles está a necessidade de lidar com potenciais efeitos na estabilidade financeira devido a mudanças na valoração dos ativos e na maior volatilidade dos preços, especialmente de energia, como resultado das mudanças climáticas e dos esforços para limpar as matrizes energéticas.

Impactos macroeconômicos da transição energética¹

Introdução

A nova transição energética terá impacto na economia como um todo. Na esfera macroeconômica, pode afetar os balanços fiscais e externos, bem como a formação de preços e a estabilidade do sistema financeiro, aspectos que serão discutidos neste capítulo. No âmbito mais estrutural, pode provocar uma transformação com implicações para o mercado de trabalho e o desenvolvimento produtivo, aspectos que são analisados no capítulo 10.

Na América Latina e no Caribe há países produtores de hidrocarbonetos, que exportam e recebem receitas fiscais desses recursos. Uma transição energética que envolva uma redução considerável no consumo dessas fontes de energia certamente terá impactos nas economias da região. Por um lado, afetará a quantidade de recursos disponíveis para políticas públicas; por outro, potencialmente deixará um conjunto de ativos encalhados, o que exigirá uma reconfiguração produtiva, fiscal e financeira.

Para além dos efeitos fiscais e externos, o setor energético está relacionado com outros setores da economia. Portanto, mudanças na participação de cada um desses setores têm efeitos na produção, nos preços e no emprego em nível agregado. Os efeitos nos preços da energia, e de seus insumos, bem como na valoração dos ativos ligados ao setor energético, podem exigir a adequação da política monetária e a regulamentação financeira para lidar com essas mudanças.

Este capítulo descreve a participação dos setores energéticos na produção e seus encadeamentos produtivos. Também revisa os potenciais problemas de ativos encalhados, as receitas fiscais e externas provenientes dos setores energético e mineração e, por fim, os desafios relacionados às políticas monetárias e de regulação financeira decorrentes da transição.

¹ Este capítulo foi elaborado por Lian Allub e Fernando Álvarez com a assistência de pesquisa de Lorenzo Perrotta, María Pía Brugiafreddo e Martín Finkelstein.

Participação dos setores energéticos na produção

Um primeiro passo para entender o impacto que a transição energética terá nas economias da região é conhecer a contribuição do setor energético para o valor agregado da economia. Enquanto na América Latina e no Caribe (ALC) o conjunto do setor contribui com aproximadamente 4,6% do valor agregado (VA), nos países da Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico (OCDE), esse contribui com menos de 2,5%. Ao excluir-se a eletricidade, as diferenças não variam substancialmente. Os setores energéticos representam cerca de 2,8% do VA na ALC e aproximadamente 1% na OCDE. Isso já confere um primeiro indício de que abandonar os

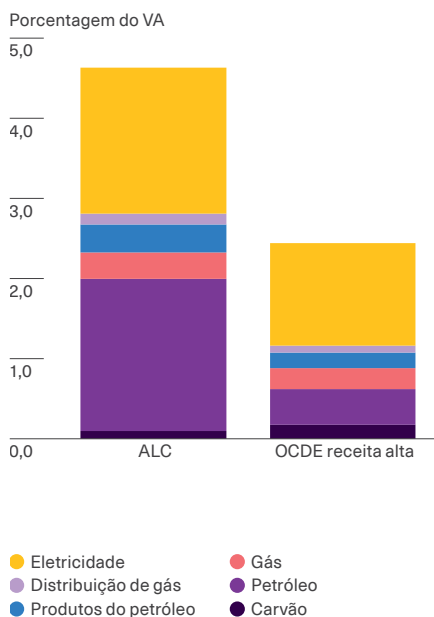
combustíveis fósseis será uma tarefa relativamente mais complicada na América Latina e no Caribe devido à abundância de recursos e sua contribuição para a economia.

● ●
Os setores energéticos representam aproximadamente 4,6% do valor agregado na América Latina e no Caribe, enquanto na OCDE correspondem a menos de 2,5%

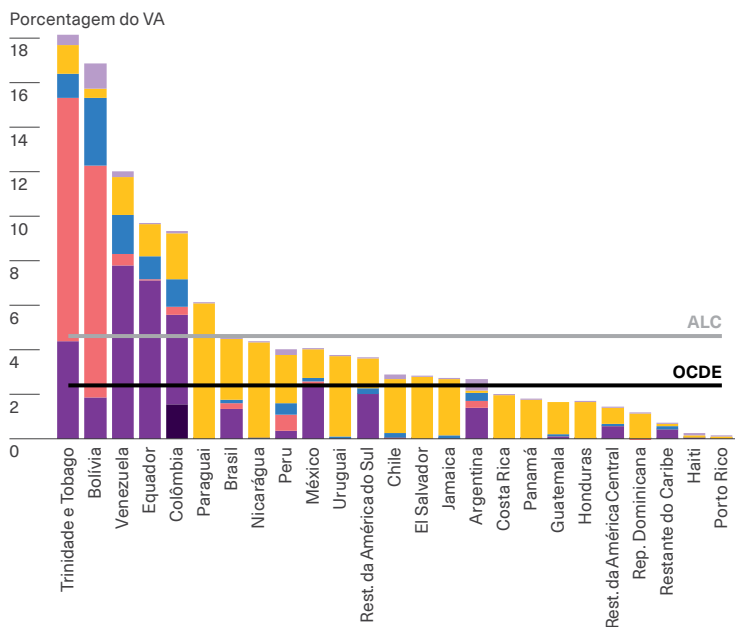
Gráfico 9.1

Participação dos setores energéticos no valor agregado da OCDE e da América Latina e do Caribe

Painel A.
 Participação dos setores no VA por fonte



Painel B.
 Participação no VA dos setores energéticos por país



Fonte: Elaboração própria com base em Aguiar et al. (2022).

Obviamente, a participação dos setores energéticos e, em particular, dos hidrocarbonetos, é muito heterogênea dentro da região. Os setores ligados aos hidrocarbonetos, como a extração de petróleo, gás e carvão, a produção de petróleo e a distribuição de gás, representam mais de 15% do VA em Trindade e Tobago e na Bolívia e registram níveis superiores a 9% do VA na Venezuela, Equador ou Colômbia (em ordem de importância do setor). O caso da Colômbia é particular porque o carvão, que é um dos hidrocarbonetos mais poluentes e, portanto, entre os que deve ser abandonado primeiro, tem uma participação de aproximadamente 1,5% do VA, o que significa que deixar de usar esse recurso poderia ter impactos importantes na economia.²

A composição também difere entre os principais países produtores de hidrocarbonetos da região. Enquanto em Trindade e Tobago e na Bolívia o gás é o setor energético que mais contribui para o valor agregado, na Venezuela, Equador e Colômbia, a

maior contribuição é do petróleo. Por último, um caso notável é o do Paraguai, onde o setor elétrico representa cerca de 7% do VA. Esta alta participação deve-se ao potencial de geração hidrelétrica do país, que lhe permite ter uma matriz elétrica limpa. Nos países onde o setor energético de hidrocarbonetos não tem uma participação significativa, a transição energética terá um impacto direto menor ou nulo nas contas fiscais. Por outro lado, esses países estarão sujeitos à importação para atender à demanda de energia restante, ou seja, aquela que não foi suprida pelo próprio setor energético.

Esta participação tão relevante dos setores energéticos no valor agregado da região traz consigo a possibilidade de que a transição energética tenha um impacto negativo significativo na receita dos países ao abandonar o uso de combustíveis fósseis. Esses ativos encalhados podem ser reservas não exploradas ou capital físico parcialmente depreciado.

Ativos encalhados

Os ativos encalhados são definidos como ativos que sofreram amortizações, desvalorizações ou conversão em passivos de forma inesperada ou prematura (Caldecott et al., 2013). Esses ativos estão ligados a custos irrecuperáveis e incluem todas as suas principais características (recuperabilidade, transferibilidade, longevidade e necessidades de financiamento). São ativos que, em algum momento antes do fim de sua vida útil (assumida no momento do investimento), já não podem obter um retorno econômico (ou seja, cumpre a retribuição almejada pelo investimento) como resultado de mudanças da transição energética para uma economia de baixo carbono (Carbon Tracker Initiative, 2017b). Contudo, a condição de ativos encalhados também depende da tecnologia existente em cada momento no tempo. Por exemplo, o desenvolvimento de tecnologias de captura de carbono ou a possibilidade de usar outro tipo de combustível em usinas térmicas poderiam permitir que ativos que

hoje seriam considerados encalhados devido aos seus altos níveis de emissão continuem operando e percam tal condição.



Ativos encalhados são ativos que, em algum momento antes do fim de sua vida útil, não oferecem mais retorno econômico devido a mudanças associadas à transição energética

Faz-se necessário diferenciar recursos encalhados (um recurso que não é utilizado) e ativos encalhados (um ativo que está perdendo ou já perdeu valor). Por exemplo, os recursos petrolíferos podem ficar encalhados se não puderem ser utilizados; os investimentos (ativos) feitos para extrair esses recursos (por exemplo, uma refinaria de petróleo ou um oleoduto)

² O Brasil e o México são dois dos principais produtores de petróleo da região em termos absolutos, mas devido à presença de setores industriais importantes, a participação dos hidrocarbonetos no valor agregado não é tão significativa quanto nos demais países mencionados.

ficam enclachados se a produção precisar ser interrompida (Bos e Gupta, 2019).

Os recursos fósseis geralmente estão concentrados em um grupo reduzido de países, muitos deles têm receitas médias ou baixas, e alguns, como visto acima, estão situados na região, o que faz com que sejam os mais afetados pelas políticas climáticas convencionais de abandono de fontes fósseis. Nesta linha, Mercure et al. (2018) estimam uma futura perda de riqueza global no intervalo de 1 a 4 trilhões de dólares (US\$), com impactos distributivos significativos (um ônus excessivo para os exportadores líquidos e benefícios para os importadores líquidos). Embora as economias produtoras de hidrocarbonetos sejam diretamente afetadas, o restante das economias também pode experimentar seus efeitos por meio dos elos produtivos relacionados à produção de hidrocarbonetos, seja como fornecedoras de insumos para a indústria de combustíveis fósseis ou como usuárias de energia fóssil no processo produtivo, por exemplo, usinas térmicas ou indústrias intensivas em energia (Ansari et al., 2019; Campiglio et al., 2017).

Nesse sentido, algumas estimativas recentes sugerem que, se quisermos evitar níveis intoleráveis de mudanças climáticas, entre 60% e 80% das reservas de combustíveis fósseis negociadas na bolsa devem permanecer sem explorar³. Isso implica perda de receita para a indústria de combustíveis de US\$ 28 trilhões nas próximas duas décadas (Carbon Tracker Initiative, 2013; Kepler Cheuvreux, 2014). McGlade e Ekins (2015)⁴ estimam que um terço das reservas mundiais de petróleo, metade das reservas mundiais de gás e mais de quatro quintos das reservas mundiais de carvão deveriam permanecer inexploradas para que a temperatura global não ultrapasse 2°C de aumento em relação à era pré-industrial (Curtin et al., 2019; Van Der Ploeg e Rezai, 2020). A tabela 9.1 apresenta estimativas das reservas de cada recurso que deveriam permanecer sem queimar em um grupo de regiões.



Estima-se que um terço das reservas mundiais de petróleo, metade das reservas de gás e mais de quatro quintos das reservas de carvão deveriam permanecer inexploradas para não ultrapassar os 2°C de aumento da temperatura global

A região da América Latina e do Caribe possui importantes reservas de petróleo e gás, o que a torna particularmente vulnerável a mudanças nas regulações ambientais que promovem o abandono do uso de recursos fósseis.

Como mencionado acima, os setores de combustíveis fósseis são muito importantes na geração de valor agregado em certos países da região e são fortemente relevantes para suas receitas fiscais e geração de divisas. Dada a distribuição desigual desses recursos na região, com reservas de petróleo e gás concentradas na Venezuela e a maioria das reservas de carvão localizadas na Colômbia e no Brasil (Caldecott et al., 2016), é de se esperar que os efeitos sejam desiguais.

Continuando com o exercício mencionado anteriormente, McGlade e Ekins (2015) estimam que, nas Américas Central e do Sul, 42% do petróleo, 56% do gás e 73% das reservas de carvão seriam “não queimáveis” antes de 2050, em um cenário no qual não haja uma implementação generalizada de captura e armazenamento de carbono (CAC). Essas quantidades seriam de 39%, 53% e 51%, respectivamente, se essas tecnologias fossem implementadas. Isso se compara com as proporções em escala mundial: 35% do petróleo, 52% do gás e 88% do carvão ficariam sem queimar na ausência de CAC, enquanto, se essa tecnologia for utilizada, as quantidades seriam de 33%, 49% e 82%, respectivamente. Isso sugere que as Américas Central e do Sul têm reservas de petróleo e gás que não seriam destinadas à combustão ligeiramente maiores do que o resto do mundo e relativamente menos carvão não queimável.

3 Para mais detalhes sobre as reservas de gás e petróleo que poderiam permanecer não utilizadas na região, consulte o capítulo 5.

4 Os autores usam as diferenças nos custos de extração e produção e nas intensidades de carbono dos vários tipos de petróleo, gás e carvão em todo o mundo; eles também dividem os orçamentos de carbono por região e tipo de combustível, calculando a distribuição socialmente ideal de ativos de carbono enclachados entre regiões e ativos de carbono.



Tabela 9.1

Reservas de combustíveis fósseis não queimados compatíveis com um aumento da temperatura de 2 °C por meio da implementação de tecnologias de captura e armazenamento de carbono (CAC)

Região	Petróleo	Gás	Carvão
Oriente Médio	38%	61%	99%
OCDE Pacífico	37%	56%	93%
Canadá	74%	25%	75%
China e Índia	25%	63%	66%
América Central e do Sul	39%	53%	51%
África	21%	33%	85%
Europa	20%	11%	78%
Estados Unidos	6%	4%	92%

Fonte: Dados de McGlade e Ekins (2015).

Por último, é relevante mencionar que o encalhe de combustíveis fósseis também poderia ter um efeito profundo nas dinâmicas profissional e social das comunidades locais na América Latina e no Caribe. Regiões inteiras e, portanto, comunidades inteiras dependem das indústrias extrativas de recursos fósseis em grande parte da América Latina e, em uma medida

muito menor, no Caribe (com exceção de Trindade e Tobago). Portanto, os governos devem gerenciar cuidadosamente qualquer transição e encalhe de ativos para garantir que as necessidades de mão de obra sejam atendidas, a fim de evitar distúrbios significativos (Caldecott et al., 2016).

Relações insumo-produto dos setores energéticos

Além das contribuições diretas ao valor agregado, os setores energéticos demandam insumos para sua própria produção, enquanto a energia que geram serve de insumo para outros setores. A análise das matrizes insumo-produto (I-P) permite quantificar a importância dos diferentes setores como demandantes de insumos (multiplicadores para trás [*backward*]) ou como fornecedores de insumos para outros setores (multiplicadores para frente [*forward*]). Além disso, ambos os tipos de multiplicadores podem ser classificados como tipo I e tipo II. Os multiplicadores de tipo I são aqueles que incluem os efeitos diretos no setor e os indiretos através das cadeias produtivas.

Os de tipo II são aqueles que, além disso, incorporam os efeitos induzidos pela resposta das famílias a essas mudanças⁵.

Na análise consultada, o setor de eletricidade do Projeto de Análise do Comércio Mundial, em sua 11ª versão (Aguir et al., 2022), está desagregado por fonte de geração: carvão, gás, petróleo, eólica, solar, hidrelétrica e nuclear. Os setores extrativistas de hidrocarbonetos e minerais englobam carvão, extração e distribuição de gás natural, petróleo e extração de minerais metálicos, outras jazidas e pedreiras.

5 O apêndice do capítulo, disponível on-line, oferece uma breve descrição da análise de matrizes insumo-produto e do cálculo de multiplicadores do tipo I e tipo II.

A tabela 9.2 apresenta os multiplicadores para trás tipo I e tipo II para cada um desses setores na América Latina e no Caribe (agregado regional). Pode-se observar que, embora os multiplicadores tipo I nos setores relacionados às fontes de geração fóssil sejam maiores do que nos de geração renovável, o padrão se inverte uma vez que os efeitos induzidos são incluídos, sendo os setores de geração elétrica renovável os que apresentam valores mais altos. Isto sugere que, uma vez considerados os efeitos do consumo das famílias, os setores renováveis têm um impacto maior na economia do que os fósseis. Em relação aos setores extrativistas, podem ser observados multiplicadores do tipo I alinhados com os setores fósseis e multiplicadores do tipo II alinhados com os setores renováveis. Vale ressaltar que esses multiplicadores são mensurados em termos de valor agregado. Seu impacto em matéria de emprego pode ser diferente, dependendo do grau em que essas tecnologias são intensivas em trabalho ou em capital (vide capítulo 10).

No entanto, os valores desses multiplicadores variam significativamente em cada país. O gráfico 9.2 apresenta os valores dos multiplicadores para trás do tipo I e tipo II por setores, normalizados pelo valor médio da economia (na tabela A.9.1 do apêndice são apresentados os valores por país).

Neste caso, valores maiores que 1 implicam que o setor tem mais arrasto do que a média da economia, enquanto valores menores que 1 indicam que o setor tem menos arrasto do que a média da economia. Pode-se observar que os setores renováveis têm multiplicadores para trás do tipo I menores do que a média da economia, enquanto, no caso da energia fóssil, o carvão e o petróleo têm uma parte significativa da distribuição com valores superiores a 1, indicando seu maior efeito de arrasto. Por outro lado, quando se observam os multiplicadores do tipo II, ou seja, incluindo os efeitos induzidos pelo consumo das famílias, observa-se que, em geral, todos os setores têm multiplicadores menores que a média da economia, embora nos setores renováveis a distribuição esteja bastante concentrada em torno da média, enquanto nos setores fósseis e nucleares a distribuição esteja principalmente em valores inferiores à média da economia.



Uma vez considerados os efeitos induzidos, os setores de geração elétrica renovável têm um impacto maior na economia do que os de geração a partir de fontes fósseis

Tabela 9.2

Multiplicadores para trás da produção por fonte de geração elétrica e setores extrativistas na América Latina e no Caribe

Setores de geração elétrica														Setores extrativistas								Média da economia	
Carvão		Gás		Petróleo		Eólica		Solar		Hidrelétrica		Nuclear		Carvão		Petróleo		Extração e distribuição de gás		Extração mineral			
BL1	BL2	BL1	BL2	BL1	BL2	BL1	BL2	BL1	BL2	BL1	BL2	BL1	BL2	BL1	BL2	BL1	BL2	BL1	BL2	BL1	BL2	BL1	BL2
1,5	3,5	1,6	3,3	2,3	4,2	1,3	4,4	1,2	4,4	1,2	4,4	1,4	4,4	1,4	4,4	1,4	4,4	1,5	4,2	1,7	4,6	1,5	4,2

Nota: BL é o acrônimo em inglês de encadeamento para trás.

Fonte: Elaboração própria com base em Aguiar et al. (2022).

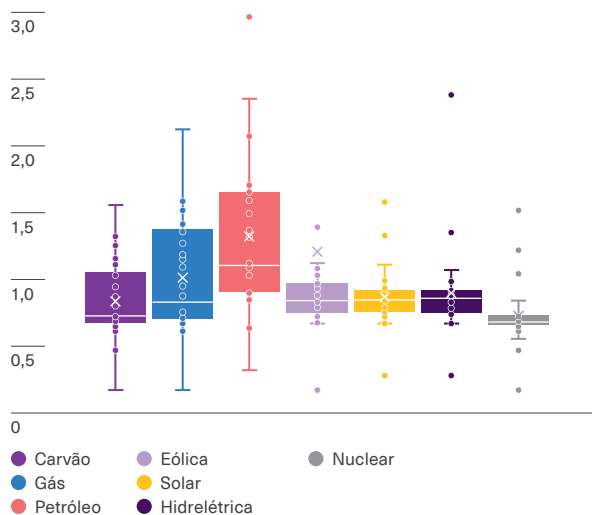
Os setores extrativistas e de energia como um todo apresentam multiplicadores do tipo I e II menos dispersos do que nos setores elétricos e, em ambos os casos, muito semelhantes à média

da economia. Em resumo, os setores energéticos, embora sejam fundamentais como insumo para o restante da economia, não parecem ter um arrasto particularmente elevado.

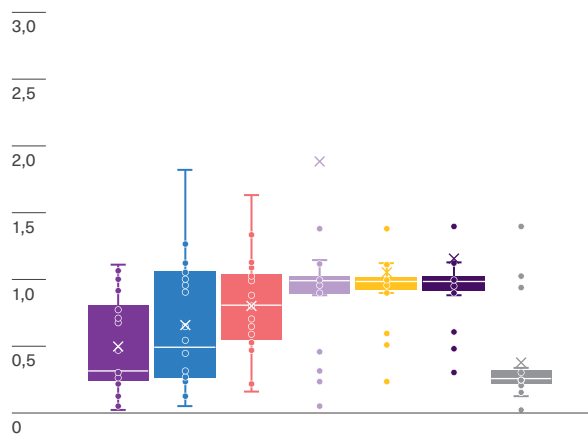
Gráfico 9.2

Multiplicadores para trás dos setores energéticos por tipo e setor

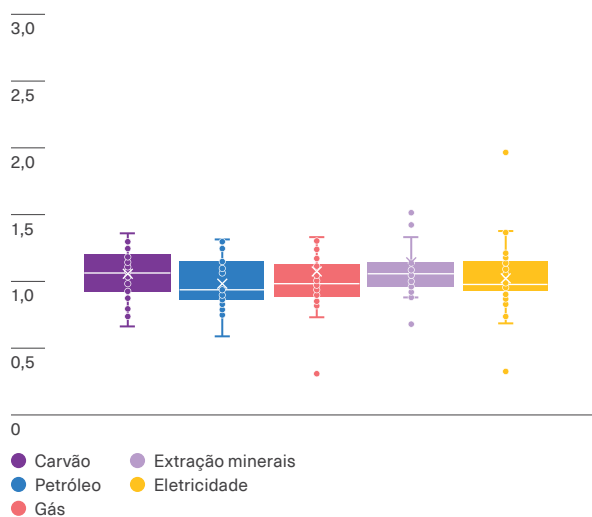
Painel A.
De tipo I para setores de geração elétrica



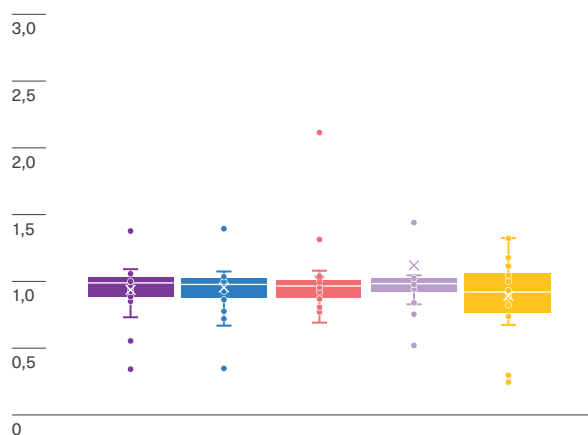
Painel B.
De tipo II para setores de geração elétrica



Painel C.
De tipo I para setores extrativistas



Painel D.
De tipo II para setores extrativistas



Fonte: Elaboração própria com base em Aguiar et al. (2022).

A análise insumo-produto também nos permite simular qual seria o impacto na economia de um choque positivo ou negativo em um setor específico. O quadro 9.1 apresenta os resultados da simulação da variação projetada nos diferentes setores energéticos ao transitar para o cenário de emissões líquidas zero (*net zero*).



A tecnologia com menor custo de capital para a instalação de uma usina de 100 MW é a eólica (1,36 USD/MW), seguida da solar (2,19 USD/MW) e da geotérmica (2,51 USD/MW)

Esta análise de matrizes insumo-produto não contempla o investimento necessário para a implementação dessa tecnologia. A expansão da geração de energias renováveis necessária para alcançar as metas comprometidas requer, como tem sido mostrado ao longo do relatório, um aumento na capacidade de geração a partir dessas fontes e, portanto, a construção de parques eólicos, tanto terrestres quanto marítimos, e parques solares, entre outros. A tabela 9.3 apresenta a abertura setorial das despesas de capital para a instalação de uma usina de 100 megawatts (MW) e os gastos de operação e manutenção para diferentes fontes de geração elétrica. Como pode ser observado, a tecnologia com menor custo de capital por MW é a eólica (1,36 USD/MW), seguida da solar (2,19 USD/MW) e da geotérmica (2,51 USD/MW). É importante destacar que, ao contrário das usinas de geração com combustíveis fósseis, nas quais o insumo de geração pode ser transportado, o desempenho dessas usinas dependerá da disponibilidade e intensidade do recurso natural específico.

Por outro lado, seguindo a linha das análises insumo-produto realizadas anteriormente, pode-se observar que cada uma dessas tecnologias exige insumos de outros setores para sua instalação e operação. Em relação ao custo de instalação (CAPEX, na sigla em inglês), os setores da construção e de máquinas e equipamentos estão entre os principais insumos. Além disso, algumas tecnologias têm exigências específicas que não são relevantes para outras. Por exemplo, a geração nuclear exige insumos da produção de minerais e artigos informáticos e eletrônicos, enquanto a eólica requer produtos de borracha e plástico. Isso reforça que a implementação dessas fontes de geração afetará direta e indiretamente, por meio de seus encadeamentos produtivos, a economia como um todo.

Em relação aos custos operacionais e de manutenção (OPEX, na sigla em inglês), de modo geral, há mais setores envolvidos do que no caso da instalação. Os setores de máquinas e equipamentos e construção também estão entre os principais custos de OPEX. As exceções são a energia solar, na qual o setor de máquinas e equipamentos tem uma baixa participação, e a hidrelétrica e de biomassa, nas quais o setor da construção contribui pouco para os custos de operação. Contudo, o setor de serviços às empresas tem uma participação relevante para todas as fontes de energia, ao contrário de sua baixa participação no processo de instalação.

Tudo isso indica que a instalação, operação e manutenção das tecnologias de geração de energia com fontes renováveis podem se tornar motores que impulsionem o emprego e a produção não apenas do próprio setor, mas também de outros setores conectados, como de fornecedores que lhes abastecem de insumos⁶.

6 No capítulo 10, são discutidos os efeitos que o investimento estrangeiro direto teve no emprego no Brasil e a instalação e operação de parques eólicos e de energia solar na Espanha.

Quadro 9.1

Impactos agregados na transição para uma situação de emissões líquidas zero

Usando as matrizes insumo-produto, é possível simular os efeitos agregados anualizados da mudança na produção dos principais setores energéticos associados à transição. Inicialmente, são apresentados os resultados da simulação das mudanças que os compromissos de emissões líquidas zero (*net zero*) de cada setor acarretariam de forma independente. Posteriormente, esses resultados são somados para obter o impacto total. Embora este exercício não leve em conta possíveis substituições entre insumos (assume-se uma função de produção de complementos perfeitos), pode servir como uma primeira estimativa para inferir a importância relativa dos efeitos diretos, indiretos e induzidos. A tabela 1 apresenta as suposições e os resultados desta simulação.

Como pode ser observado, o exercício de simulação aponta uma queda de 0,34% no PIB anual da região. Uma vez que este exercício pressupõe que não há substituição na proporção em que cada insumo é utilizado, o resultado poderia ser considerado como o limite superior da queda. Os efeitos induzidos são os principais responsáveis pelas mudanças, destacando a importância de considerar todos os efeitos e não apenas os diretos para entender o impacto que a transição energética terá sobre a economia.

Tabela 1

Cenários simulados e resultados dos modelos insumo-produto para a América Latina e o Caribe

		Cenário net zero		Cenário sem mudanças	
		Mudança na produção para 2050	Mudança anual na produção	Mudança na produção para 2050	Mudança anual na produção
Setores extrativistas	Carvão	-94,92%	-2,50%	-44,07%	-1,36%
	Petróleo	-18,75%	-0,64%	56,25%	1,67%
	Ext. e distribuição gás natural	-37,91%	-1,20%	3,92%	0,14%
	Prod. refino de petróleo	-40,91%	-1,28%	0,00%	0,00%
	Eletricidade	182,97%	3,93%	89,10%	2,39%
Cambio anual en el PIB					
		Direto	Indireto	Induzido	Total
Setores extrativistas	Carvão	0,00%	0,00%	0,00%	-0,01%
	Petróleo	-0,06%	-0,02%	-0,19%	-0,28%
	Ext. e distribuição gás natural	-0,01%	0,00%	-0,03%	-0,04%
	Prod. refino de petróleo	-0,04%	-0,04%	-0,09%	-0,16%
Setores de geração elétrica	Nuclear	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	Carvão	0,00%	0,00%	0,01%	0,01%
	Gás	0,01%	0,01%	0,02%	0,04%
	Eólica	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	Hidrelétrica	0,01%	0,00%	0,04%	0,06%
	Petróleo	0,00%	0,00%	0,02%	0,02%
	Outras	0,00%	0,00%	0,01%	0,01%
	Solar	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
TOTAL		-0,08%	-0,05%	-0,21%	-0,34%

Fonte: Elaboração própria com base na AIE (2023x) e Aguiar et al. (2022).

Tabela 9.3

Abertura setorial das despesas de capital, operação e manutenção por setor de atividade e fonte de geração elétrica para a instalação de uma usina de 100 MW

Setor	Eólica		Solar		Hidrelétrica		Geotérmica		Biomassa		Nuclear
	CAPEX	OPEX	CAPEX	OPEX	CAPEX	OPEX	CAPEX	OPEX	CAPEX	OPEX	CAPEX
Minas e pedreiras	-	-	-	-	-	-	17,5%	7,5%	-	-	1,5%
Produtos de borracha e plástico	9,7%	4,8%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Produtos minerais	-	3,2%	-	3,4%	-	-	-	-	-	-	7,5%
Metal básico e prod. metálicos	8,0%	15,0%	9,3%	19,9%	2,0%	9,0%	16,0%	-	3,3%	-	6,0%
Produtos informáticos e eletrônicos	-	1,0%	-	11,2%	-	-	-	-	-	-	8,0%
Máquinas elétricas	9,0%	16,9%	14,3%	17,0%	5,0%	14,5%	5,0%	7,5%	8,3%	5,0%	12,0%
Máquinas e equipamentos	34,7%	23,5%	37,7%	6,5%	23,0%	21,0%	33,5%	22,5%	31,7%	15,0%	28,0%
Veículos de motor e peças	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Construção	17,3%	20,9%	13,3%	16,2%	60,0%	9,0%	20,0%	22,5%	26,7%	-	25,0%
Comércio	-	-	-	-	-	-	-	-	10,0%	30,0%	-
Serviços de hotelaria e restaurantes	1,0%	0,3%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transporte	1,0%	0,7%	0,3%	-	0,5%	-	-	-	13,7%	40,0%	-
Serviços financeiros	6,0%	2,8%	17,0%	10,0%	1,3%	10,0%	1,5%	10,0%	0,3%	-	2,0%
Seguros	-	0,5%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Serviços imobiliários	11,7%	-	7,3%	-	0,8%	-	3,3%	-	4,7%	-	-
Serviços para empresas	1,7%	10,4%	0,7%	15,8%	3,8%	36,5%	3,3%	30,0%	1,3%	10,0%	10,0%
Administração pública	-	-	-	-	3,8%	-	-	-	-	-	-
Custo CAPEX (mUS\$/MW)	1,36		2,19		3,51		2,51		3,93		7,44
Custo OPEX (% custo de investimento)	4,0%		1,0%		4,0%		3,7%		7,0%		1,8%

Nota: Os custos estão expressos como uma porcentagem do CAPEX e OPEX totais em cada fonte. O CAPEX total é expresso em milhares de dólares por megawatt (mUS\$/MW).

Fonte: Elaboração própria com base em Tourkolias e Mirasgedis (2011), Markaki et al. (2013), EIA (2020a), Garret (2017) e Pollin et al. (2015).

Participação do setor de mineração na produção e possíveis impactos positivos pelo uso de minerais críticos

A produção e o consumo de energia limpa exigem o desenvolvimento de uma cadeia de valor para gerar e fornecer essa energia, com o setor de mineração desempenhando um papel fundamental.

Conforme mencionado no capítulo 1 deste relatório, um dos desafios da transição energética é garantir que as duas cadeias de valor da energia verde — a da energia e a da tecnologia necessária para sua produção e consumo — sejam seguras, resilientes e sustentáveis.

A segurança refere-se ao fornecimento adequado, confiável e ininterrupto de insumos. Uma ameaça potencial contra a segurança é o fato de que a cadeia de valor da tecnologia para energia verde geralmente está mais concentrada do que a oferta de combustíveis. A invasão russa à Ucrânia destacou a importância desse conceito, pois os países tiveram que reconfigurar sua matriz energética para substituir a importação de gás da Rússia.

A resiliência refere-se à capacidade de enfrentar e mitigar choques que comprometam a cadeia de valor dos sistemas energéticos. Choques que resultem em desabastecimento ou aumentos repentinos nos preços de algum insumo ou componente essencial das tecnologias para energia verde podem afetar os prazos planejados para a descarbonização e até mesmo aumentar seus custos.

Finalmente, a sustentabilidade está associada não apenas à necessidade de reduzir as emissões na produção de energia, mas também em toda a cadeia associada a essa produção. Isso inclui a extração de minerais e a fabricação de materiais e insumos necessários para a produção das tecnologias para a energia limpa.

A América Latina e o Caribe pode aproveitar sua condição de região pacífica para se tornar aliado na cadeia de valor da energia verde, especialmente devido às suas reservas de determinados minerais críticos.



A América Latina e o Caribe pode aproveitar sua condição de região pacífica para se tornar aliado na cadeia de valor da energia verde, especialmente devido às suas reservas de determinados minerais críticos

Minerais e materiais necessários para a transição energética

No seu relatório *Energy Technology Perspectives 2023*, a AIE (2023g) menciona um conjunto de minerais e materiais que liderarão a transição energética. Entre eles estão o cobre, o lítio, o níquel, o cobalto, o neodímio e a prata encontrados em minas ou jazidas. Esses minerais precisam ser beneficiados para alcançar a composição química ou liga desejada e transformados em materiais críticos. O polissilício também é mencionado⁷. Além disso, há um conjunto de metais a granel que serão fundamentais para a transição: ferro (para produzir aço) e alumínio encontrados em jazidas, assim como materiais a granel, como cimento, aço, alumínio e plástico⁸.

Fica claro, então, que a cadeia de valor desses insumos envolve pelo menos duas etapas: extração, condicionada pelas reservas disponíveis em cada país, e beneficiamento e produção dos materiais a partir dos minerais extraídos. A América Latina e o Caribe possui reservas importantes de lítio, cobre, níquel e prata, em nível global, embora a participação na extração desses minerais seja muito diferente. No caso do lítio, cobre e prata, a participação é elevada, enquanto no níquel é menor, como mostrado no gráfico 9.3⁹. Quanto à produção, a região tem uma participação elevada em lítio, cobre e prata, um pouco menor em zinco e estanho, e reduzida em bauxita, grafite e níquel.

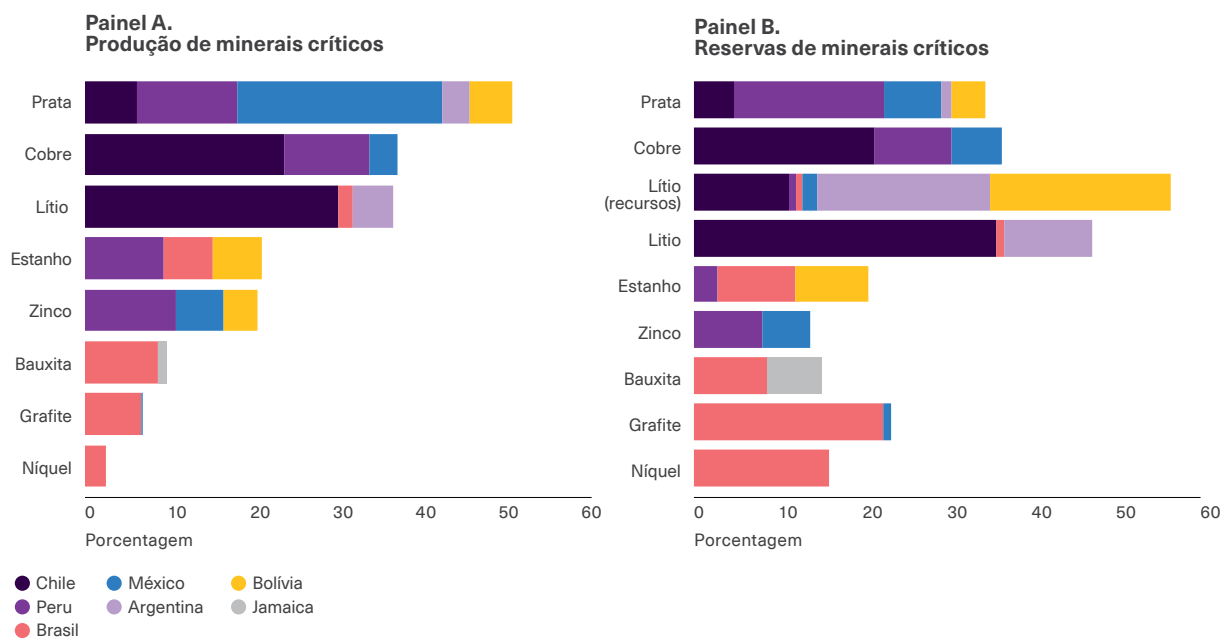
7 Os minerais críticos incluem, portanto, o cobre, o lítio e seus componentes, o níquel e seus componentes, o cobalto e seus componentes, o neodímio e o polissilício.

8 Isso destaca a necessidade de descarbonizar essas indústrias. Como demonstrado no capítulo 6, a descarbonização desses setores envolve desafios prioritários que precisam ser resolvidos.

9 A região também possui importantes reservas de neodímio, mas não está envolvida em sua extração.

Gráfico 9.3

Participação da América Latina e do Caribe na produção e as reservas de minerais críticos em 2022



Nota: Um recurso mineral é uma concentração de minerais que foram identificados e mensurados com razoável precisão, mas cuja extração ainda não foi comprovada como sendo economicamente viável. Uma reserva mineral é uma parte de um recurso mineral que foi comprovada como sendo econômica e legalmente viável para extração nas condições socioeconômicas e operacionais atuais.

Fonte: Elaboração própria com base em U.S. Geological Survey (2023).

Demanda de minerais críticos e tecnologias para a transição energética

A AIE classifica como alta, média e baixa a demanda por certos minerais críticos para um conjunto de tecnologias de energia limpa. A tabela 9.4 apresenta um resumo do nível de demanda de cada mineral pelas tecnologias necessárias para a transição. Dentro desse grupo, o cobre é considerado um mineral crítico em quase todas as tecnologias, com demanda média ou alta. Outro mineral com demanda semelhante em várias tecnologias é o níquel. Por outro lado, do ponto de vista das tecnologias, os veículos

elétricos e as baterias têm uma demanda alta por todos esses minerais, enquanto outras, como os painéis solares fotovoltaicos, as hidrelétricas ou as redes de eletricidade, têm apenas demanda média ou alta de cobre.



O cobre e o níquel são minerais com demanda média ou alta na maioria das tecnologias verdes. Os veículos elétricos e as baterias demandarão níveis altos de vários minerais críticos

Tabela 9.4

Demanda de minerais críticos por tipo de tecnologia

	Cobre	Cobalto	Níquel	Lítio	Metais de terras raras
Painéis solares fotovoltaicos	Alta	Baixa	Baixa	Baixa	Baixa
Eólica	Alta	Baixa	Média	Baixa	Alta
Hidrelétrica	Média	Baixa	Baixa	Baixa	Baixa
Energia solar térmica concentrada	Média	Baixa	Média	Baixa	Baixa
Bioenergia	Alta	Baixa	Baixa	Baixa	Baixa
Geotermal	Baixa	Baixa	Alta	Baixa	Baixa
Nuclear	Média	Baixa	Média	Baixa	Baixa
Redes de eletricidade	Alta	Baixa	Baixa	Baixa	Baixa
Veículos elétricos e baterias	Alta	Alta	Alta	Alta	Alta
Hidrogênio	Baixa	Baixa	Alta	Baixa	Média

Necessidade do mineral

- Baixa
- Média
- Alta

Fonte: Elaboração própria com base na AIE (2021g).

A América Latina e o Caribe tem dois dos principais produtores de cobre: Chile e Peru. O aumento da demanda por esses minerais pelas principais tecnologias de produção de energia limpa pode representar novas oportunidades para esses países, possivelmente ocasionando o aumento de preços para o recurso.

A região também possui uma participação muito significativa em matéria de reservas de lítio. Uma das principais reservas mundiais deste mineral está localizada na fronteira entre a Argentina, a Bolívia e o Chile, conhecida como o “triângulo do lítio”. Além disso, possui capacidade para realizar não apenas a extração, mas também o beneficiamento do lítio.

Com relação ao níquel, a região tem uma participação significativa das reservas mundiais (17%), embora a produção seja reduzida, já que não chega a 5% do total mundial.

O desenvolvimento das cadeias de valor desses recursos poderia representar oportunidades de investimento, produção e emprego para alguns países da região. No entanto, a localização desses minerais é muito específica. Pode-se observar no gráfico 9.3 que o Peru e o Chile são os principais atores em sua produção, acompanhados pelo México (em particular a prata) e, em menor medida, a Argentina e o Brasil (de vários minerais). A participação de outros países da América Latina e do Caribe é relativamente menor.



Transição energética e balanço fiscal

A transição energética afetará os balanços fiscais dos países tanto do lado da receita quanto da despesa. Por um lado, a transição reduzirá as receitas fiscais, principalmente nos países produtores de hidrocarbonetos que obtêm recursos econômicos de royalties, impostos sobre a renda ou outros instrumentos. Por outro lado, em muitos países da região há subsídios (diretos ou principalmente indiretos) para o consumo de energia, conforme demonstrado no capítulo 1. Avançar com a transição para um novo esquema de menos subsídios poderia implicar em despesas menores (quando se tratar de subsídios diretos) ou receitas maiores (quando os subsídios indiretos forem eliminados), impactando positivamente o resultado fiscal¹⁰.

Do lado das despesas, também é possível que, durante a transição, os preços de alguns combustíveis ou insumos essenciais (como minerais críticos) para a produção de energia aumentem, acarretando elevações nos preços da energia e impactos negativos no orçamento das famílias. Essa repercussão exigirá apoio estatal para as famílias mais vulneráveis, que, como mostra o capítulo 7, são as que dedicam a maior parte da renda familiar aos pagamentos de energia, o que implica em um aumento nas despesas.

Além disso, a transição energética exigirá investimentos em infraestrutura de geração, transporte e distribuição. Embora tais investimentos possam ser parcialmente realizados pelo setor privado, o setor público certamente precisará acompanhá-los.

A velocidade com que a transição deve ser feita também pode afetar os cofres públicos. É provável que a aceleração da transição envolva programas de subsídios governamentais para promover o fornecimento de energia verde — reduzindo impostos ou subsidiando investimentos em geração de energia de baixa emissão, como solar ou eólica — e as tecnologias de armazenamento que serão necessárias, como baterias. Também será necessário incentivar a

demanda pela substituição de ativos que usem energia limpa ou que sejam mais eficientes no tocante ao consumo, como, por exemplo, a compra de carros elétricos ou a substituição de eletrodomésticos antigos por outros de baixo consumo. Além disso, a geração distribuída também poderia ser incentivada, por exemplo, com a instalação de painéis solares nas residências. Todos esses incentivos implicam em despesas pelo Estado, o que exigirá um aumento nos gastos do governo.

Como mostra o Capítulo 10, a transição acarretará, por outro lado, uma mudança na demanda pelas habilidades exigidas no mercado de trabalho. Os governos precisarão agir para reduzir o impacto das mudanças na força de trabalho, que necessitará adquirir diferentes habilidades, por exemplo, propiciando programas de formação para as pessoas que forem deslocadas de seus empregos.

Por último, será necessário adaptar infraestruturas que vão além do setor puramente energético, como o transporte urbano e interurbano e os edifícios públicos, como escolas e hospitais, às exigências da transição. Por exemplo, pode ser necessário redesenhar as cidades para torná-las mais favoráveis ao transporte público ou adaptar as escolas para torná-las mais eficientes em termos energéticos. Medidas como essas acarretarão dispêndios em maior ou menor medida, dependendo da intensidade e profundidade com que o Estado queira aprofundar-se na redução das emissões energéticas.

Infelizmente, é muito difícil estimar o tamanho dessas mudanças no gasto total. Esses são, sem dúvida, aspectos que devem ser levados em conta ao quantificar o impacto que a transição energética terá nas contas fiscais dos países e ao escolher a estratégia e a velocidade ideais para implementá-la, de modo a não comprometer a sustentabilidade fiscal e as metas de desenvolvimento dos países da região¹¹.

10 O conceito de subsídio indireto está intimamente relacionado ao imposto sobre o carbono, ou seja, fazer com que o pagamento pelos bens esteja ligado à externalidade das emissões associadas. O Capítulo 10 detalha os instrumentos disponíveis para internalizar essa externalidade.

11 Um programa que visa a apoiar a transição energética e a luta contra as mudanças climáticas é o *Inflation Reduction Act (IRA)* dos Estados Unidos. Diferentes organizações avaliam que essa legislação acarretaria gastos entre US\$ 780 bilhões e US\$ 1,2 trilhão em incentivos fiscais, cortes de impostos e outras medidas fiscais.

Participação do setor de hidrocarbonetos e mineração das receitas fiscais

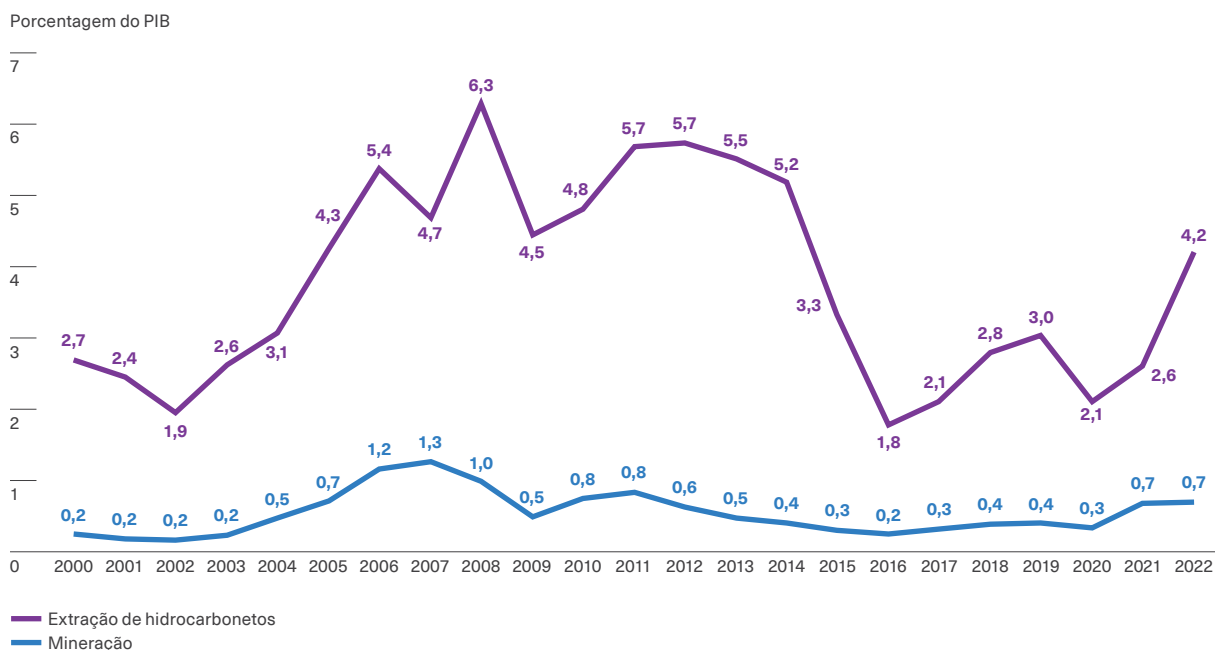
A maioria dos países da região com recursos de hidrocarbonetos obtém receitas fiscais pela exploração desses produtos, seja na forma de bonificação, royalties, impostos sobre rendimentos ou outros instrumentos de arrecadação. Portanto, a substituição da geração energética de hidrocarbonetos por fontes limpas pode ocasionar perdas significativas de receitas fiscais para alguns países.

O gráfico 9.4 mostra a arrecadação dos principais países produtores por suas explorações de hidrocarbonetos e minerais como porcentagem do PIB desde o ano 2000 até 2022. Pode-se observar que

na primeira parte da década de 2000, as receitas fiscais aumentaram de modo expressivo, chegando a representar 6,3% do PIB para os hidrocarbonetos e 1,3% do PIB para a mineração. No entanto, a partir de 2008 no caso da mineração e de 2015 no caso do petróleo, esses recursos começaram a perder participação. A ligeira melhoria observada entre 2017 e 2019 foi interrompida com a pandemia da COVID-19, embora em 2021 tenha começado a se notar uma reversão, de modo que, um ano depois, a participação atingiu 4,2% do PIB no caso dos hidrocarbonetos, aproximando-se dos valores do superciclo das matérias-primas¹².

Gráfico 9.4

Participação das receitas fiscais provenientes de hidrocarbonetos e mineração no total do PIB entre 2000 e 2022



Fonte: Elaboração própria com base na OCDE et al. (2023)

12 A arrecadação total em 2021 dos países da ALC para os quais estão disponíveis informações sobre receitas fiscais provenientes da extração de hidrocarbonetos e da mineração foi de 17,6% e 17,9% do PIB, respectivamente. As receitas fiscais provenientes da extração de hidrocarbonetos e da mineração representaram em média 13,1% e 4% do total das receitas fiscais.



Na América Latina e no Caribe, as receitas fiscais de hidrocarbonetos atingiram 4,2% do PIB em 2022 e as de mineração 0,7% do PIB

A mineração, embora seja uma atividade poluente, é essencial para atingir as metas de descarbonização estabelecidas pelos países, como visto acima. Embora a demanda por esses recursos aumente devido à eletrificação e ao desenvolvimento das tecnologias necessárias para a transição energética, a extração e beneficiamento do cobre atualmente representam importantes receitas fiscais, enquanto o lítio é uma indústria incipiente e de grande potencial.

No tocante à contribuição da mineração para as receitas fiscais, o Chile e o Peru são os países da região com a proporção mais alta, representando cerca de 3 pontos percentuais e 1,7 pontos percentuais do PIB, respectivamente. A Bolívia tem receitas fiscais provenientes da atividade mineradora de cerca de 1 ponto percentual do PIB, enquanto no Brasil, na Nicarágua e na República Dominicana essas receitas estão em torno de 0,5 pontos percentuais do PIB. Considerando os efeitos da transição, a Argentina, a Bolívia e o Chile têm potencial para aumentar suas receitas fiscais provenientes da mineração com a exploração de lítio, enquanto o Chile e o Peru poderão continuar explorando cobre, o México, prata e o Brasil, bauxita, níquel e grafite.

Esquemas de arrecadação provenientes da exploração de recursos naturais

As indústrias extrativas, como a de combustíveis fósseis ou mineração, têm certas características, detalhadas pelo FMI (2012), que podem afetar sua forma ideal de arrecadação. Por um lado, são indústrias que potencialmente geram rendimentos significativos e, portanto, constituem uma base tributável atraente. Ao mesmo tempo, há um alto grau de incerteza quanto às trajetórias de preços, o que afeta as estimativas sobre a rentabilidade da exploração desses recursos. Pode haver assimetria de informação entre o setor privado e o setor público sobre os custos e benefícios da exploração de recursos, o que dificulta a otimização da receita proveniente desta exploração. São investimentos que exigem altos custos irrecuperáveis, o que pode criar problemas de inconsistência temporal, alterando os incentivos que os governos têm para projetar e aderir a políticas ideais. A propriedade também é um fator distintivo. Em geral, são empresas multinacionais ou estatais. No primeiro caso, há a possibilidade de que ocorram problemas fiscais, pois essas empresas podem ter mais experiência na evasão dos encargos fiscais e sensibilidade na distribuição de rendas de recursos aos cidadãos. No segundo caso, não se excluem problemas de eficiência na exploração que reduzam a renda potencial do recurso. Outro possível problema é a concentração dos ofertantes, pois geralmente são mercados com poucos participantes, nos quais se geram rendas de monopólio e, portanto,

precisam de uma regulação avançada. Finalmente, o caminho ideal de exploração pode ser um desafio, pois o custo de oportunidade da exploração hoje é a exploração futura.

A geração de energia a partir de fontes renováveis compartilha algumas características com a exploração de recursos fósseis, como a incerteza sobre a trajetória dos preços ou o fato de que os investimentos exigem altos custos irrecuperáveis. No entanto, existem outras características, como o melhor caminho de exploração, que não são compartilhadas e podem afetar as estratégias de arrecadação máxima a partir de cada fonte.



As estratégias de arrecadação máxima a partir de fontes renováveis podem diferir daquelas utilizadas para fontes fósseis

Do lado do governo, procura-se alcançar objetivos com a arrecadação proveniente de recursos fósseis que podem ser compartilhados com a arrecadação proveniente de fontes renováveis. Um primeiro princípio seria maximizar o valor presente líquido (VPL) para o governo, o que também contempla quem

arca com os riscos da exploração do recurso. Uma dimensão relevante deste objetivo é o momento da arrecadação. Governos com pouco acesso ao crédito, miopia ou impaciência¹³ podem priorizar a arrecadação na fase inicial do projeto. No entanto, adiar a arrecadação pode reduzir o risco percebido pelo investidor e, portanto, diminuir o retorno esperado e necessário para explorar o recurso. Outro princípio é a progressividade do instrumento, ou seja, quando a arrecadação aumenta quando os lucros também aumentam (seja por aumentos de preços ou quedas de custos). O governo também deveria buscar introduzir a menor quantidade possível de distorções no processo produtivo, de modo que elas não afetem seu potencial retorno. Da mesma forma, deveria garantir incentivos adequados para o investimento, o que aumentaria as chances de extrair o maior retorno do recurso. Por fim, deve considerar a minimização do risco do investimento, bem como os encargos e riscos administrativos.

Tendo esses objetivos em mente, os instrumentos fiscais mais utilizados para arrecadar a partir de indústrias extrativas são bonificações, que estabelecem pagamentos únicos a serem ativados quando ocorrem certos eventos; os royalties (sobre receitas brutas) que geram receitas públicas desde o início da produção, embora possam inviabilizar a extração de algumas jazidas, pois encarecem o custo do projeto; os impostos sobre a renda das empresas (IRE) e o imposto variável sobre a renda (IVR), cuja aplicação é necessária para garantir que o capital seja tributado da mesma forma que em outros setores; e o imposto sobre as rendas dos recursos naturais (IRRN). Ao contrário do IRE, que pode desestimular o investimento ao tributar todo o rendimento do recurso, o IRRN tributa apenas as rendas, ou seja, o rendimento após deduzir os custos e o retorno mínimo exigido pelo investidor. Por fim, um último instrumento é a participação estatal, utilizada em muitos países para garantir ao Estado um benefício adicional (além das receitas tributárias) em projetos lucrativos¹⁴.

Atualmente, os países ricos em recursos fósseis obtêm seus recursos fiscais principalmente por meio de dois tipos de instrumentos, conforme mostrado no gráfico 9.5: 1) impostos sobre a renda, lucros e ganhos de capital, e 2) renda de propriedade, como royalties ou dividendos de empresas estatais.

●● Os países ricos em recursos fósseis obtêm seus recursos fiscais principalmente por meio de impostos sobre a renda, lucros e ganhos de capital ou renda de propriedade, como royalties ou dividendos de empresas estatais

Além da diminuição dos fluxos de receitas devido à redução da exploração e do uso de recursos fósseis, a transição energética pode causar custos fiscais devido à quebra de contrato se o prazo ou a capacidade de exploração dos contratos forem alterados. Tudo isso deve ser devidamente considerado ao medir o impacto fiscal da transição.

Por outro lado, será possível aumentar as receitas fiscais da geração renovável, embora provavelmente não com os mesmos instrumentos utilizados para os recursos fósseis, como royalties ou bonificação. Essa arrecadação poderia provir de impostos sobre as rendas ou pagamentos de aluguel de superfície, o que pode compensar, pelo menos parcialmente, a queda nas receitas de combustíveis fósseis. Em alguns países, também é possível melhorar a arrecadação com impostos mais altos sobre a atividade mineradora, especialmente aquela associada aos minerais críticos.

13 Esses problemas de impaciência podem surgir de situações típicas de economia política, quando os governantes em exercício valorizam mais as receitas de seu mandato do que a receita fiscal dos futuros governantes.

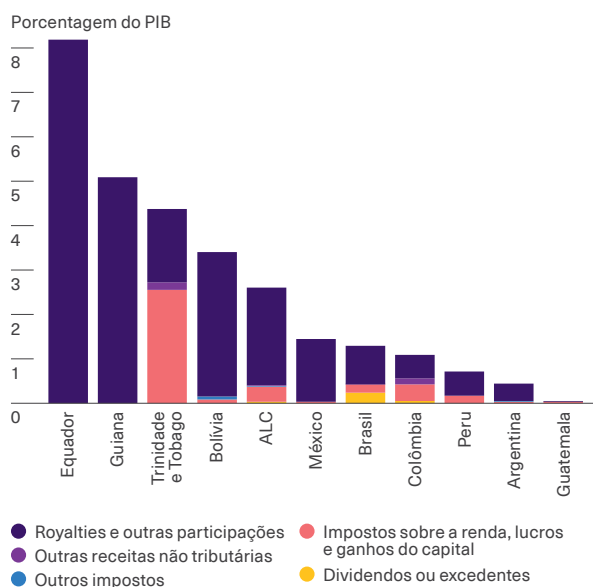
14 A tabela A.9.2 no apêndice (disponível on-line) fornece um breve resumo de como cada instrumento se relaciona com cada objetivo.

Gráfico 9.5

Arrecadação pela exploração de recursos naturais por tipo de instrumento

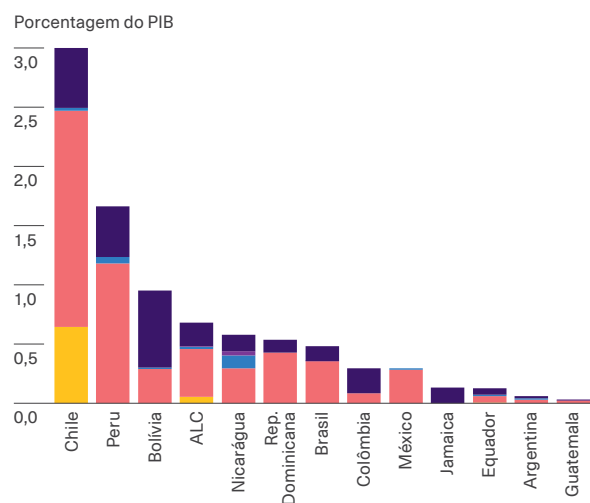
Painel A.

Proveniente da extração de hidrocarbonetos



Painel B.

Proveniente da mineração



Fonte: Elaboração própria com base em dados da CEPAL (2023).

Distribuição da arrecadação por hidrocarbonetos em nível subnacional

Embora as dotações de recursos sejam geralmente discutidas em nível nacional ou até mesmo em níveis regionais mais amplos, os recursos naturais geralmente estão concentrados em determinadas localidades do território. Essa distribuição desigual afeta a forma pela qual os recursos são arrecadados e distribuídos, o que depende, entre outras coisas, da organização política, ou seja, se são estados unitários ou federações. A perda de receita que implicaria o abandono dos recursos fósseis e o aumento da arrecadação proveniente da exploração de recursos minerais ou de impostos relacionados à política ambiental, como o imposto sobre o carbono, poderia ter efeitos díspares entre cidades, países e regiões, afetando o apoio ou a resistência em avançar rumo ao progresso da transição energética.



Os recursos naturais geralmente estão concentrados em determinadas localidades do território. Essa distribuição desigual afeta a forma pela qual os recursos são arrecadados e distribuídos entre as jurisdições

Dentro dos esquemas de alocação e distribuição de receitas provenientes da exploração de recursos naturais não renováveis, podemos distinguir os seguintes:

- Separação de impostos (distribuição de bases tributáveis para diferentes níveis do governo, concedendo royalties às entidades subnacionais e o imposto sobre a renda para o governo central).

- Convergência de tributos (diferentes níveis de governo partilham da base tributária).
- Coparticipação de receitas.
- Sistemas de transferências intergovernamentais.

Uma grande variedade de esquemas de distribuição dessas receitas pode ser identificada na região. A tabela 9.5 apresenta um resumo das estruturas legais que regem a distribuição desses recursos. Vale salientar que, na América do Sul, a maioria das estruturas legais contempla a distribuição de recursos entre as regiões produtoras e muito poucas consideram compensações para as regiões não produtoras. Ao mesmo tempo, a tabela confirma o que foi mostrado acima com relação ao modo de arrecadação, uma vez que a grande maioria das receitas provém de royalties.



Na América do Sul, a maioria das estruturas legais contempla a distribuição de recursos para as regiões produtoras e muito poucas consideram compensações para as regiões não produtoras

O fato de que os países sul-americanos não cogitem distribuir a arrecadação entre as regiões não produtoras pode trazer um problema de economia política para a transição. Isso ocorre porque os possíveis prejudicados pelo abandono gradual dos recursos fósseis estarão concentrados, o que facilitaria a adoção de ações conjuntas para bloquear possíveis propostas.

Tabela 9.5

Distribuição dos recursos fiscais provenientes de indústrias extrativas por nível de governo

Pais	Setor	Propriedade dos recursos	Disposição na Constituição sobre a distribuição	Receitas distribuídas	Determinação de receitas	Distribuição para regiões produtoras	Compensação para outras regiões	Restrição de uso em despesa de capital	Permitem-se despesas correntes
Argentina	Hidrocarbonetos	Nação/Províncias	Não	Royalties	12% valor da produção	Sim (arrecadam províncias)	Não	Não específica	Não específica
	Mineração	Nação/Províncias	Não	Royalties	12% valor da produção	Sim (arrecadam províncias)	Não		
Bolívia	Hidrocarbonetos	Povo do Estado Plurinacional da Bolívia	Sim	Royalties e IDH	18% e 32% valor de produção	Sim	Não	Não	Sim
	Mineração	Estado	Não	Royalties	1% a 7% valor bruto de venda	Sim	Não	Sim (mínimo 85%)	Sim (máximo 15%)
Brasil	Hidrocarbonetos	União (Governo federal)	Sim	Royalties	10% valor da produção	Sim	Sim	Sim	Não
	Mineração	União (Governo federal)	Sim	Royalties (CFEM)	0,2% a 3% valor da venda líquida	Sim	Não	Sim	Não
Chile	Mineração	Estado	Não	Patente e imposto de vendas	0,5% a 5% valor da venda	Não	Não	Não específica	Não específica
Colômbia	Hidrocarbonetos	Estado	Sim	Royalties	5% a 25% valor da produção	Sim	Sim	Sim	5% em gastos de funcionamento do projeto financiado com royalties
	Mineração	Estado	Sim	Royalties	1% a 12% valor "boca de mina"	Sim	Sim		

Continua na próxima página →

País	Setor	Propriedade dos recursos	Disposição na Constituição sobre a distribuição	Receitas distribuídas	Determinação de receitas	Distribuição para regiões produtoras	Compensação para outras regiões	Restrição de uso em despesa de capital	Permitem-se despesas correntes
Equador	Hidrocarbonetos	Estado	Sim	Royalties	12,5% a 18% valor da produção e taxa	Sim (mínimo)	Não	S/D	S/D
	Mineração	Estado	Não	Royalties	3% valor da produção	Sim	Não		
México	Hidrocarbonetos	Nação	Não	Todas as receitas fiscais		Sim	Sim ^a	S/D	S/D
	Mineração	Nação	Não	Todas as receitas fiscais		Sim ^b	Não		
Peru ^c	Hidrocarbonetos	Nação	Não	Royalties, fundo e imposto de renda ^d	Royalties 5% a 37% valor produção, 50% ISR	Sim	Não	S/D	S/D
	Mineração	Nação	Não	Royalties, direitos e imposto renda	Royalties 1% a 3% da venda bruta, 50% ISR	Sim	Não	Sim	Não
Trinidad e Tobago	Hidrocarbonetos	Estado	Não	Royalties	12,5% sobre vendas <i>offshore</i>	Não	Não	S/D	S/D
Venezuela	Hidrocarbonetos	República	Sim	Royalties e porcentagem do orçamento nacional	20% a 30% valor produção	Sim (mínimo)	Sim	Não específica	Não específica

Nota: a/ As regiões têm acesso aos recursos fiscais por meio da Lei de Coordenação Fiscal; b/ inclui estados e municípios; c/ os governos subnacionais participam de 50% das receitas em conceito de imposto de renda pagas pelas empresas produtoras; d/ a distribuição dos royalties de mineração, gás e petróleo compreende 10% para os municípios onde a concessão está localizada, 25% para os municípios das províncias onde a concessão está localizada, 40% para os municípios dos departamentos onde a concessão está localizada e 25% para os governos regionais onde o recurso natural é explorado, dos quais 20% são transferidos para as universidades federais em sua jurisdição. IDH designa o imposto direto sobre hidrocarbonetos; CFEM, compensação financeira pela exploração mineral; ISR, imposto sobre renda; e S/D, sem dados.

Fonte: CEPAL (2014).

Receitas fiscais relacionadas ao meio ambiente

O objetivo de alcançar as metas climáticas também abre certos espaços de arrecadação, principalmente através de impostos sobre combustíveis fósseis e emissões. O propósito desses impostos é incorporar nos preços as externalidades negativas geradas pela emissão de GEE. Esses impostos têm como base tributável uma unidade física (ou uma aproximação dela) de algo que foi comprovadamente prejudicial ao meio ambiente. As receitas fiscais relacionadas ao meio ambiente estão divididas em quatro categorias:

- Energia. Impostos sobre produtos energéticos (por exemplo, combustíveis fósseis), incluindo os usados no transporte, o que também inclui os impostos sobre o carbono.
- Transporte. Tarifas de importação ou impostos sobre vendas de equipamentos de transporte, impostos sobre propriedade, licenciamento ou uso de veículos automotores e outros impostos relacionados ao transporte.
- Poluição. Impostos sobre a emissão de diferentes gases — dióxido de enxofre (SO_x), óxido de nitrogênio (NO_x) e clorofluorcarbonetos (CFC), entre outros — e sobre o descarte de águas residuais, embalagens, resíduos sólidos e outros impostos relacionados aos resíduos.

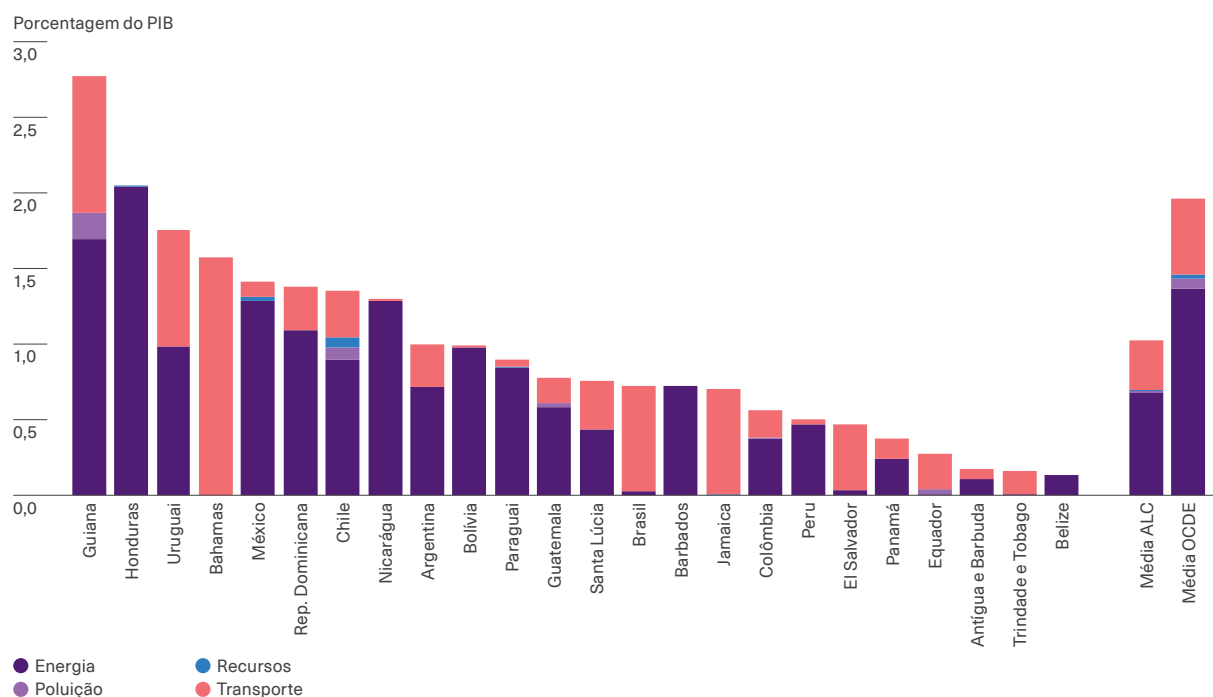
- Recursos. Impostos sobre a extração de água, produtos florestais, caça e pesca, royalties sobre minerais e impostos sobre escavação.

O gráfico 9.6 exhibe o uso desses impostos na região e na média da OCDE. Nele, pode-se observar o predomínio dos impostos sobre energia e, em menor escala, sobre o transporte na América Latina e no Caribe, sendo as demais categorias relativamente pequenas. Essa tendência é a mesma na média dos países da OCDE. O gráfico mostra que a arrecadação por esses conceitos em alguns países é significativa. Por exemplo, na Guiana, representam cerca de 3% do PIB e em Honduras, 2% do PIB. O

uso dessas ferramentas pode ser crucial para que os agentes econômicos internalizem os custos das externalidades ambientais que geram, ao mesmo tempo em que contribuem para mitigar a queda nas receitas fiscais proveniente da menor exploração de recursos fósseis.

● ●
O uso de impostos relacionados ao meio ambiente pode ser útil para internalizar os custos das externalidades ambientais geradas e mitigar a queda nas receitas fiscais

Gráfico 9.6
 Impostos relacionados ao meio ambiente



Nota: O cálculo da média da ALC representa a média não ponderada de 24 países da região. Não estão considerados Cuba, Costa Rica e Venezuela devido a problemas de disponibilidade de dados. O gráfico não inclui receitas provenientes de impostos especiais sobre o consumo de produtos petrolíferos da Jamaica (que se estima ter sido superior a 2% do PIB em 2018), pois os dados não estão disponíveis. O cálculo da média da OCDE inclui o Chile, a Colômbia e o México.

Fonte: OCDE et al. (2022).

Receitas tributárias durante a transição

Titelman et al. (2022) estudam os impactos fiscais que a transição energética terá em um cenário de manutenção das políticas usuais (BAU) e no cenário de emissões líquidas zero em seis países da região: Bolívia, Brasil, Colômbia, Equador, México e Trindade e Tobago. Dentro dos exercícios sob o cenário BAU, eles encontram que as receitas provenientes de hidrocarbonetos não diminuiriam significativamente, em parte porque a queda na produção desses bens não seria muito importante. No entanto, no cenário net zero, a queda nas receitas fiscais provenientes de hidrocarbonetos seria mais acelerada. Parte dessa queda poderia ser

compensada por aumentos nos impostos sobre o carbono, embora o estudo mostre que, exceto nos casos do Brasil e da Colômbia, esse aumento nas receitas não compensa a queda resultante da menor produção de hidrocarbonetos. A diferença nas receitas fiscais por este último conceito no cenário net zero em comparação com o BAU atinge 6% do PIB no Equador, 5% do PIB em Trindade e Tobago, 3% do PIB no México e 2% do PIB na Bolívia. A esse declínio na arrecadação no cenário net zero, deve-se adicionar um aumento no auxílio aos setores vulneráveis, que será necessário devido à introdução do imposto sobre o carbono. O efeito adicionado no balanço fiscal ao considerar esses gastos é negativo para todos os países.

Transição energética e exportações líquidas de energia

A energia, como tem sido explicado ao longo do relatório, é um insumo fundamental tanto para a produção quanto para o consumo doméstico. Portanto, não é de se surpreender que também tenha uma participação significativa no comércio. Dado que a disponibilidade de energia depende em grande medida da dotação de recursos naturais dos países, eles tendem a ser produtores de bens energéticos e, conseqüentemente, exportadores líquidos de energia ou importadores líquidos de energia.

O gráfico 9.7 mostra as importações líquidas de energia como uma porcentagem das exportações totais de bens e serviços. Como mostrado no gráfico, a maioria dos países da América Latina e do Caribe são importadores líquidos de energia. Dentro dessa maioria, destacam-se Jamaica, Santa Lúcia e Honduras, onde as importações líquidas de energia representam mais de 25% das exportações de bens e serviços. Por outro lado, a América Latina e o Caribe tem países com uma produção muito importante de hidrocarbonetos. Entre eles, destaca-se a Venezuela, onde as exportações líquidas de energia representam mais de 80% do total de bens e serviços vendidos ao exterior. Na Colômbia, Bolívia, Trindade e Tobago e Equador, essas exportações superam os 20% das exportações totais de bens e

serviços. Finalmente, há o caso do Paraguai, que, embora não tenha recursos de hidrocarbonetos, exporta quantidades significativas de eletricidade para a Argentina e o Brasil a partir das duas usinas hidrelétricas que possui com esses países, Yaciretá e Itaipu.



A América Latina e o Caribe tem importantes produtores de hidrocarbonetos, dentre os quais se destaca a Venezuela, cujas exportações líquidas de energia representam mais de 80% do total de exportações de bens e serviços

Para além da dependência atual do setor energético, seja como importador líquido ou exportador líquido, a transição energética imporá desafios heterogêneos aos países. Por um lado, os exportadores de hidrocarbonetos terão que diversificar seu leque de exportações. Casos como o da Venezuela certamente impõem desafios para a reconfiguração produtiva do país. Por outro lado, países que atualmente são importadores líquidos de energia, como

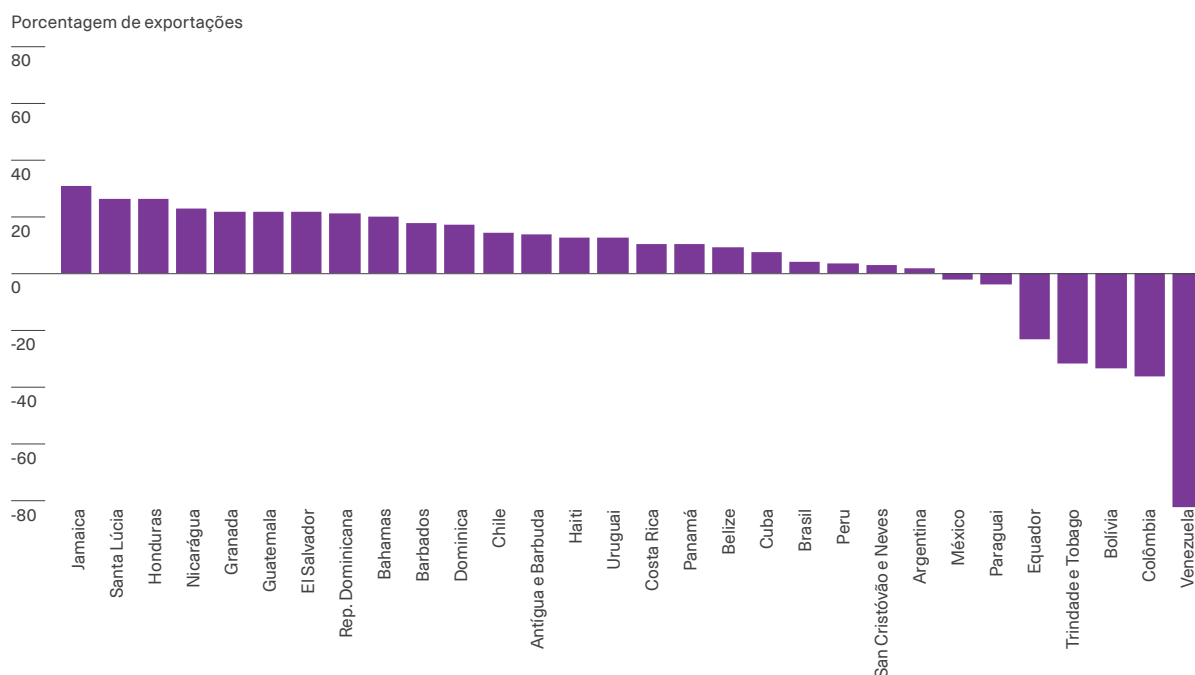
a Jamaica ou o Chile, podem ser positivamente afetados se sua capacidade de geração de energia a partir de fontes renováveis aumentar ou se o preço dos hidrocarbonetos cair devido a uma menor demanda global.

Uma incerteza hoje é a capacidade de comercializar energia renovável além das interconexões fronteiriças. Atualmente, o comércio de energia é dominado pelas exportações de petróleo, carvão e gás liquefeito de petróleo (GLP). Ou seja, os hidrocarbonetos permitem uma separação entre produção e consumo, fazendo com que o comércio desempenhe um

papel central na coincidência de oferta e demanda. A energia renovável ainda não tem, pelo menos por enquanto, essa característica e a tecnologia de armazenamento ainda é cara, então a produção e o consumo de energia precisam estar localizados em uma área limitada, onde a tecnologia de transmissão permita conectá-los. Entre as tecnologias consideradas capazes de possibilitar o comércio de energia renovável no futuro estão o hidrogênio verde e as baterias, que permitiriam que a energia renovável se tornasse mais um produto básico.

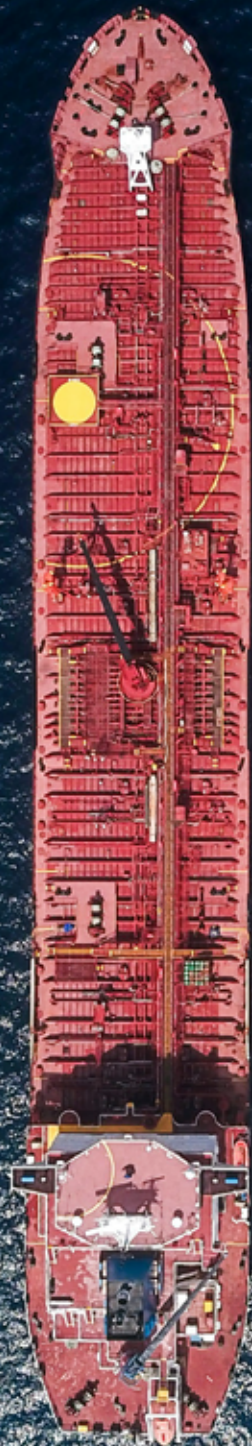
Gráfico 9.7

Média das importações líquidas de energia como porcentagem das exportações de bens e serviços totais no período 2006-2019



Nota: A Guiana não foi incluída no gráfico devido às mudanças estruturais em seu setor de energia a partir de 2020.

Fonte: Elaboração própria com base na UNCTAD (2021).



Transição energética, regulação financeira e política monetária

A transição energética e os preços

A transição energética e a mudança climática podem afetar os níveis agregados de preços por meio de diferentes canais¹⁵. Seguindo a definição de Isabel Schnabel (2022), podem-se descrever três deles. Primeiramente, temos o que é chamado de *climateflation*, um termo que se refere a aumentos nos níveis gerais de preços causados pelo aumento na ocorrência de eventos climáticos extremos e pela maior prevalência de desastres naturais. Isso pode afetar a oferta de bens, como alimentos, resultando em aumentos na inflação dos países. A resiliência e a adaptação da infraestrutura e do capital produtivo podem ajudar a mitigar o efeito que esses eventos teriam na produção, na depreciação do capital e, conseqüentemente, nos níveis de preços.



Os bancos centrais devem levar em consideração os novos cenários com maior volatilidade nos preços da energia ao projetar e comunicar a política monetária

O segundo canal é o da *fossilflation*, ou seja, um aumento na inflação causado pelo aumento no preço dos combustíveis fósseis. Políticas como o preço do carbono ou a menor disponibilidade de fundos para investimentos nesse tipo de energia, que resultem em aumentos no custo de financiamento, podem-se traduzir em preços mais altos para esse tipo de combustível, os quais terão impacto nos preços da energia, pelo menos a curto e médio prazo, até que seja viável substituí-los por energia limpa. Por sua vez, se as empresas do setor de hidrocarbonetos anteciparem

uma demanda menor e custos mais altos, podem interromper projetos de exploração de novas reservas desses combustíveis, bem como reduzir os investimentos em melhorias tecnológicas que os tornem mais eficientes.

Por fim, um último canal está relacionado a *greenflation*. A curto prazo, se as empresas começarem a abandonar o consumo de energia fóssil em favor da energia limpa, a demanda por esta aumentará. Com isso, intensificará a procura por insumos necessários para sua produção, como determinados minerais ou materiais críticos, cuja oferta pode ser restrita e pressionar seus preços para cima, afetando, portanto, os preços da energia. No entanto, a médio e longo prazo, uma vez que essas tecnologias tenham custos marginais de produção mais baixos, é de se esperar que o preço da energia diminua em comparação com o cenário com maior predominância das energias fósseis.

Os bancos centrais devem levar em consideração esses cenários de alta volatilidade nos preços da energia ao projetar e comunicar a política monetária. Dado que atualmente um instrumento fundamental da política monetária é a comunicação clara e adequada das ações dos bancos centrais, é importante que essa comunicação alerte para os impactos transitórios nas taxas de inflação causados pela volatilidade de curto prazo nos preços da energia. Relacionado ao ponto anterior, provavelmente será necessário projetar medidas de inflação que excluam esses preços, como uma alternativa para estabelecer objetivos de política econômica com mais controle interno e maior estabilidade, comprometendo menos a capacidade de transmitir de forma crível os compromissos inflacionários.

15 Todos os canais discutidos nesta seção estão associados a mudanças nos preços relativos que, no entanto, têm impacto nos níveis gerais de preços devido à importância da energia como insumo essencial nos processos produtivos e à possibilidade de que essa importância desencadeie processos inerciais. No entanto, eles se diferenciam dos processos tradicionais de inflação originados, por exemplo, na monetização de déficits fiscais recorrentes.

Papel para a política monetária e financeira

Como visto acima, a transição energética terá impactos fiscais e externos e poderá atingir os preços da energia e dos setores a ela relacionados, como os minerais críticos. Isso ocorrerá por meio de diferentes canais, como o aumento nos preços dos insumos utilizados na geração de energia, a redução no custo marginal de geração, se esta for a partir de fontes renováveis, ou a diminuição do investimento e da oferta de energias fósseis. Tudo isso poderá afetar o nível e a volatilidade dos preços na economia como um todo, devido ao papel central que a energia desempenha na estrutura produtiva. Além do impacto nos preços, podem surgir potenciais efeitos em outras dimensões do setor financeiro.

De acordo com Carney (2015), as mudanças climáticas podem afetar a estabilidade financeira por três vias principais: o risco físico, que mede os impactos nos passivos das seguradoras e no valor dos ativos financeiros decorrentes de eventos climáticos; o risco de responsabilidade, que mensura os impactos futuros que podem surgir se os potencialmente atingidos por eventos climáticos reivindicarem compensação aos responsáveis pelos eventos; e o risco de transição, que mede os riscos financeiros que podem surgir do processo de ajuste a uma economia com menos carbono. A velocidade e a extensão com que esses riscos ocorrerem podem ser decisivas para a estabilidade financeira da economia, portanto, políticas precoces que ajudem a antecipá-los podem contribuir para preservar essa estabilidade.

Um risco latente da transição energética, como foi mencionado diversas vezes, são os ativos encalhados. Se afetarem o valor do colateral disponível nos bancos, esses ativos podem impactar a estabilidade financeira e, conseqüentemente, o acesso ao crédito das empresas que produzem energia fóssil.

As carteiras das principais empresas de carvão, petróleo e gás não estão diversificadas e são propensas a fortes liquidações se os investidores decidirem se desfazer delas. Contando com as

reservas em poder dos Estados soberanos, até 80% das reservas declaradas, pertencentes às maiores empresas de combustíveis fósseis do mundo e seus investidores, podem ficar encalhadas. A Carbon Tracker Initiative (2017a) sugere que entre 20% e 30% da capitalização de mercado das bolsas de valores de Londres, São Paulo, Moscou, Sydney e Toronto está relacionada aos combustíveis fósseis. A indústria de combustíveis fósseis é grande o suficiente para desencadear uma crise financeira se a transição para a energia renovável for desordenada e ocorrer pânico no mercado (Van Der Ploeg e Rezai, 2020).



Seja qual for o papel final que os bancos centrais assumam na resposta às mudanças climáticas, eles devem buscar manter sua independência e credibilidade para não afetar seu mandato de preservar a estabilidade dos preços e a sustentabilidade do sistema financeiro

Uma transição tardia e abrupta para uma economia com baixa emissão de carbono poderia afetar o risco financeiro sistêmico por duas vias: 1) o impacto macroeconômico das mudanças repentinas no uso de energia, e 2) a rápida revalorização de ativos intensivos em carbono. Uma transição abrupta para a baixa emissão de carbono resultaria em restrição da oferta de energia, juntamente com aumento nos custos, o que prejudicaria a atividade econômica. Além disso, as instituições financeiras poderiam ser afetadas por sua exposição a ativos intensivos em carbono, que, por sua vez, poderia ter implicações para a estabilidade financeira e exigir o redesenho das regulações na área¹⁶.

16 Para mais detalhes, vide Caldecott et al. (2016) e European Systemic Risk Board (2016).

Em suma, as mudanças climáticas e a transição energética podem ter efeitos significativos nos níveis de preços e na estabilidade do sistema financeiro. Como os bancos centrais devem reagir a essas circunstâncias é um tema em debate. Em qualquer caso, suas ações para mitigar os efeitos nocivos dos

eventos climáticos e energéticos sobre o restante da economia devem ser realizadas sem comprometer sua independência nem seu objetivo principal, que é a estabilidade de preços e do sistema financeiro como um todo¹⁷.

Os múltiplos desafios macroeconômicos da transição

Ao longo deste capítulo foi analisada a exposição das economias da região para a transição energética em diferentes dimensões. A partir dessa análise, ficou claro que existem economias que serão impactadas negativamente pela transição energética em várias frentes, por serem produtoras e exportadoras líquidas de hidrocarbonetos, como a Bolívia, o Equador, Trindade e Tobago e a Venezuela. Nessas economias, uma diminuição na demanda por hidrocarbonetos afetará suas contas fiscais e externas, e exigirá uma reconfiguração de sua matriz produtiva.

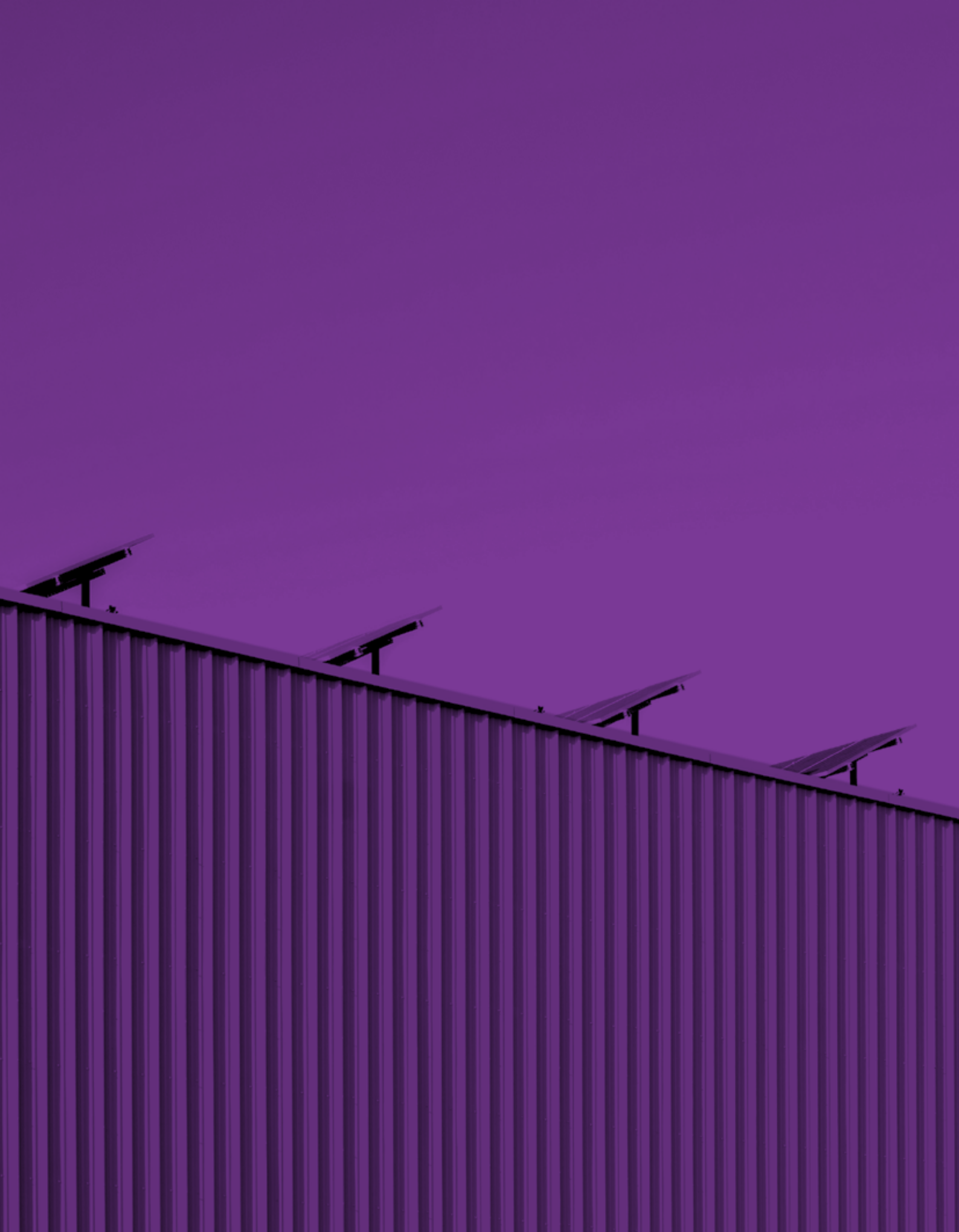
Por outro lado, há economias que são produtoras de hidrocarbonetos, como a Argentina, Brasil, Colômbia, México ou Peru, mas onde as receitas fiscais e externas decorrentes desses insumos não representam quantias consideráveis.

Por último, existem as economias não produtoras de hidrocarbonetos. Este grupo, por sua vez, pode ser dividido em dois. Por um lado, estão os países com alto potencial de produção de energias renováveis. Para eles, a transição pode ser benéfica na medida em que possam reduzir suas importações de energia e substituí-las por produção energética própria, como seria o caso do Chile. Contudo, existem outros países, como grande parte das ilhas do Caribe, onde o fornecimento atual de energia depende em grande medida da sua importação e cujo potencial de produção de energias renováveis não é tão alto. Para essas economias, a transição energética pode impor limitações no fornecimento ou aumentos significativos nos preços.

Além da produção de energia, o capítulo também discutiu a importância da extração de certos minerais críticos para a transição. Esses minerais oferecem oportunidades de exportação e receitas fiscais provenientes de sua exploração, que poderiam compensar quedas na arrecadação de hidrocarbonetos em países como a Argentina, Bolívia, Brasil ou México, e oferecer oportunidades para aumentar os recursos tributários em países como o Chile ou Jamaica.

Em suma, a transição energética atingirá as contas fiscais e externas, bem como a estabilidade de preços dos países de maneiras diferentes, dependendo de sua posição na cadeia de suprimentos de hidrocarbonetos, seu potencial de geração renovável e sua disponibilidade de minerais críticos. Cada país deve analisar as dimensões que mais o afetarão para delinear sua estratégia diante da transição.

17 Vide Cabrales et al. (2022a, 2022b, 2022c), Cochrane (2020) e Weidmann (2019) para uma discussão do papel que deveriam ter os bancos centrais.



Rumo a uma transição justa: oportunidades e desafios da transição energética

- O triplo desafio para alcançar uma transição energética justa: crescer, incluir e reduzir emissões

- Oportunidades produtivas a partir da transição energética

- O mercado de trabalho em face da transição energética: importância dos empregos verdes e habilidades que eles exigem

- Políticas transversais para a transição energética

- Agenda para uma transição energética justa

10

Mensagens-chave

1

O mundo em desenvolvimento e, em especial, a América Latina e o Caribe têm um triplo desafio: aumentar a renda per capita de forma substancial e sustentável, reduzir as emissões e diminuir a desigualdade. Isso implica que, embora todos os países devam unir esforços para reduzir as emissões energéticas, a velocidade e as estratégias para realizá-lo serão específicas de cada país.

2

A transição energética deve ser justa intergeracionalmente, pois as emissões atuais afetam o bem-estar das gerações futuras; internacionalmente, já que as responsabilidades históricas pelas emissões entre os países foram muito díspares e hoje há diferenças significativas de renda per capita; e internamente, pois pode impactar de forma desproporcional as populações mais vulneráveis.

3

A transição energética implica uma mudança significativa no mercado de trabalho, deslocando trabalhadores de setores em declínio para aqueles em expansão. Isso requer políticas ativas de trabalho para facilitar essa transição, pois as ocupações verdes demandam habilidades diferentes e tarefas mais abstratas.

4

Os empregos verdes pagam salários mais elevados. Enquanto na OCDE esse prêmio salarial desaparece ao considerar características específicas, na América Latina e no Caribe ele permanece, destacando a importância dos empregos verdes para a qualidade do trabalho na região.

5

As empresas mais eficientes energeticamente também são mais produtivas, promovendo o crescimento econômico com redução de emissões.

6

A informalidade, comum na região, pode se tornar um obstáculo para a redução de emissões se servir como refúgio contra regulamentações ambientais.

7

O potencial da região para produzir energia limpa, barata e estável pode se transformar em um aliado da região para o *powershoring*, ou seja, a atração de investimentos que visam cumprir compromissos ambientais.

8

Quatro políticas transversais são necessárias para a transição energética: o financiamento verde; os mercados de carbono e impostos sobre o carbono; as tecnologias de captura e uso de carbono; e a economia circular.

9

A economia política da transição energética implicará tanto desafios geopolíticos, pelo controle da cadeia de abastecimento das tecnologias verdes, quanto desafios internos nos países para distribuir equitativamente os esforços e custos de levá-la adiante.

Rumo a uma transição justa: oportunidades e desafios da transição energética¹

Introdução

O subdesenvolvimento é um fenômeno multicausal, complexo e persistente. Uma revisão da história dos últimos 100 anos mostra que a maioria dos países em desenvolvimento não conseguiu convergir para os padrões de vida dos países mais avançados e, nesse aspecto, a América Latina e o Caribe não é exceção.

As grandes transformações em nível global são vistas como janelas de oportunidade para dar um salto em direção ao desejado desenvolvimento. No entanto, elas também podem ser vistas como circunstâncias que impõem desafios e restrições adicionais, que dificultam a realização de antigas metas de desenvolvimento. É certo que essa nova transição energética oferece oportunidades e acarreta desafios para a região. Para que essa transformação global aproxime os países da América Latina e do Caribe do desenvolvimento sustentável, é indispensável estar preparados e contar com a estrutura institucional e o ambiente adequados para aproveitar ao máximo as oportunidades e superar os desafios que se apresentam.

Na primeira parte do capítulo, analisa-se a necessidade de que a transição energética seja abordada a partir de uma perspectiva que vá além do setor energético, com uma visão ampla de desenvolvimento sustentável e justiça. Para tanto, exploram-se aspectos relacionados ao mercado de trabalho, por um lado, e ao desenvolvimento produtivo, por outro, destacando as oportunidades que a oferta de energias limpas dos países, o chamado *powershoring*, poderia oferecer à região.

Na segunda parte, o foco se desloca para quatro políticas transversais para enfrentar a preocupação ambiental no contexto da transição energética: financiamento verde, mercados de carbono e impostos sobre o carbono, tecnologias de captura e uso de carbono e economia circular. O capítulo conclui resumindo os principais instrumentos e mensagens de políticas que se destacam ao longo do relatório para promover uma transição justa, ressaltando os desafios de economia política que podem surgir.

¹ Este capítulo foi elaborado por Lian Allub e Fernando Álvarez com a assistência de pesquisa de Lorenzo Perrotta, María Pía Brugiarefardo e Martín Finkelstein.

A transição justa e o triplo desafio

O subdesenvolvimento possui manifestações claras e múltiplas. No âmbito econômico, é comum representá-lo pela baixa renda por habitante e, no âmbito social, pelos altos níveis de pobreza ou pela forte desigualdade, geralmente medida pelo coeficiente de Gini. Infelizmente, o subdesenvolvimento também é uma condição desafiadora de superar, como confirma a história da América Latina e do Caribe.

O gráfico 10.1 apresenta três indicadores de desenvolvimento: o produto por habitante em relação ao dos Estados Unidos (painel A), o índice de Gini (painel B) e a proporção da população vivendo abaixo da linha de pobreza (painel C). Em 1970, o produto interno bruto (PIB) per capita da América Latina era aproximadamente 20% do registrado nos Estados Unidos e o do Caribe, 30%. Na última década, esses valores mal haviam

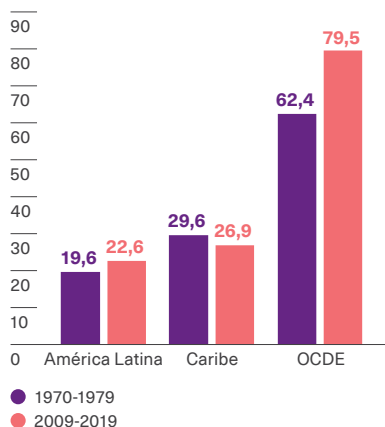
mudado, ou seja, em 50 anos, a região não conseguiu fechar essa lacuna. Em relação aos indicadores de desigualdade e pobreza, eles diminuíram significativamente nos últimos 40 anos, especialmente durante o século XXI e até a pandemia do coronavírus (COVID-19). Apesar disso, hoje, cerca de 3 em cada 10 latino-americanos e caribenhos vivem na pobreza e o nível de desigualdade na distribuição de renda na região está significativamente acima dos países desenvolvidos.

● ●
O subdesenvolvimento é uma condição desafiadora de superar, refletida na incapacidade da região em fechar as lacunas de desenvolvimento em relação aos países mais ricos

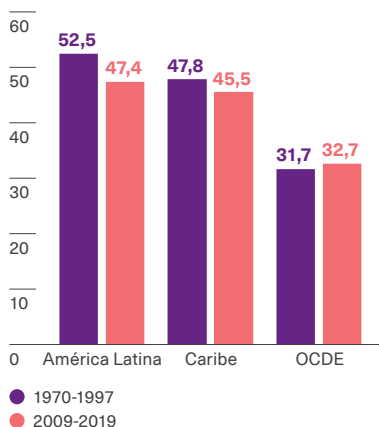
Gráfico 10.1

Indicadores de desenvolvimento

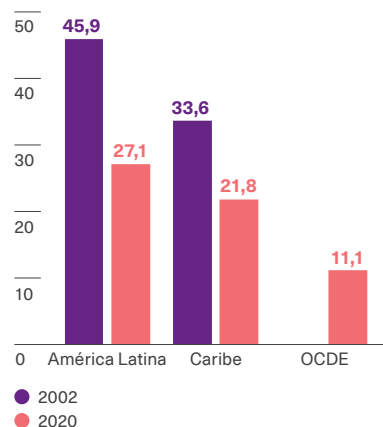
Painel A.
PIB per capita em relação
ao dos Estados Unidos



Painel B.
Índice de Gini



Painel C.
Taxa de incidência da pobreza



Nota: O PIB per capita (painel A) é calculado como uma porcentagem do PIB dos EUA (ajustado à paridade do poder de compra), comparando a média da década de 1970 com a média do período de 2009 a 2019. O índice de Gini (painel B) mede até que ponto a distribuição de renda entre indivíduos ou famílias em uma economia se afasta de uma distribuição perfeitamente equitativa (um índice de 0 representa equidade perfeita, enquanto um de 100 representa desigualdade perfeita). Dado que entre países difere o primeiro ano para o qual há disponibilidade de informações estatísticas do índice de Gini, foi considerado o primeiro ano da série de cada país compreendido entre 1970 e 1997 e sua média foi comparada com a média do período de 2009 a 2019. A taxa de incidência de pobreza (painel C) mostra a porcentagem da população que vive abaixo da linha de pobreza nacional. Neste caso, praticamente há informações somente para os países da América Latina e do Caribe a partir do ano de 2002. Os valores em nível regional foram obtidos como a média simples dos países que compõem a região. A tabela A.10.1, incluída no apêndice do capítulo (disponível on-line), mostra os valores dos indicadores de desenvolvimento por país.

Fonte: Elaboração própria com base no Banco Mundial (2024), CEPAL (2022), Feenstra et al. (2015) e OCDE (2024).

Quadro 10.1

Comunidades energéticas

As comunidades energéticas são entidades jurídicas formadas por sócios que geram, comercializam e consomem sua própria energia. A criação desses grupos permite o aproveitamento dos recursos renováveis nas localidades onde eles estão situados e a ativação da participação cidadã na produção de energia e na eficiência energética. Estas associações que são consideradas mais uma ferramenta na transição energética e contribuem para o desenvolvimento local, podem ser formadas com diferentes estruturas, por exemplo, entre os próprios vizinhos ou com outras comunidades, até mesmo com entidades locais externas, como empresas ou administrações públicas.

A formação de comunidades energéticas representa uma nova abordagem para a geração e distribuição de eletricidade, com ênfase na sustentabilidade e no benefício de seus membros. Dessa forma, desempenham um papel central e ativo na transição energética, transformando os cidadãos em canalizadores de ações coletivas. Suas principais atividades incluem a geração, fornecimento, consumo, armazenamento e distribuição de energia a partir de fontes renováveis. Além disso, fornecem serviços de eficiência energética e mobilidade elétrica. Esses benefícios energéticos resultam em benefícios ambientais, econômicos e sociais.

Em uma comunidade energética de autoconsumo, os vizinhos aprovam e contratam a instalação para produzir energia elétrica e distribuí-la entre os residentes que a compõem, ou seja, geram a eletricidade que consomem. Por outro lado, as comunidades energéticas locais são organizações sem fins lucrativos comprometidas em adotar hábitos sustentáveis e responsáveis com o meio ambiente. Para isso, geram e comercializam energia, buscando beneficiar os moradores e os associados por meio da redução dos custos energéticos.

Em nível europeu, as comunidades energéticas foram legalmente reconhecidas no pacote Clean Energy for all Europeans, e, em nível nacional, estão contempladas nas legislações da Alemanha, Dinamarca, França, Polônia e Reino Unido. Fora da Europa, também foram reconhecidas nos Estados Unidos e no Canadá. Na América Latina, esse modelo está pouco desenvolvido, apesar de a Agência Internacional de Energias Renováveis (IRENA, na sigla em inglês) ter destacado o potencial renovável da região e, em particular, o das comunidades energéticas para produzir eletricidade sustentável em áreas mais isoladas.

A transição energética na região não pode ocorrer ignorando essas realidades. Uma transição justa requer a redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE) de origem energética para tornar o planeta mais sustentável (justiça entre gerações) e, ao mesmo tempo, o fechamento das lacunas de renda per capita em relação aos países desenvolvidos (justiça entre países) e reduzir as desigualdades sociais e energéticas (justiça entre cidadãos).



Uma transição justa requer a redução das emissões de gases de efeito estufa e, ao mesmo tempo, o fechamento das lacunas de renda per capita em relação aos países desenvolvidos e a redução das desigualdades sociais entre os cidadãos

Quadro 10.2

Transição energética, poluição local e capital humano

A implementação de tecnologias de eficiência energética e a geração de eletricidade a partir de energias renováveis podem reduzir as emissões de GEE, proporcionando assim benefícios climáticos. Ao mesmo tempo, podem resultar em importantes benefícios para o bem-estar e a saúde pública. Isso ocorre porque a geração de energia a partir de combustíveis fósseis, especialmente por meio da combustão de carvão, libera grandes quantidades de poluentes locais do ar (dióxido de enxofre, óxidos de nitrogênio e material particulado), que estão associados a efeitos adversos na saúde humana.

Nesse sentido, uma expansão da capacidade de geração de energias renováveis, que permita o deslocamento da geração de energia térmica, acarretaria benefícios sociais por meio de melhorias na qualidade do ar local e seus efeitos subsequentes na morbidade de um país.

A quantificação desses benefícios sociais é uma tarefa complexa devido à dificuldade de estimar efeitos causais e porque tais benefícios variam substancialmente com a localização geográfica e o tipo de tecnologia (Buonocore et al., 2016). No entanto, vários estudos têm explorado esse assunto, encontrando, em geral, que os benefícios adicionais para a saúde compensam grande parte do custo da mitigação ou até mesmo superam os benefícios climáticos (Sergi et al., 2020).

As análises se concentram na relação entre a menor geração de combustíveis fósseis e diversas variáveis relacionadas com a saúde. Por exemplo, Casey, Gemmill et al. (2018) verificam que o deslocamento de usinas de energia movidas a carvão e petróleo levou a melhorias nas taxas de fertilidade na Califórnia, enquanto Casey, Karasek et al. (2018) constatam uma queda na quantidade de nascimentos prematuros. Por sua vez, Fell e Morrill (2023) mostram como a maior geração de energia eólica e a consequente queda na geração de combustíveis fósseis resultam em menos visitas aos serviços de emergência no Texas.

Apesar dos esforços crescentes para estimar os benefícios sociais da transição energética, a análise do impacto da poluição sobre a saúde ainda é limitada para as economias em desenvolvimento. Neste contexto, Rivera et al. (2021) fornecem evidências para o Chile, ao analisar os efeitos da expansão da capacidade de geração de energia solar, descobrindo que ela desloca os efeitos da geração de combustíveis fósseis e reduz as internações hospitalares, especialmente aquelas associadas a doenças respiratórias.

Além das melhorias na saúde, a geração com energias renováveis traz benefícios em outras dimensões sociais, como a educação. Um estudo desenvolvido no contexto deste relatório estima o efeito das melhorias na qualidade do ar local na frequência escolar e no rendimento acadêmico dos alunos próximos das usinas térmicas. Os resultados preliminares indicam que a presença dessas usinas térmicas está associada a quedas tanto na frequência escolar quanto no desempenho acadêmico (Rivera, 2024).

Compreender a importância dos benefícios das energias renováveis sobre a saúde humana e outras dimensões sociais permite fazer uma análise do custo-benefício da transição energética, fundamental para a elaboração de políticas energéticas e ambientais ideais.

Quadro 10.3

Transição energética, desenvolvimento da mineração e resistência da comunidade

As agendas de emissões líquidas zero (*net zero*) exigirão a implementação em larga escala de tecnologias de energia renovável para eliminar as emissões da geração de energia e descarbonizar os setores de fabricação e transporte, que, atualmente, são altamente dependentes de carvão, petróleo e gás.

No entanto, pouca atenção tem sido dada à cadeia de suprimentos que torna essas tecnologias possíveis. O início dessa cadeia de suprimentos, ou seja, o fornecimento de metais e minerais, está imerso em uma série de desafios. A exploração de depósitos acarreta uma série de implicações climáticas e ambientais. Além disso, a extração, refino e consumo desses produtos requerem enormes quantidades de energia.

Entre os impactos ambientais da mineração estão o surgimento de crateras, a erosão e a contaminação do solo e da água, tanto subterrânea quanto superficial. A extração consome uma grande quantidade de recursos (por exemplo, água na exploração do lítio), o que desvia ou dificulta o acesso da população local a esses recursos. Por último, os riscos da mineração associados à biodiversidade incluem a perda e fragmentação do habitat, a alteração de espécies migratórias, a introdução de espécies invasoras e a redução de espécies ameaçadas.

Além dos custos econômicos e ambientais da cadeia de suprimentos de energias renováveis, a implementação destas tecnologias enfrenta, em alguns casos, barreiras sociais devido à oposição da comunidade a projetos desse tipo em sua área. Este fenômeno, conhecido como “não no meu quintal” (NIMBY, na sigla em inglês), em que cidadãos se organizam para se opor à instalação de projetos de energia renovável em seu entorno, conseguiu parar projetos de mineração, como os de Colón, no Panamá, e Chubut, na Argentina, bem como projetos com fontes renováveis, como os de Arrás e Normandia, na França.

Existem benefícios das energias renováveis que poderiam estar sendo ignorados pelos grupos NIMBY, como tarifas elétricas reduzidas, mais infraestrutura para a área local, compatibilidade com a agricultura e a pecuária, melhor qualidade do ar, menores emissões de GEE e criação de empregos diretos. É provável que a aceitação de projetos esteja relacionada, entre outras coisas, com o impacto econômico, a participação na concessão de licenças e a absoluta transparência na comunicação.

Esta visão surge claramente da posição do Fórum Econômico Mundial (WEF, na sigla em inglês), que indica que essa transição deve refletir:

[...] um sistema energético inclusivo, sustentável, acessível e seguro, que forneça soluções para os desafios globais relacionados com a energia, ao mesmo tempo em que cria valor para os atores privados e a sociedade, sem comprometer o equilíbrio do triângulo energético [segurança e acesso; sustentabilidade ambiental; e desenvolvimento econômico e crescimento] (WEF, 2021).

Como já mencionado em capítulos anteriores, uma das lacunas atualmente presentes é a de acesso ao sistema, especialmente em áreas rurais de alguns países. A sociedade civil tem empreendido certas ações para promover esse acesso, incentivando que a geração de energia seja renovável. As comunidades energéticas são exemplos desse tipo de iniciativa (vide quadro 10.1).

Para enfrentar esses desafios, os formuladores de políticas devem entender como a transição energética impacta a economia em sua totalidade e, em particular, as instâncias ou dimensões que afetam o crescimento e a inclusão. Nesta parte do capítulo,

são exploradas as implicações da transição energética em duas instâncias essenciais do desenvolvimento sustentável: o efeito no mercado de trabalho e a relação entre eficiência energética e eficiência produtiva. Os quadros 10.2 e 10.3 complementam a discussão sobre o impacto da transição energética no bem-estar das famílias e no desenvolvimento. O primeiro destaca os impactos “locais” favoráveis

em termos de capital humano decorrentes da substituição de usinas térmicas por usinas renováveis. O segundo aborda os desafios relacionados ao potencial impacto ambiental negativo do desenvolvimento da mineração, bem como a resistência de grupos comunitários à implementação local de projetos relacionados com a transição energética.

A transição energética e o mercado de trabalho

Os fenômenos transformadores, incluindo a atual transição energética, podem levar a mudanças no mercado de trabalho, tanto nos níveis de emprego (Saget et al., 2020) quanto na demanda de habilidades e na composição de tarefas requeridas pelas diferentes ocupações (Vona et al., 2018)². Este processo de realocação do trabalho pode ser mais ou menos traumático dependendo, por exemplo, das diferenças entre os empregos e tecnologias verdes e o restante da economia e, logicamente, da existência de instituições que favoreçam esse reajuste no mercado de trabalho.



A transição energética atual pode alterar o mercado de trabalho, afetando os níveis de emprego, demandando novas habilidades e modificando as tarefas necessárias em diferentes ocupações

Tamanho do mercado de trabalho verde

Um ponto de partida para a análise dos impactos da transição energética sobre o emprego é medir o tamanho do emprego verde. Um primeiro desafio a esse respeito é o que se considera como emprego verde ou não³. A resposta dependerá em parte da abordagem de cada estudo e da disponibilidade de dados. Nesta seção, utiliza-se a classificação

desenvolvida pela rede de informações ocupacionais O*NET no contexto do mercado de trabalho dos Estados Unidos, descrito com mais detalhes no quadro 10.4.

2 Há vários anos, a literatura econômica tem explorado diferentes efeitos disruptivos nos mercados de trabalho. Isso inclui desde a abertura comercial e a deslocalização da produção de países desenvolvidos para economias emergentes (principalmente a China e os países da Ásia e do Pacífico), até fenômenos de automação e os efeitos da pandemia no teletrabalho. Uma característica dos trabalhos recentes é o uso da base O*NET (Occupation Information Network), que atribui a cada ocupação o percentual de conhecimentos, habilidades e tarefas necessários para realizá-la.

3 Na literatura, não há uma definição única do que é o emprego verde. Por exemplo, García Suaza et al. (2023) incluem nessa qualificação ocupações cujas tarefas contribuem para a transição para tecnologias mais sustentáveis e respeitadas com meio ambiente. A magnitude do verde das ocupações é determinada por um índice que pondera a proporção de tarefas verdes em relação ao total de tarefas (GOJI, na sigla em inglês). Por outro lado, Allub, Álvarez, Bonavida et al. (2024) consideram verdes as ocupações cuja demanda será incrementada a partir da transição para uma economia mais verde, independentemente de sua contribuição para a redução de emissões.

Quadro 10.4

Empregos verdes segundo a O*NET

A rede O*NET identifica como ocupações verdes aquelas cuja demanda aumenta ou aumentará devido à transição energética, e as divide em três categorias:

1. Ocupações verdes novas e emergentes (*green new and emerging occupations*). São aquelas que surgem a partir da transição para uma nova economia. Podem ser completamente novas ou criadas através da alteração de ocupações já existentes.
2. Ocupações verdes com habilidades aprimoradas (*green enhanced skills occupations*). São aquelas que têm suas tarefas, habilidades ou requisitos de conhecimento alterados devido à transição para uma economia verde.
3. Ocupações verdes com demanda progressiva (*green increased demand occupations*). Estas ocupações se tornam mais solicitadas devido à transição para uma economia baixa em emissões, mas não experimentam mudanças significativas em suas tarefas. São ocupações que apoiam a economia verde, sem necessariamente envolver tarefas verdes.

Ou seja, uma ocupação é definida como verde, seja porque não existia antes (por exemplo, técnicos em painéis solares), porque são ocupações que precisarão se adaptar para atender às novas demandas (p. ex., arquitetos que precisarão adequar construções para torná-las sustentáveis) ou ainda porque são ocupações que já existem e não precisarão modificar suas tarefas devido à transição verde, mas cuja demanda também aumentará (p. ex., técnicos eletrônicos, cujo número crescerá com a eletrificação da demanda energética).

A maioria dos trabalhadores está concentrada em ocupações não verdes, que representam, aproximadamente, 62% em Honduras e 74% no Uruguai

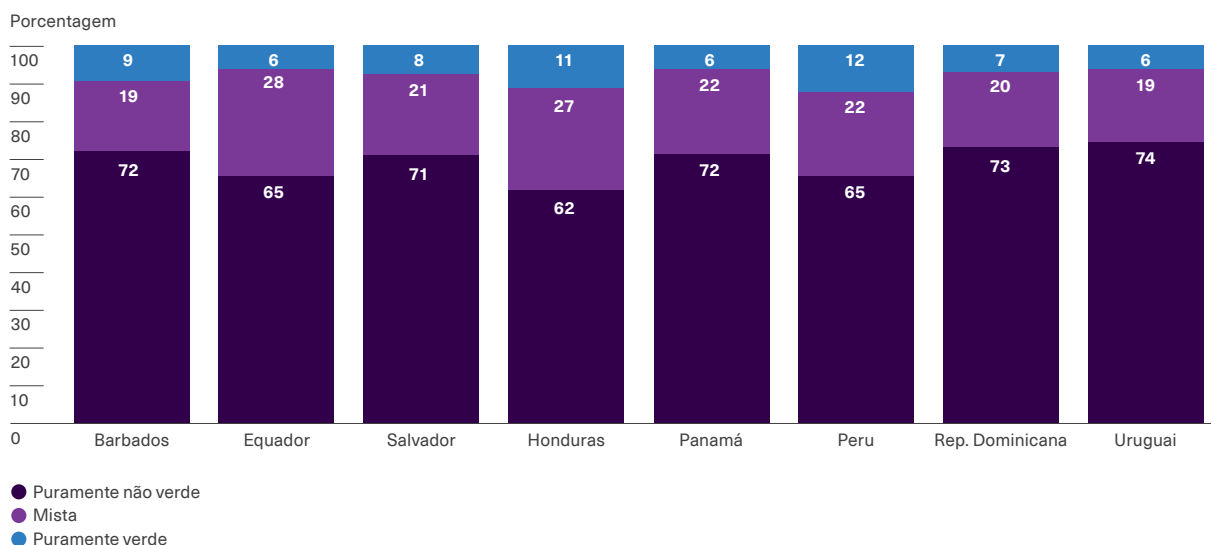
Com base nessa classificação e no processamento de pesquisas domiciliares na região, De la Vega et al. (2024) desenvolveram uma análise da participação dos empregos verdes nos mercados de trabalho da América Latina e do Caribe no contexto deste relatório. O gráfico 10.2 mostra a fração de

emprego em três categorias, de acordo com o nível de verde, em alguns países da região. A mensagem principal é que a maioria dos trabalhadores está concentrada em ocupações não verdes. A proporção de empregos não verdes varia de cerca de 62% em Honduras a 74% no Uruguai. Além disso, observa-se que o tamanho do setor puramente verde varia de 6% no Panamá e no Uruguai a 12,3% no Peru⁴.

4 O gráfico é restrito aos países que têm uma desagregação ocupacional por meio do sistema de 4 dígitos. Ao considerar desagregações ocupacionais de 2 dígitos, a proporção de ocupações em categorias mistas ou ambíguas aumenta consideravelmente, como pode ser visto no gráfico A.10.1 do apêndice. As informações do apêndice sugerem que, muito provavelmente, o intervalo para a fração de empregos verdes e não verdes, obtido para os oito países dos quais se dispões de desagregação de quatro dígitos, seria extrapolável para o restante dos países para os quais há apenas informações de dois dígitos.

Gráfico 10.2

Tamanho do setor verde em países selecionados



Nota: As pesquisas domiciliares apresentam definições de emprego usando códigos de 2 ou 4 dígitos, enquanto o O*NET utiliza 8 dígitos. Em consequência, ao buscar equivalências, pode acontecer que uma mesma categoria nas pesquisas domiciliares inclua algumas ocupações no O*NET definidas como verdes e outras que não. A partir das pesquisas domiciliares processadas, são obtidas diferentes categorizações de verde: ocupações puramente verdes (o O*NET considera todas as subocupações dentro desta categoria como verdes); ocupações puramente não verdes (o O*NET considera todas as subocupações dentro desta categoria como não verdes) e algumas ocupações ambíguas ou mistas (que o O*NET classifica como verdes em alguns casos e em outros não).

Fonte: Elaboração própria com base em De la Vega et al. (2024).

Caracterização das ocupações verdes

A pergunta imediata que surge é quão diferentes são os empregos verdes dos não verdes? Uma dimensão de interesse especial relaciona-se com o perfil de habilidades e tarefas necessárias. Nessa linha, Allub, Álvarez, Bonavida et al. (2024) exploram as diferenças entre empregos verdes e não verdes em algumas dimensões, utilizando o banco de dados do Programa de Avaliação Internacional de Competências de Adultos (PIAAC, na sigla em inglês), uma pesquisa realizada em mais de 40 países, que visa medir as competências cognitivas e as relacionadas com o mundo do trabalho.

O PIAAC, ao contrário de outras fontes de informação, como, por exemplo, as pesquisas domiciliares, permite esclarecer que tipo de habilidades e conteúdos de tarefas os empregos verdes têm em comparação com os não verdes⁵. Além disso, tem a vantagem de contar com um questionário padronizado, que possibilita comparações entre países. No entanto, uma desvantagem substancial para os efeitos do relatório é que a disponibilidade de dados para países da América Latina e do Caribe é limitada, uma vez que apenas inclui informações para quatro países: Chile, Equador, México e Peru.

⁵ Consulte Allub, Alvarez, Bonavida et al. (2024) para obter mais informações sobre quais habilidades e conteúdo de tarefas ocupacionais podem ser criados com o PIAAC.

A tabela 10.1 compara os empregos verdes e não verdes usando dados do PIAAC para os países da região e da OCDE com informações disponíveis. Como primeira conclusão, destaca-se a evidência de disparidades de gênero: em média, a proporção de homens em empregos verdes nos países da região é de 68%, em comparação com uma participação média de 50% em empregos não verdes. Além disso, os empregos verdes são mais prevalentes entre pessoas na faixa etária de 31 a 50 anos, enquanto os empregos não verdes apresentam uma maior proporção de pessoas com educação superior, exceto nos empregos do setor privado.

Em relação às características da empresa e dos trabalhos, os empregos verdes estão mais frequentemente localizados no setor privado e em empresas de maior

porte. Além disso, há maior probabilidade de serem empregos formais e em tempo integral do que os empregos não verdes.

Em relação às habilidades, as pessoas que trabalham em empregos verdes têm, em média, pontuações mais altas em habilidades numéricas ou matemáticas e, nos países da OCDE, têm pontuações mais altas em habilidades de leitura. Também se observa que a intensidade de tarefas abstratas é maior nos empregos verdes, enquanto o peso das tarefas rotineiras é menor. A partir desse resultado, pode-se inferir que os empregos verdes teriam um menor risco de serem afetados por processos de automação. Outra conclusão é que a transição energética pode exigir habilidades cognitivas mais complexas para realizar tarefas menos rotineiras e mais abstratas.

Tabela 10.1
Diferenças entre empregos verdes e não verdes

	América Latina e Caribe		OCDE	
	Não Verde	Verde	Não Verde	Verde
Homem	50%	68%	42%	80%
Ensino superior	24%	20%	40%	33%
Ensino superior (emprego setor privado)	16%	18%	32%	31%
18-30 anos	35%	30%	25%	20%
31-50 anos	47%	53%	48%	53%
Mais de 50 anos	18%	17%	25%	20%
Empresas médias ou grandes	28%	52%	38%	48%
Setor privado	78%	92%	71%	88%
Formalidade	63%	79%	90%	93%
Tempo completo	70%	87%	70%	90%
Tarefas abstratas	-9%	26%	-9%	8%
Tarefas rotineiras	11%	8%	11%	13%
Habilidades numéricas	6%	15%	17%	32%
Habilidades leitoras	8%	5%	16%	26%
Log salário por hora	1,7	1,91	2,61	2,73

Nota: A tabela apresenta as porcentagens de variáveis observáveis para empregos verdes e não verdes, utilizando dados do PIAAC. A lista de países incluídos em cada grupo pode ser consultada no apêndice do capítulo disponível on-line. Também são fornecidas as médias do logaritmo do salário por hora, calculado a partir do salário mensal relatado e extrapolando a quantidade de horas trabalhadas por semana. Em seguida, é calculado o logaritmo natural dessa divisão.

Fonte: Elaboração própria com base em Allub, Álvarez, Bonavida et al. (2024).



A transição energética pode exigir habilidades cognitivas mais complexas para realizar tarefas menos rotineiras e mais abstratas

Quanto ao salário, os resultados mostram que os empregos verdes, geralmente, são mais bem remunerados⁶. No entanto, como indicado na tabela 10.1,

eles também tendem a exigir mais habilidades, estar concentrados em empresas maiores, ter empregos formais e envolver uma maior intensidade de tarefas abstratas. Tudo isso pode explicar as diferenças salariais entre empregos verdes e não verdes. Em Allub, Álvarez, Bonavida et al. (2024), realiza-se um exercício estatístico visando descontar a influência desses fatores no salário. A tabela 10.2 apresenta os resultados para a região e os países da OCDE.

Tabela 10.2
Diferenças salariais conforme o nível de verde dos empregos

Verde (América Latina)	0,21*** (0,05)	0,21*** (0,05)	0,19*** (0,05)	0,20*** (0,05)	0,19*** (0,05)	0,18*** (0,05)
Verde (OCDE)	0,12*** (0,01)	0,05*** (0,01)	0,03** (0,01)	0,02* (0,01)	0,02 (0,01)	0,01 (0,01)
Controles básicos	Não	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Tamanho da empresa	Não	Não	Sim	Sim	Sim	Sim
Formalidade + tempo integral	Não	Não	Não	Sim	Sim	Sim
Habilidades	Não	Não	Não	Não	Sim	Sim
Tarefas abstratas	Não	Não	Não	Não	Não	Sim

Nota: A tabela relata as diferenças salariais tomando como variável dependente o logaritmo natural do salário por hora. O conjunto básico de controles inclui a educação do entrevistado e de seus pais, bem como o gênero e a idade do entrevistado. O tamanho da empresa é uma variável dividida em seis categorias: trabalho autônomo; de 1 a 10 funcionários; de 11 a 50 funcionários; de 51 a 250 funcionários; de 251 a 1000 funcionários ou mais de 1000 funcionários. A formalidade no emprego e o emprego em tempo integral estão representados por variáveis dicotômicas. A variável de habilidades corresponde a um índice que captura habilidades numéricas, enquanto a de tarefas abstratas corresponde a um índice que captura a intensidade dessas tarefas no emprego. O número de observações foi de 4.408 para a América Latina e 28.276 para a OCDE. A lista de países incluídos em cada grupo pode ser consultada no apêndice do capítulo disponível on-line. Os asteriscos denotam coeficientes estatisticamente significativos com * p < 10%; ** p < 5% e *** p < 1%.

Fonte: Elaboração própria com base em Allub, Álvarez, Bonavida et al. (2024).

Na América Latina, a diferença salarial reduz-se em quase 20% ao incorporar controles para características do emprego, da empresa (especialmente seu tamanho), as habilidades dos trabalhadores e o nível de abstração das tarefas. No entanto, mesmo incorporando esses controles, ainda é relatada uma considerável diferença salarial não explicada. Em contrapartida, nos países da OCDE, ao introduzir a mesma escala de controles, a diferença salarial entre

empregos verdes e não verdes se reduz a ponto de não ser estatisticamente significativa.

Outra perspectiva interessante pode ser obtida analisando as vagas de emprego publicadas pelas empresas. Os resultados de um estudo recente desenvolvido especialmente para este relatório confirmam que os empregos verdes exigem mais habilidades e pagam salários melhores (quadro 10.5).

⁶ A informação salarial disponível no PIAAC não inclui dados para o Peru.

Quadro 10.5

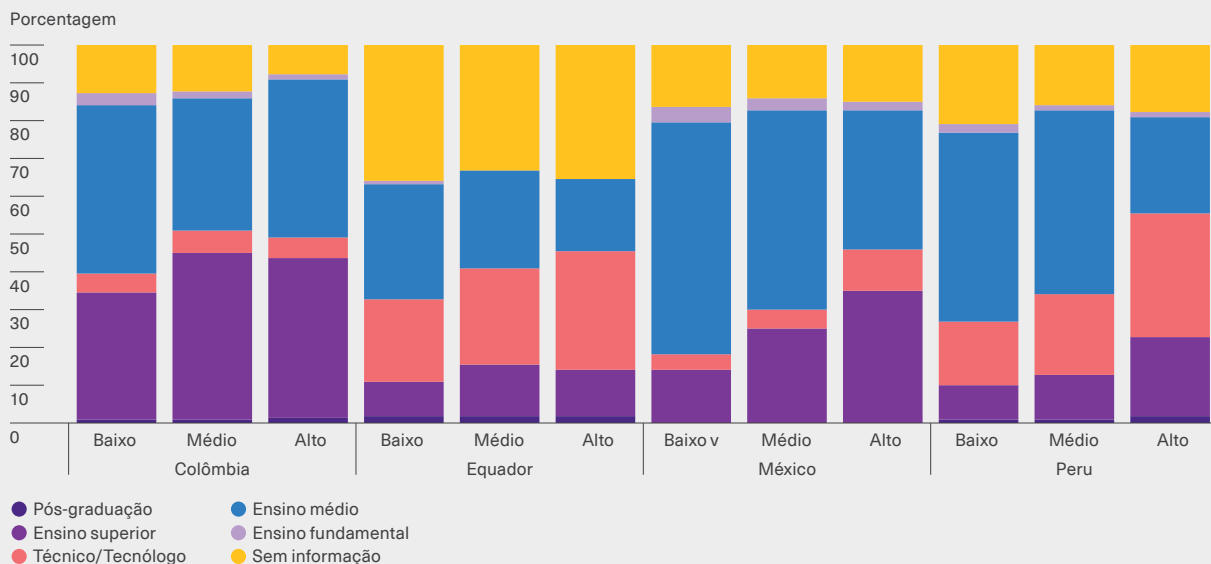
O que as vagas de emprego nos dizem?

Em um trabalho elaborado para este relatório, García Suaza et al. (2023) exploram informações sobre vagas provenientes de portais de emprego. Os autores focam em quatro países da América Latina (Colômbia, Equador, México e Peru). A qualificação das ocupações em empregos mais ou menos verdes é feita por meio de um procedimento de dois passos. Em primeiro lugar, o texto “livre” das vagas publicadas é processado e o emprego ao qual se refere a vaga é identificado. Em segundo lugar, é calculada uma pontuação de verde para cada ocupação, seguindo os critérios incorporados pelo trabalho de Lobsiger e Rutzer (2021). Esses autores determinam, para cada ocupação, uma pontuação GOJI (*greenness of job index*) e dividem os empregos em três categorias: empregos com alto potencial verde ($GOJI > 0,7$), empregos com potencial verde médio ($0,3 < GOJI < 0,7$) e empregos com baixo potencial verde ($GOJI \leq 0,3$).

Os autores observam que os maiores índices de potencial verde estão nos cargos gerenciais e profissionais, enquanto os menores índices correspondem aos cargos de auxiliares administrativos. Igualmente, constatam que, em todos os países, exceto no Equador, a proporção de vagas que exigem educação universitária aumenta à medida que o índice de verde das ocupações aumenta (vide gráfico 1).

Gráfico 1

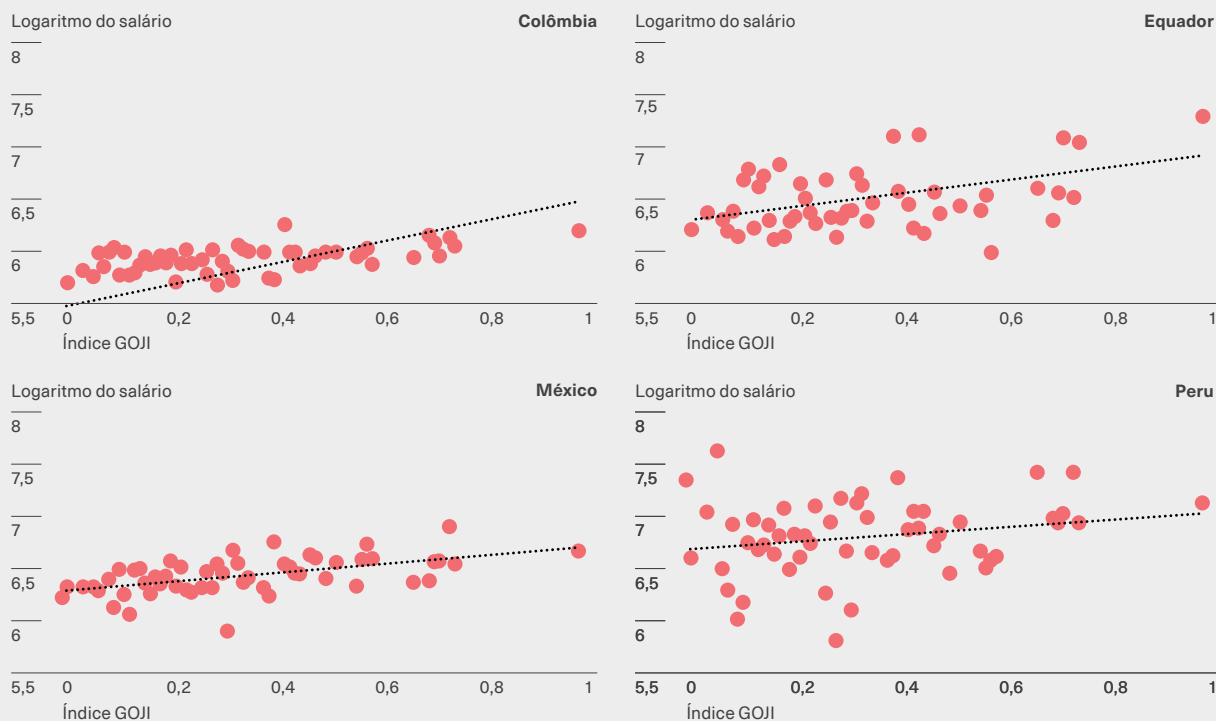
Distribuição do nível educacional segundo o grau de verde



Fonte: García Suaza et al. (2023)

A análise também indica uma associação positiva entre os salários e o nível de verde da ocupação nos quatro países estudados (vide gráfico 2). Os trabalhadores com potencial verde alto também são os que recebem salários mais altos.

Gráfico 2 Salários e índice de verde



Fonte: García Suaza et al. (2023).

As tecnologias de geração energética e seu efeito no emprego

A transição energética pode não somente alterar a estrutura ocupacional, o perfil das habilidades necessárias e a dispersão salarial, como também pode afetar os níveis agregados de emprego. Certamente, algumas indústrias ligadas à energia fóssil encolherão com a transição energética e outras, como, por exemplo, as relacionadas às cadeias de valor de energia limpa, se expandirão. O efeito líquido é, *a priori*, ambíguo, tornando seu cálculo uma questão empírica.

Um ponto de partida é contrastar os efeitos multiplicadores de emprego desses dois tipos de tecnologia

energética. Garret-Peltier (2017) resume as evidências encontradas por diferentes artigos de pesquisa sobre o efeito multiplicador no uso das principais fontes de geração energética, separando os efeitos em diretos e indiretos.

A tabela 10.3 sugere que as indústrias da energia limpa e eficiência energética têm um multiplicador de empregos maior do que as ligadas à cadeia fóssil. Isso é certo tanto para os empregos criados diretamente pelos setores quanto para aqueles que surgiram indiretamente dos efeitos das relações entre insumos e produtos.

Tabela 10.3Multiplicadores do emprego: energia fóssil *versus* energia limpa e eficiente

	EFT diretos por US\$ 1M	EFT indiretos por US\$ 1M	EFT totais por US\$ 1M
Eólica	4,06	3,46	7,52
Solar	4,26	2,98	7,24
Bioenergia	5,22	2,44	7,65
Geotérmica	4,67	2,73	7,4
Hidrelétrica	4,55	2,98	7,53
Média de energias renováveis	4,50	2,99	7,49
Térmica com petróleo e gás	0,7	1,49	2,2
Térmica com carvão	1,18	1,92	3,1
Média de energias fósseis	0,94	1,71	2,65
Diferença média: energias renováveis - energias fósseis	3,56	1,28	4,84

Nota: EFT (na sigla em inglês) designa empregos em tempo integral criados por cada milhão de dólares (US\$) de demanda em energia renovável.

Fonte: Elaboração própria com base em Garret-Peltier (2017).

As indústrias da energia limpa e eficiência energética têm um impacto maior na criação de empregos do que as indústrias fósseis

A literatura empírica que estuda os impactos da penetração de renováveis no emprego ainda está em desenvolvimento. Há evidências que indicam que os efeitos são bastante diferentes de acordo com a tecnologia e a fase considerada (construção vs. manutenção). Por exemplo, em Fabra et al. (2023) é estudado o caso da Espanha. Os autores encontram efeitos importantes no emprego local no caso das usinas solares, especialmente na fase de construção. Em contrapartida, não observam efeitos significativos no caso das usinas eólicas, nem na fase de construção, nem na de manutenção. Ao focar no desemprego local, os efeitos são atenuados em comparação com os do emprego, mesmo para as usinas solares. Isso sugere que as empresas locais de energia contratam tanto trabalhadores locais quanto de outros municípios.

Um artigo de Hernández-Cortés e Mathes (2024), desenvolvido no contexto deste relatório, estuda o caso do Brasil. As autoras analisam o impacto do

desenvolvimento de projetos de energia renovável sobre o emprego formal no país, constatando que os projetos de energia eólica têm impactos positivos e significativos em termos de emprego. Os projetos de energia eólica estão associados a aumentos de 14,8% no número de empresas, de 15,9% no número de empregos e de 18,4% na renda dos trabalhadores. Os trabalhadores que mais se beneficiam são aqueles com menos de 45 anos e que têm empregos relacionados à eletricidade, construção ou transporte. Por outro lado, as autoras não encontram diferenças significativas ao analisar os efeitos dos projetos de energia solar, embora reconheçam que isso poderia ocorrer porque o número de projetos incluídos na amostra estudada não é suficientemente representativo para detectar tais diferenças.

Olhando para o futuro, os cenários sugerem um aumento significativo nos empregos energéticos na região (AIE, 2023). Especificamente, no cenário de compromissos anunciados (APS, na sigla em inglês), espera-se que os empregos no setor energético na região aumentem em 15% até 2030 em relação aos valores de 2022. O relatório aponta que uma parte significativa desse aumento virá do setor de energia limpa, com os empregos passando de 3 para 4 milhões. O setor de minerais críticos também desempenhará um papel importante, especialmente em países onde

são abundantes, como o Chile. Finalmente, mesmo o setor de energia fóssil verá um aumento moderado no emprego neste período, embora a longo prazo deva diminuir consideravelmente à medida que as economias avançam para uma situação de zero emissões.

Embora seja inegável que a transição energética possa trazer uma importante criação de empregos na região, para aproveitar as oportunidades que oferece, devem existir instituições trabalhistas que favoreçam essa realocação (vide quadro 10.6).

Quadro 10.6 Políticas de trabalho para realocação do emprego

A transição energética implica grandes mudanças no mercado de trabalho, demandando novas habilidades e uma reconfiguração geral da forma como o trabalho é realizado. Portanto, impõe-se o desafio de desenvolver capacidades adequadas para os novos empregos e adaptar-se para os existentes. Nesse sentido, o investimento em capacitação e desenvolvimento de habilidades, que atendam aos novos requisitos do mercado de trabalho, desempenha um papel crítico não apenas para permitir a transição verde, mas também para que seja uma transição justa que garanta a inclusão social e o trabalho decente.

Abordar o desafio que implica a reconfiguração do mercado de trabalho requer o planejamento de políticas de trabalho de retreinamento de forma integrada com as políticas e regulamentações ambientais. Embora essas estratégias possam variar entre países, dependendo do contexto nacional e das prioridades políticas, a Organização Internacional do Trabalho identifica determinados fatores-chave para avançar em uma transição justa para economias ambientalmente sustentáveis (OIT, 2019, 2022):

- **Coerência de políticas:** as políticas no mercado de trabalho devem ser planejadas em coordenação com as políticas ambientais e climáticas mais amplas.
- **Diálogo social:** é importante a participação conjunta de todos os atores-chave: os governos (criando as condições e investindo em educação e formação), os empregadores (capacitando seus funcionários) e os quadros de funcionários (participando ativamente em oportunidades de aprendizado contínuo). As instituições educacionais e de formação, bem como os atores da sociedade civil, também terão um papel importante para oferecer capacitação orientada para a demanda.
- **Capacidade de antecipar a demanda por competências:** é importante possuir mecanismos que forneçam informações sobre a oferta e demanda de habilidades necessárias em empregos verdes para avaliar as lacunas entre as competências existentes e futuras. Alguns exemplos de mecanismos institucionais nesse sentido são o Observatório Nacional de Empregos e Profissões da Economia Verde (ONEMEV) da França e o Instituto Nacional de Aprendizagem (INA) da Costa Rica.
- **Sistema de treinamento e capacitação técnica e vocacional:** para fechar as lacunas de competências e aumentar o potencial das habilidades individuais, fazem falta novas políticas de educação em matéria educacional e formação profissional. Além disso, é preciso desenvolver novos programas nacionais de educação ou adaptar os existentes com foco nas habilidades necessárias para as novas ocupações.
- **Desenvolvimento de habilidades comportamentais:** além das habilidades técnicas e específicas da ocupação, a aquisição das chamadas habilidades comportamentais favorece a transição energética justa ao melhorar a capacidade de adaptação às mudanças no ambiente de trabalho.

A transição energética e as oportunidades de desenvolvimento produtivo

Conseguir um crescimento prolongado e vigoroso deve ser um objetivo prioritário e inadiável para os países da América Latina e do Caribe. Para alcançá-lo, é fundamental obter ganhos de produtividade, o que também é um aliado ambiental. Uma produtividade mais alta das empresas se traduz em um maior produto por unidade de energia, reduzindo o impacto ambiental do crescimento econômico. Ainda mais, existe a possibilidade de que políticas que melhorem a alocação de recursos entre empresas aumentem a produtividade e, ao mesmo tempo, reduzam a intensidade energética e as emissões.

Por outra parte, dado o potencial da região para produzir energia limpa, esta nova transição energética abre uma janela de oportunidades para que a região adquira competitividade, atraia investimento estrangeiro e aumente sua inserção internacional.



Dado o potencial da região para produzir energia limpa, esta nova transição energética abre uma janela de oportunidades para atrair investimento estrangeiro e aumentar sua inserção internacional

A alocação de fatores e a relação entre produtividade e intensidade energética

Há evidências de que o atraso produtivo dos países em desenvolvimento ocorra, em parte, devido à alocação inadequada de insumos, que não estão sendo direcionados para onde geram o maior retorno (Hsieh e Klenow, 2009; Restuccia e Rogerson, 2008). Essa ineficiência na alocação pode ocorrer em qualquer fator, incluindo a energia⁷.

Melhorar a eficiência na alocação implica transferir recursos de empresas menos eficientes para outras mais eficientes. Essa transferência permite aumentar a produção de um país e, portanto, reduzir sua intensidade energética. O potencial do duplo bônus (produtivo e ambiental) a partir da melhor alocação de recursos se fortalece na medida em que as

empresas mais eficientes na gestão do capital e do trabalho também o sejam em termos energéticos, como as evidências parecem sugerir⁸. Por exemplo, uma análise estatística para a Colômbia, baseada na Pesquisa Anual Manufatureira, mostra que as empresas mais produtivas têm uma menor intensidade energética, assim como as empresas de maior porte (vide tabela 10.4). Isso é importante para a região, pois ela se caracteriza por ter uma grande participação de pequenas empresas, informais e de baixa produtividade, o que, de acordo com os resultados, afetaria desfavoravelmente a intensidade energética da economia⁹.

7 Um estudo sobre a Coreia do Sul descobriu que distorções no mercado de energia (relacionadas a intervenções do governo nos preços) promoveram alocações ineficientes de energia, o que, por sua vez, afetou negativamente a produtividade do setor manufatureiro do país entre 2000 e 2014 (Choi, 2020).

8 Consulte Yépez et al. (2021) para evidências em nível de setores no Brasil, Chile, México e Peru; e Cantore et al. (2016) para evidências com base na Pesquisa de Empresas do Banco Mundial (WBES, na sigla em inglês).

9 A relação entre o tamanho e a intensidade energética também é analisada em Montalbano e Nenci (2019) com base na WBES. Os autores descobrem que as microempresas (com menos de 10 trabalhadores permanentes) registram, em média, uma maior intensidade energética do que as outras empresas da amostra e apresentam o maior grau de heterogeneidade. As empresas de médio porte (com um número de trabalhadores permanentes entre 50 e 250) têm níveis de intensidade energética comparáveis com os das empresas maiores (mais de 250 trabalhadores permanentes) e um grau sensivelmente menor de heterogeneidade.



Tabela 10.4

Produtividade e características de empresas na Colômbia

	Intensidade 1	Intensidade 2
Produtividade	-0,13 *** (-17,17)	-0,11 *** (-14,8)
Pequena	-0,05* (-2,16)	-0,04 (-1,78)
Média	-0,13 *** (-6,89)	-0,09 *** (-4,30)
Grande	-0,06 ** (-2,92)	-0,11 *** (-4,76)
Observações	22.231	22.220

Nota: Anos de 2018 a 2020. Intensidade 1: Energia elétrica/valor agregado. Intensidade 2: Gasto total de energia/valor agregado. Pequenas empresas são aquelas com 10 a 20 funcionários, médias empresas com 20 a 100 funcionários e grandes empresas com mais de 100 funcionários. A produtividade é obtida a partir da razão entre o valor agregado e o emprego. Foram incluídos efeitos fixos de onda da pesquisa e controles por setor. *Os asteriscos denotam coeficientes estatisticamente significativos com $p < 10\%$; ** $p < 5\%$; *** $p < 1\%$.

Fonte: Elaboração própria com base na Pesquisa Anual de Manufaturas da Colômbia 2018-2020 (DANE, 2020).

Na mesma linha, Schutze et al. (2019) documentam que, dada a forma como se correlacionam os problemas de alocação de energia e de outros fatores no Brasil, a remoção das distorções que induzem à má alocação tem o potencial não apenas de aumentar a produtividade e, como consequência, favorecer o crescimento econômico, mas também de melhorar a eficiência energética e, assim, reduzir as emissões.



A eliminação das distorções que levam à má alocação de insumos tem o potencial de aumentar a produtividade e, ao mesmo tempo, melhorar a eficiência energética, reduzindo as emissões

Em geral, as políticas e distorções que dependem do tamanho têm o potencial de gerar problemas de má alocação. Na região, esse problema está fortemente associado à informalidade, que ajuda algumas empresas, geralmente as menores, a contornar as regulamentações. Isso faz com que as políticas e as regulamentações tenham, de fato, um viés em função do tamanho, com as implicações de eficiência de alocação que isso implica. Portanto, a informalidade produtiva também é um desafio para a transição energética (vide quadro 10.7).

O conjunto de evidências documentadas nesta seção parece respaldar a ideia de que promover a eficiência energética pode resultar em maior produtividade¹⁰ e crescimento. Reciprocamente, as políticas que promovem a produtividade podem contribuir de modo significativo para alcançar o desacoplamento e favorecer a redução das emissões energéticas. Portanto, o desenvolvimento produtivo torna-se um aliado do meio ambiente.

¹⁰ O desenho das políticas energéticas em nível empresarial pode promover o aumento da produção como uma estratégia para cumprir com as regulamentações ambientais, com um impacto reduzido no nível absoluto de emissões. Por exemplo, no caso da Índia, Bansal et al. (2023) demonstram que as fábricas tentaram cumprir com o mandato de intensidade energética (energia consumida por unidade de produção) imposto pela regulamentação aumentando sua produção, em vez de reduzir seu consumo de energia por meio de melhorias tecnológicas.

Quadro 10.7

Outro desafio para a transição energética: a informalidade produtiva

Sabe-se que a região da América Latina e do Caribe se caracteriza por uma grande proporção de empresas de pequeno porte, que operam à margem da regulamentação estatal. Por sua natureza, as empresas informais ficariam fora dos marcos regulatórios que punem as emissões de CO₂. Aliás, a presença de regulamentações ambientais pode favorecer o crescimento do setor informal, com todas as implicações produtivas que isso acarreta.

Neste sentido, Abid et al. (2023) estudam o impacto dos impostos sobre o carbono em 25 economias da África Subsaariana. São economias em desenvolvimento com níveis de informalidade até superiores aos observados na América Latina e no Caribe. O artigo mostra que a regulamentação ambiental aumentaria a pegada de carbono da economia ao incentivar ainda mais a informalidade e argumenta que os impostos tradicionais sobre o carbono não seriam apropriados para economias com alta informalidade, uma vez que incentivam as empresas formais a mover parte de suas atividades para a informalidade.

Este fenômeno não apenas afeta as emissões de carbono, mas também pode ter um impacto considerável na emissão de poluentes da água e do ar. Bali Swain et al. (2020) mostram que, em países em desenvolvimento, o setor informal tem um impacto significativo na poluição local tanto do ar quanto da água, explicado principalmente pela falta de controle sobre suas práticas. Bali Swain et al. (2020), Brännlund et al. (2017) e Gani (2012) demonstram que reduções na corrupção, que implicam melhorias na eficiência do controle ambiental, podem ter efeitos positivos relevantes na qualidade ambiental, e isso é especialmente importante para países com uma grande economia informal.

A política produtiva e ambiental deverá, então, internalizar em seu desenho a propensão das empresas da região à informalidade. O aprimoramento das capacidades de fiscalização do estado é um ingrediente indispensável do leque de políticas para a transição energética.

Aproveitando as vantagens naturais: novas oportunidades no contexto da transição energética

Outro conjunto de argumentos que conecta a esfera climática com a produtiva diz respeito à forma como os países da região podem explorar suas vantagens naturais para ganhar competitividade e melhorar sua inserção internacional diante da transição energética. Neste contexto se analisa o chamado *powershoring* e a potencial inserção em cadeias de valor, bem como as novas regulamentações de carbono no comércio internacional, entre elas os mecanismos de ajuste na fronteira e os clubes do clima.

Powershoring: a energia limpa como política de industrialização¹¹

A última década foi testemunha de um grande movimento nas operações de produção e distribuição global de mercadorias como resultado de diversos fatores que estão redesenhando o mapa dos investimentos diretos e das cadeias globais de valor (CGV). As crises financeiras, as mudanças tecnológicas que

¹¹ Esta seção está baseada em uma nota interna desenvolvida por Juan Carlos Elorza para o relatório. Além do *powershoring*, outra oportunidade para a região surge de sua abundância de minerais críticos para a transição energética, assunto explorado no capítulo 9.

eliminaram a vantagem comparativa da mão de obra barata, a guerra comercial com a China, os conflitos bélicos, a pandemia de COVID-19 e a quarentena global levaram a uma recomposição nos atores das cadeias de abastecimento e à realocação de plantas de produção para reparar, reduzir ou evitar novas rupturas das CGV. Esse fenômeno tem sido chamado alternativamente, dependendo de sua causa ou resultado final, de *reshoring*, *nearshoring* ou *friendshoring*, entre outros termos (em oposição a *off-shoring* [localização no exterior]).

Hoje, outros fatores determinantes estão ganhando força na realocação de investimentos para a produção. Trata-se dos padrões de sustentabilidade ambiental e da obrigação de reduzir a pegada de carbono nos processos de fabricação e comercialização de mercadorias mundialmente, onde o uso das chamadas energias limpas e renováveis desempenha um papel muito importante.

Essa estratégia de selecionar localizações geográficas que oferecem ampla disponibilidade de fontes de energia limpa e sustentável, como a eólica, solar, hidrelétrica ou geotérmica, para produzir e evitar as barreiras comerciais associadas à pegada de carbono, é chamada de *powershoring*. Trata-se de uma estratégia empresarial de realocação produtiva baseada na progressiva conscientização e demanda por fontes de energia renovável e sustentável, bem como na procura por formas rentáveis de produzir e consumir energia, mas respeitando o meio ambiente.

O *powershoring* não apenas traz benefícios para o meio ambiente, mas também tem o potencial de melhorar a competitividade das empresas da região, na medida em que o comércio puna o conteúdo de carbono dos produtos, como explicado na seção seguinte, e que as empresas na região possam ter acesso à energia limpa a preços competitivos. Ademais, os modelos atuais de produção de energia sustentável contribuem para a criação de cadeias produtivas com emprego local formal e de qualidade. Logicamente, como em qualquer caso de estratégia de realocação da produção, esse potencial impulsionará a criação de empresas e cadeias de valor em diversos setores, desde que combinadas com políticas públicas favoráveis ao investimento estrangeiro e à transição produtiva

para energias limpas, bem como com um entorno institucional favorável.

A América Latina e o Caribe tem uma grande oportunidade no *powershoring*, pois possui uma boa capacidade de geração de energias limpas, mas isso não dispensa os países de criarem ambientes empresariais atrativos para o investimento produtivo. Em particular, o *powershoring* exige considerar múltiplos fatores. Entre eles estão a infraestrutura de transporte, a capacidade logística, a eficiência da cadeia de suprimentos, as regulamentações locais, as condições econômicas e políticas dos países e a existência de incentivos governamentais. Além disso, são necessárias políticas favoráveis à produção e consumo de energias renováveis, que considerem o uso intensivo de novas tecnologias, uma oferta adequada de capital humano e uma infraestrutura de energia limpa bem desenvolvida, que permita ligar as fontes de produção aos centros de consumo.



A região possui uma boa capacidade de geração de energias limpas, mas isso não dispensa os países de criarem ambientes empresariais atrativos para o investimento produtivo

Por outro lado, o *powershoring* tem implicações socioeconômicas que precisam ser consideradas. Algumas delas, como a provável realocação e substituição de empregos, a transferência de tecnologia e a possível dependência das políticas e regulamentações técnicas de outros países ou regiões, já foram discutidas no contexto geral da transição energética. É fundamental considerar cuidadosamente os aspectos econômicos, ambientais e sociais ao impulsionar a estratégia de *powershoring* na tomada de decisões empresariais e na adoção de políticas pelos países.

Novas regulamentações para o comércio de bens com pegada de carbono

A aplicação das regulamentações ambientais impõe custos aos países, afetando sua competitividade. Por exemplo, a aplicação de um imposto sobre o carbono em um país aumenta os custos da energia de

origem fóssil e da produção de bens com uso intensivo de fósseis em comparação com outro país sem impostos sobre o carbono ou com uma tributação menor. Isso cria incentivos perversos para os países e pode desencadear efeitos não desejados sobre a localização das empresas e o nível de emissões. O quadro 10.8 descreve um exemplo desses custos no caso do alumínio.

Quadro 10.8 Mecanismos de ajustes na fronteira para o alumínio na Europa

A União Europeia planeja implementar seu mecanismo de ajuste de fronteira (CBAM) em 2026, para igualar o custo do preço do carbono imposto aos produtores locais com o custo implícito de determinados produtos no país de origem. Este CBAM atuaria como uma tarifa sobre as importações. Sua implementação seria gradativa, começando em 2026, e aumentando progressivamente até 2034.

Para mostrar os possíveis efeitos da implementação de tal mecanismo, usa-se o exemplo do alumínio. De acordo com um relatório do banco ING (2023) um primeiro efeito seria um possível aumento de preço sofrido pelos consumidores europeus. Além disso, espera-se que haja um efeito negativo nos fluxos comerciais de importação e exportação. Em terceiro lugar, e este talvez seja um ponto lógico, mas central, da análise, o relatório reconhece que nem todos os países e nem todos os setores serão afetados da mesma forma.

No setor de alumínio, a primeira grande diferença é a atual adesão às regulamentações. Países como a Noruega, a Islândia (primeiro e terceiro maiores fornecedores de alumínio para a UE, respectivamente), Liechtenstein e a Suíça não serão afetados pela implementação da CBAM, pois já fazem parte do esquema de comércio dos direitos de emissões (ETS, na sigla em inglês) da União Europeia. O caso é diferente para a China, onde se espera que os fluxos de alumínio e outros produtos exportáveis sofram uma queda após a implementação do CBAM (Chen, 2023). O custo dos produtos de alumínio chineses pode aumentar marginalmente em 17%, o que, logicamente, os tornaria menos competitivos. No entanto, o relatório também reconhece a possibilidade de a China implementar políticas para fortalecer seu ETS em curto e médio prazo, aproximando-o dos requisitos propostos pela UE.

O caso da Índia parece ser ainda mais complexo. Este país não possui impostos sobre o carbono nem um ETS institucionalizado. A brecha em relação às exigências da UE parece ser ainda maior, somada ao fato de que a produção indiana de alumínio traz consigo a maior intensidade de emissões do mundo nesse setor. O custo de importação de produtos de alumínio da Índia poderá sofrer um aumento de até 40% após a implementação do CBAM.

Fonte: Elaboração própria com base no ING (2023).

Tendo em vista esse problema, alguns países começaram a implementar mecanismos para evitar a perda de competitividade de suas empresas por meio do cumprimento de regulamentações ambientais mais rígidas ou da localização estratégica de empresas em países com regulamentações ambientais mais brandas, sem reduzir seus níveis de emissão. A desvantagem desses instrumentos é que outorgam mais competitividade às empresas localizadas em países com energia limpa do que àquelas localizadas em países com energia fóssil, promovendo o *powerhoring*.

Um primeiro instrumento nessa linha é o mecanismo de ajuste de carbono na fronteira (CBAM, na sigla em inglês) que está sendo discutido na União Europeia (UE). Esse instrumento exige que se pague pelos bens importados um valor semelhante ao que teriam pago por emissões de GEE se tivessem sido produzidos em um país membro. Esses ajustes na fronteira podem ser para todos os setores ou para setores específicos, por exemplo, os de uso mais intensivo de energia, como o alumínio, o aço ou os fertilizantes (Banco Mundial, 2022).

Um segundo instrumento em debate é o do clube climático (*climate club*). Em teoria, isso consiste em uma associação de Estados com níveis similares de ambição em matéria de política climática, que se agrupam para definir ações e políticas internas e utilizam a política comercial para punir países não membros por terem regulamentações ambientais menos ambiciosas (Nordhaus, 2015), ou seja, usam a política comercial como uma ferramenta de punição. Ao contrário do Acordo de Paris, eles visam uniformizar as políticas climáticas dos membros e impor sanções aos não participantes. Para que um instrumento deste tipo funcione, é necessária uma massa crítica de membros com peso no comércio internacional, que gere os incentivos necessários para pertencer ao clube.

Outro instrumento em discussão são os padrões de conteúdo de carbono nos produtos. No entanto, os altos custos de implementação relacionados, entre outras coisas, com a necessidade de desenvolver metodologias para contabilização e certificação de carbono, levaram à baixa ou nula implementação dessa iniciativa.

Instrumentos transversais para a transição energética

Neste relatório foram discutidas políticas e iniciativas específicas, seja do lado da oferta de energia (capítulos 3, 4 e 5) ou da demanda de energia (capítulos 6, 7 e 8). Há também alguns instrumentos mais

transversais, que são fundamentais para favorecer uma transição energética justa e que são apresentados nesta seção.

Financiamento verde e importância das taxonomias verdes

Embora seja difícil conhecer os montantes de investimentos necessários para avançar na transição energética de forma consistente com os compromissos assumidos, espera-se que sejam significativos. O capítulo 1 deste relatório sugere que as necessidades globais de financiamento para investimentos em adaptação e mitigação das mudanças climáticas giram em torno de 1,3% do PIB ao ano até 2050, dos quais 75% estão concentrados

no setor de geração e distribuição de energia (ETC, 2023a). As poucas estimativas para a região indicam necessidades de investimentos importantes (vide quadro 10.9).

Quadro 10.9

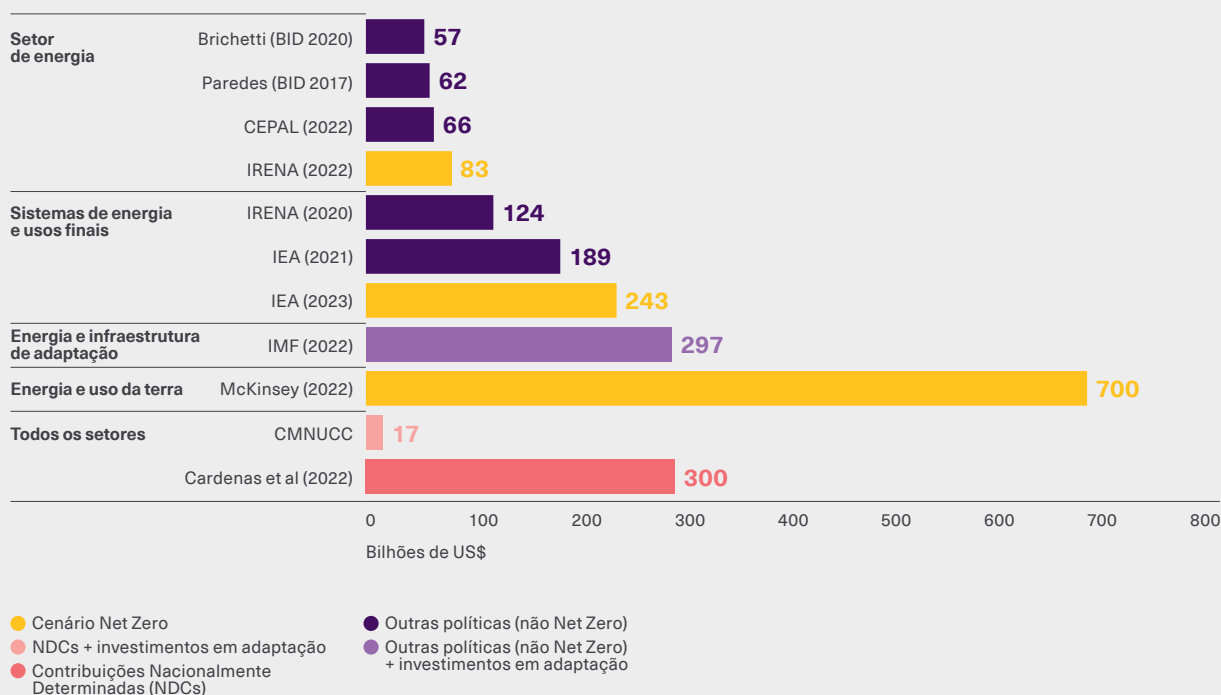
Necessidades de financiamento na América Latina e no Caribe

Palacios e Guzmán (2023) apresentam medições consolidadas das necessidades de financiamento para a estratégia climática na região. Os autores destacam a ampla faixa de valores devido ao escopo (setores), aos objetivos (mitigação versus mitigação mais adaptação) e aos cenários considerados.

Alguns estudos que se concentram nas necessidades para os sistemas energéticos encontram valores que variam entre US\$ 57 bilhões e US\$ 83 bilhões anuais. Outros, que também incorporam as necessidades de financiamento dos usuários finais, encontram cifras que podem variar entre US\$ 124 bilhões e US\$ 243 bilhões por ano (vide gráfico 1).

Gráfico 1

Estimativas das necessidades de investimento anual na transição energética da América Latina e do Caribe (bilhões de dólares)

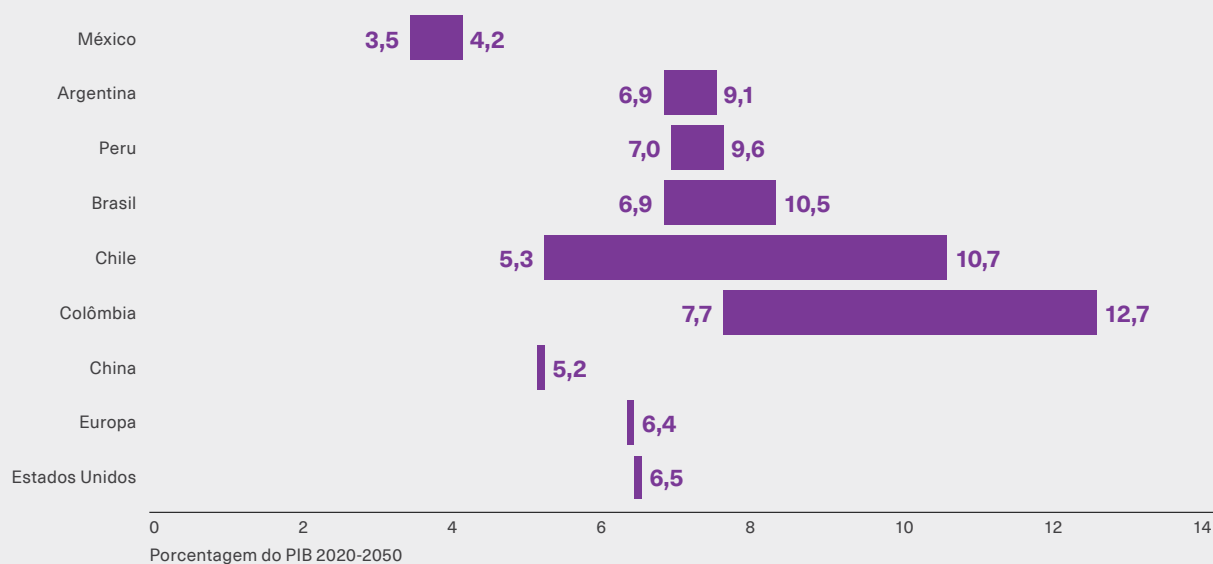


Fonte: Palacios e Guzmán (2023).

O estudo de Cárdenas e Orozco (2022), por sua vez, apresenta estimativas para alcançar os objetivos estabelecidos nas NDCs em seis países da região. Os cálculos estão baseados em dois modelos diferentes e, portanto, geram um intervalo para cada país da região. Os autores encontram estimativas que variam em média de 7% a 11% do PIB por ano, valores superiores aos montantes requeridos nos países desenvolvidos, que giram em torno de 6,5%.

Gráfico 2

Despesas necessárias para atingir as metas de contribuições nacionalmente determinadas



Nota: As barras do gráfico representam faixas estimadas de investimento para cada país ou região.

Fonte: Cárdenas e Orozco (2022).

Os autores ressaltam que as maiores necessidades de financiamento na região decorrem dos menores níveis de produto e produtividade de suas economias, das necessidades de crescer mais rapidamente, o que exige maiores esforços de mitigação, e da presença de significativos custos de realocação de ativos provenientes de indústrias fósseis.

Conforme discutido no início do capítulo, essa transição energética deve ser justa, e o financiamento verde pode ser uma ferramenta para ajudar a alcançar esse objetivo. Os países desenvolvidos que alcançaram este status com uma estratégia de crescimento mais intensiva em emissões podem alocar recursos para ajudar os países em desenvolvimento a adotar estratégias para fechar a lacuna de renda por habitante entre ambos e, ao mesmo tempo, reduzir as quantidades de GEE liberadas.

Uma análise da evolução do financiamento climático¹² na América Latina e no Caribe entre 2013 e 2020 mostra que ele oscilou entre US\$ 14,77 bilhões em 2016 e US\$ 22,911 bilhões em 2020 (Schneider, 2023). Neste período, houve um aumento na participação do financiamento de bancos multilaterais de desenvolvimento, títulos verdes e fundos climáticos e uma queda na participação dos bancos nacionais de desenvolvimento¹³. O quadro 10.10 discute algumas das iniciativas de financiamento da transição energética do CAF - banco de Desenvolvimento da América Latina e do Caribe.

¹² Isso inclui todo o financiamento climático e não apenas o relacionado ao setor de energia.

¹³ Para mais detalhes, consulte Schneider et al. (2023).

Quadro 10.10

Financiando a transição justa

O CAF possui uma longa tradição de financiamento de projetos destinados a promover uma transição justa na região. Além de sua participação em projetos icônicos, como o Metrô de São Paulo, o Metrô de Quito ou o Gasoduto Néstor Kirchner na Argentina, este banco de desenvolvimento tem desempenhado um papel de destaque no financiamento de projetos específicos de geração de energia renovável. A composição do portfólio de projetos nessa área e seus resultados foram analisados em um estudo realizado por Paniagua (2023).

Entre 2014 e 2023, o CAF financiou 11 projetos desse tipo, totalizando um montante de US\$ 347 milhões na Argentina, Brasil, Chile, Equador, Peru e Uruguai. Estes projetos consistiram na construção, implementação e manutenção de 6 parques eólicos, 26 usinas solares e 2 centrais hidrelétricas, que contribuiriam com 2.850 GWh de geração de energia elétrica por ano^a, o que equivale a abastecer energia para um total de 1.101.980 famílias.

Estima-se que, desde o início de suas operações até 2022, essa geração de energia proveniente de fontes renováveis reduziu as emissões de GEE em um total de quase 4 milhões de toneladas de CO₂ equivalente (tCO₂eq). Nesse último ano, a redução de emissões de GEE por esses projetos totalizou quase um milhão de tCO₂eq, o que representa 1,1% do total de emissões de CO₂eq atribuíveis à geração de energia elétrica conectada à rede desses seis países.

Alguns projetos a destacar incluem, na Argentina, o parque solar Cafayate e os parques eólicos Villalonga e Chubut Norte; no Brasil, o financiamento do parque solar Chico Mendes; no Chile, o parque solar fotovoltaico no Atacama; no Equador, a central hidrelétrica em DUE Hidroalto; no Peru, os parques eólicos Marcona, Tres Hermanas, Huambos e Dunas e a central hidrelétrica La Virgen; e no Uruguai, o parque eólico Artilleros Rouar.

a. O cálculo não inclui as contribuições da usina solar Chico Mendes no Brasil e de 23 painéis solares no Chile.

Fonte: Paniagua (2023).

O Relatório de Economia e Desenvolvimento de 2023 (Brassiolo et al., 2023) discute cinco pontos centrais relacionados ao financiamento climático internacional. Um primeiro ponto é que os fluxos de recursos disponíveis para financiamento verde, considerando as diferentes fontes públicas e privadas, são, geralmente, de uma ordem de grandeza inferior às necessidades de investimento, o que requer ações para canalizar recursos adicionais.

Outro ponto essencial está relacionado com a estratégia ideal das iniciativas a serem financiadas. Os credores têm incentivos para financiar atividades de mitigação, pois elas geram um fluxo de receitas e são mais facilmente verificáveis, ao contrário das atividades de adaptação, em que esse fluxo não é obtido e é mais difícil observar as ações e resultados das

políticas adotadas. Isso pode levar a que os projetos efetivamente financiados não sejam os ideais quando se considera a redução de emissões e a preservação da biodiversidade.

O terceiro ponto levantado é que os fundos multilaterais para o clima podem ajudar a canalizar o financiamento para atividades verdes, aumentando a visibilidade dos aportes de cada país para as metas climáticas, além de contribuir para que um montante mais elevado de fundos assuma a forma de transferências não reembolsáveis em vez de empréstimos. Isso permite que os países em desenvolvimento cumpram as metas climáticas sem sacrificar os fundos disponíveis para outras metas de desenvolvimento.

Um quarto ponto importante é o desenvolvimento e aprimoramento de métodos para calcular as necessidades de financiamento necessárias para atingir os objetivos climáticos. Isso pode ajudar a compreender melhor o desafio global e a orientar a alocação de recursos para ações de mitigação, adaptação e compensação por danos.

Por último, o relatório aponta para a necessidade de aumentar a transparência sobre os montantes alocados para projetos climáticos. Neste sentido, o desenvolvimento de taxonomias verdes claras, aprimoramento nos métodos do relatório e classificação para projetos verdes poderiam ajudar a aumentar a transparência e alcançar critérios mais homogêneos entre os países.

Uma taxonomia verde é uma ferramenta para classificar atividades econômicas ou ativos financeiros que contribuem para a realização de objetivos ambientais. Ela serve para ajudar investidores e agentes financeiros a determinar quais investimentos são ambientalmente sustentáveis e, portanto, atendem à designação “verde”. Isso é feito com base em determinados critérios, que normalmente incluem redução de emissões de GEE, eficiência de recursos, proteção da biodiversidade e promoção da economia circular, entre outros.

A principal utilidade das taxonomias é que elas permitem criar uma linguagem comum para as finanças nessa área e dão um sinal claro aos investidores e aos agentes dos setores público e privado sobre o que é um investimento verde. Dessa forma, elas contribuem para melhorar a confiabilidade e comparabilidade das informações, essencial para a mobilização de recursos para investimentos ambientais compatíveis com o desenvolvimento sustentável, evitando a chamada lavagem verde (*greenwashing*). Também facilitam a criação de marcos regulatórios que promovem o investimento e o desenvolvimento de atividades sustentáveis e contribuem para o desenvolvimento de políticas alinhadas aos objetivos de sustentabilidade e redução de emissões.

●● Uma taxonomia verde permite criar uma linguagem comum para as finanças e dar um sinal claro aos investidores e aos agentes dos setores público e privado sobre o que é um investimento verde

Existem, atualmente, várias iniciativas globais para taxonomias ou classificações verdes. Uma delas é a do CAF, que identifica negócios verdes em dez setores estratégicos e estabelece os critérios e indicadores que devem ser cumpridos para avançar rumo a negócios mais verdes (Gómez García et al., 2022). A taxonomia da Iniciativa de Títulos Climáticos (CBI, na sigla em inglês), lançada em 2014, serve de guia para o desenvolvimento de critérios de certificação para setores e atividades na economia global.

Também existem taxonomias nacionais estabelecidas por normas ou legislações dos países, criadas principalmente para ter sistemas de classificação verde alinhados com as circunstâncias locais de cada um. O caso pioneiro é o da China, cuja taxonomia foi lançada em 2015 e atualizada em 2020, consistindo, principalmente, em um catálogo de projetos para títulos verdes. Por sua vez, a União Europeia desenvolveu uma taxonomia que começou a ser aplicada em 2020 e constitui a principal base para várias das iniciativas realizadas ou em processo de desenvolvimento em diferentes países. Esta taxonomia consiste em um sistema de classificação das atividades econômicas (e não de produtos financeiros) consideradas ambientalmente sustentáveis¹⁴. Na América Latina e no Caribe, o Brasil foi o primeiro país a ter uma classificação verde própria em 2015, seguido atualmente pela Colômbia e México (desde 2022 e 2023, respectivamente), além de vários países que estão em processo de desenvolvê-la (como Argentina, Chile, Peru e República Dominicana¹⁵).

14 Outros países com taxonomias verdes são Canadá, França, Japão e Países Baixos.

15 A Argentina, no âmbito da Mesa Redonda Técnica sobre Finanças Sustentáveis, apresentou um projeto para a construção de um roteiro para o desenvolvimento de uma taxonomia de finanças sustentáveis, com o apoio do Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD). O Chile publicou, em 2021, o Roteiro para uma Taxonomia, que é um guia para o desenvolvimento de uma taxonomia verde pelo governo, com o apoio do Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) e da CBI. Na República Dominicana, a Superintendência do Mercado de Valores lançou o projeto Taxonomia Verde na República Dominicana. No Peru, o Ministério do Meio Ambiente está desenvolvendo um sistema de classificação para atividades econômicas verdes.

Em termos gerais, todas essas taxonomias definem objetivos ambientais e estabelecem setores, sub-setores e atividades econômicas que os cumprem. Também estabelecem critérios e limites que cada atividade deve atender para ser considerada ambientalmente sustentável. As principais diferenças entre as taxonomias decorrem dos setores que cada uma abrange e, dentro de determinados setores, os critérios de elegibilidade das atividades “verdes”¹⁶. Uma mesma taxonomia pode ser revisada ou atualizada ao longo do tempo, por exemplo, para incluir atividades não contempladas anteriormente, pois não são instrumentos estáticos (vide o apêndice do capítulo disponível on-line)¹⁷.

Grandes diferenças entre as taxonomias podem afetar sua comparabilidade e interoperabilidade,

com a consequente dificuldade de canalizar o fluxo de capitais verdes internacionais. Nesse sentido, é necessário criar e coordenar uma estrutura comum, que estabeleça princípios e harmonize critérios para o desenvolvimento de taxonomias nacionais ou regionais. Nos últimos anos, houve progresso nessa direção. Por exemplo, a Plataforma Internacional de Finanças Sustentáveis (IPSF, na sigla em inglês) desenvolveu em 2021 uma “Taxonomia base” (“*Common Ground Taxonomy*” [CGT]), que destaca os pontos em comum e as diferenças de abordagens entre as taxonomias da União Europeia e da China. Na América Latina e no Caribe, foi publicada o Quadro Comum para Taxonomias de Finanças Sustentáveis, que estabelece princípios orientadores para guiar os países que se encontram no processo de desenvolver taxonomias verdes.

Mercados de carbono e impostos ao carbono

A primeira pergunta que vale a pena fazer é: por que os mercados de carbono ou os impostos sobre o carbono são necessários? A resposta é que as emissões de GEE geram uma externalidade negativa para o restante do planeta, pois esses gases se espalham na atmosfera contribuindo para o aquecimento global e, em alguns casos, geram material particulado com efeitos negativos em outras dimensões do bem-estar. Na literatura econômica, a solução tradicional para esse tipo de problema tem sido estabelecer um imposto que reflita o custo social de externalidade. Os impostos sobre o carbono, os preços do carbono ou os mercados de compensação cumprem o objetivo de colocar um preço na externalidade gerada. No entanto, calcular esse imposto ou preço e aplicar a regulamentação é uma tarefa muito complicada, o que explica o diferente grau de progresso e a dispersão dos preços do carbono em diferentes países¹⁸.



Os impostos sobre o carbono, os preços do carbono ou os mercados de compensação cumprem o objetivo de colocar um preço na externalidade gerada pelas emissões de GEE

Além disso, os gastos decorrentes do cumprimento da regulamentação ambiental passam a fazer parte da estrutura de custos da empresa, afetando a localização da produção. Eles também afetam os volumes e os preços de venda dos produtos, tornando necessário alcançar um certo grau de acordo internacional se quisermos evitar que empresas ou países incorram em comportamentos oportunistas em relação aos objetivos ambientais. Instrumentos como os clubes do clima ou os mecanismos de ajuste na fronteira, discutidos anteriormente, são

16 Por exemplo, as taxonomias da Colômbia e da UE incluem atividades para os setores de cimento, alumínio e aço; outras, como a da França e a dos Países Baixos, não incluem, enquanto a taxonomia da CBI as inclui sob revisão.

17 Por exemplo, em sua fase inicial, a taxonomia da UE não incluía atividades relacionadas à energia nuclear e ao gás na lista de atividades econômicas ambientalmente sustentáveis. A Comissão Europeia decidiu agora alterar o regulamento da taxonomia para incluir ambas as fontes, pois as considera necessárias na transição para a descarbonização da economia.

18 A dificuldade surge de diferentes elementos, entre os quais podemos destacar os seguintes: a incerteza nos níveis de produção e o conjunto de eventos que ocorrerão na economia; o componente dinâmico do problema das emissões, que obriga a considerar não apenas as gerações presentes, mas também as futuras, e a escolher um valor de desconto para este tipo de problemas; e o impacto que o estoque de carbono atual tem na produção e na produtividade da economia, assim como o quanto é adicionado ao estoque de carbono na atmosfera.

iniciativas que buscam esse consenso internacional para punir esse tipo de comportamento.

Os mercados de carbono, seguindo a definição das Nações Unidas (PNUD, 2022), são sistemas comerciais onde são negociados créditos de carbono. Diferentes agentes econômicos, como empresas ou famílias, podem compensar suas emissões através da aquisição de créditos de carbono oferecidos por outros agentes que eliminam ou reduzem as emissões de GEE. Uma vez utilizado este crédito, não é possível negociá-lo novamente. Esses mercados de carbono podem ser de dois tipos: regulados, onde as empresas e entidades compram créditos para cumprir regulamentações nacionais ou internacionais, ou voluntários, onde as empresas e entidades compram créditos de forma facultativa (PNUD, 2022). No primeiro caso, o Estado atribui a reserva de permissões de emissões em função de seus objetivos de mitigação, enquanto no caso voluntário, a oferta é proveniente de atores privados ou governos que desenvolvem projetos de redução ou eliminação de carbono, que são os ofertantes dos créditos, enquanto a demanda vem de atores particulares que desejam reduzir sua pegada de carbono. Os mercados de compensação nacionais, geralmente, estão intimamente ligados a esquemas de preços de carbono, nos quais é permitido substituir o pagamento do imposto de carbono pela compra de créditos de carbono¹⁹.

Uma forma de mercado de conformidade são os esquemas de comércio de direitos de emissões (ETS)²⁰. Nesses mercados, são atribuídas permissões de emissão, por exemplo, em um sistema de comércio de emissões (conhecido por sua designação em inglês, *cap and trade*). As empresas ou países que excedem seus níveis de emissões de carbono deverão adquirir créditos de outras empresas que não tenham utilizado os seus, ou seja, as permissões de emissão são comercializadas. O preço das permissões surgirá da oferta e demanda.

Os impostos sobre o carbono, por sua vez, estabelecem um preço para a emissão de CO₂ e outros GEE. O governo define um preço por tonelada de CO₂ equivalente, e as quantidades de emissões são ajustadas com base neste preço. Além de atribuir o custo social às emissões de GEE, esses impostos geram receitas fiscais que podem ser usadas para financiar projetos necessários para a transição energética. Sob certas condições, os preços por tonelada de carbono e as quantidades emitidas de CO₂ equivalente sob regimes de cumprimento, como os discutidos anteriormente, são idênticos aos gerados em um regime de impostos sobre o carbono.

Entre as vantagens dos mercados de carbono, encontra-se a de seu preço ser determinado pelo mercado, enquanto o imposto sobre o carbono requer procedimentos administrativos para alterar seu valor. Isso pode proporcionar aos mercados de carbono mais flexibilidade para se ajustarem a situações específicas da economia. Por outro lado, em termos de cooperação internacional, os impostos sobre o carbono exigiriam uma unificação global do preço por tonelada de CO₂ equivalente ou mecanismos de ajuste na fronteira para evitar o que se chama fugas de carbono²¹, ao passo que se estas fugas ocorressem nos mercados de carbono, levariam a um aumento no preço devido à maior demanda por permissões de emissão.

Finalmente, nos mercados de carbono, há uma maior volatilidade nos preços do carbono, pois estes são determinados pela oferta e procura, ao contrário dos impostos sobre o carbono, que são fixados pelo governo e, como mencionado, requerem procedimentos administrativos para serem ajustados.

19 Para mais detalhes, consulte o capítulo 4 da RED 2023 (Brassiolo et al., 2023).

20 Há diferentes maneiras de distribuir essas permissões de emissão, algumas das quais (por exemplo, leilões) dão ao governo a possibilidade de gerar receitas fiscais com elas.

21 Elas se referem às emissões de empresas que migram sua produção de países com regulamentações rígidas para países onde são mais permissivas (fabricando e poluindo em quantidades semelhantes), de modo que elas não contam mais para o país inicial, mas para o país de acolhimento.



Captura, uso e armazenamento de carbono (CUAC)

Mesmo em cenários de emissões líquidas zero, a descarbonização total das economias não está prevista até meados do século XXI (capítulo 1). A presença de setores de difícil descarbonização (vide capítulos 6 e 8) ou a necessidade de usar usinas térmicas para dar respaldo aos sistemas elétricos (vide capítulo 4) são alguns desses motivos. Isso destaca a necessidade de avançar no desenvolvimento de tecnologias de captura, uso e armazenamento de carbono para eliminar as emissões associadas aos combustíveis fósseis que continuam a ser usados. Entretanto, os incentivos para a penetração dessas tecnologias estarão condicionados pelo custo atribuído às emissões de GEE.

O processo natural de captura, uso e armazenamento de carbono (CUAC) ocorre por meio da expansão da cobertura florestal (por exemplo, reflorestamento ou florestamento). Se, por outro lado, os novos cultivos forem planejados para a conservação da biodiversidade, ocorrerá um duplo benefício (Pörtner et al., 2021)²².

Na medida em que a recuperação de carbono não é alcançada por meios naturais, as soluções tecnológicas que foram desenvolvidas podem ter um espaço no conjunto de medidas de mitigação. A cadeia de valor da CUAC tem três elos fundamentais, não necessariamente integrados, que são (i) a captura de carbono, (ii) o transporte do CO₂ capturado para os locais de armazenamento, e (iii) o uso alternativo do CO₂ ou seu armazenamento. As opções para reduzir as quantidades de carbono liberadas e que chegam à atmosfera são amplas.

Dentro das opções tecnológicas de CUAC, as aplicações mais desenvolvidas ocorrem nos setores elétrico e industrial. Na fase de captura, existem dois tipos de tecnologia: aquela que capta as emissões diretamente no local de emissão (um local físico, como uma fábrica ou uma usina geradora térmica) e aquelas que capturam emissões do ar (captura direta de ar [DAC, na sigla em inglês]),

provenientes de várias fontes fixas ou móveis. Esta última tecnologia é mais cara, uma vez que consome mais energia e tem custos mais elevados para uma determinada captura.

O condicionamento de geradores a gás natural com CUAC proporciona ao sistema uma fonte de geração firme, com menos emissões do que uma planta convencional. Também foram desenvolvidas tecnologias de captura no refino de petróleo, processamento de gás natural liquefeito e na produção de fertilizantes. Além disso, estão em andamento projetos de captura de carbono na produção de cimento, aço e outras atividades industriais.



A descarbonização total das economias não está prevista até meados do século XXI. Isso destaca a necessidade de avançar no desenvolvimento de tecnologias de captura, uso e armazenamento de carbono

A CUAC industrial está em pleno desenvolvimento e permitirá reter entre 90% e 99% das emissões de CO₂ em uma planta (conforme estimativas apresentadas por Paltsev et al., 2021). Por outro lado, essa atividade poderia recuperar parte do valor dos ativos energéticos com risco de abandono nos processos de transição, uma vez que seu efeito negativo sobre o clima seria menor (Clark e Herzog, 2014; IPCC, 2005). Por fim, no setor elétrico, houve avanços em tecnologias de bioenergia com captura e armazenamento de carbono (BECCS, na sigla em inglês), que fornecem emissões negativas.

Para que essas tecnologias sejam economicamente viáveis, é necessário que os investidores percebam que essa atividade tem uma valorização e que ela reflita os custos ambientais no futuro. Por exemplo,

²² Existem várias opções intermediárias para a captura de CO₂, como a meteorização melhorada (estimulação do processo de degradação de rochas e liberação de cátions para melhorar a captura de CO₂), práticas aprimoradas para a captura de CO₂ no solo (mudanças no uso da terra que melhoram a absorção de gases) e a fertilização oceânica (para estimular a captura de CO₂). Para mais detalhes, consulte Terlouw et al. (2021).

estima-se que a CUAC seja viável em setores como cimento, ferro, aço e geração de energia a US\$ 100/tCO₂ (AIE, 2021d), mas a implementação em nível nacional é variada²³.

Até o ano de 2022, a capacidade de captura dos projetos de CUAC em operação e em execução

nos setores elétrico, industrial e de transformação alcançou 45 milhões de toneladas de CO₂ (MtCO₂) ao ano, com expectativas para 2030 de 383 MtCO₂ entre projetos em operação, em desenvolvimento e em fase de viabilidade, muito abaixo das 1.176 MtCO₂ que corresponderiam a um cenário de carbono líquido zero (AIE, 2023d).

Economia circular

A transição para uma economia com baixa emissão de carbono requer, necessariamente, a transformação do paradigma de desenvolvimento dominante para um que seja compatível com o objetivo conjunto de desenvolvimento econômico, sustentável e inclusivo.

Nesse sentido, a economia circular (EC) visa substituir o modelo atual de economia linear, que envolve extração, produção, consumo e desperdício, por um modelo circular no qual o fluxo de resíduos retorna ao sistema produtivo para ser utilizado como recurso. Dessa forma, a EC permite aumentar a eficiência no uso dos recursos naturais, contribuindo assim para o equilíbrio entre economia, meio ambiente e sociedade (Ghisellini et al., 2016) e, portanto, desempenha um papel fundamental na transição energética.

A economia circular é uma abordagem sistêmica dos processos industriais e da atividade econômica, que permite que os recursos mantenham seu máximo valor durante o maior tempo possível (UN Environment, 2019).

A economia circular é fundamentada em uma série de pilares que representam estratégias a serem desenvolvidas nos processos de produção, distribuição e consumo para alcançar um sistema eficiente na gestão de recursos (vide figura 10.1). Embora atualmente sua implementação se concentre principalmente nas

atividades de reduzir, reutilizar e reciclar (política dos 3Rs), observam-se avanços significativos em todo o mundo na adoção de outras estratégias, como recusar e repensar, nas quais a educação ambiental e de sustentabilidade é crucial.



A economia circular permite aumentar a eficiência no uso dos recursos naturais, contribuindo assim para o equilíbrio entre economia, meio ambiente e sociedade

A EC pode ser considerada como um objetivo intermediário para alcançar o objetivo final do desacoplamento (um conceito abordado no capítulo 2), pois consiste no redesenho de produtos e processos para maximizar o valor dos recursos na economia, com o intuito de desvincular o crescimento econômico das pressões ambientais resultantes do consumo de insumos e emissões (Ghisellini et al., 2016)²⁴.

O uso de recursos está intimamente relacionado com as tecnologias e políticas energéticas. Por exemplo, a reutilização de materiais na fabricação de tecnologias renováveis, como painéis solares e turbinas eólicas, demonstra como a economia circular pode impulsionar a sustentabilidade na produção de

23 Estudos recentes (Wilberforce et al., 2021) indicam que a prática de captura de carbono na geração elétrica de ciclo combinado pode aumentar os custos na faixa de US\$ 10 a US\$ 20 por MWh quando a captura é acompanhada por processos de reutilização do carbono e na faixa de US\$ 10 a US\$ 30 por MWh quando a captura é acompanhada por armazenamento.

24 Entretanto, há uma discussão na literatura sobre até que ponto o desacoplamento absoluto pode ser alcançado por meio das estratégias de economia circular. Isso se deve à presença do chamado "efeito rebote", ou seja, o fato de que as estratégias ecoeficientes implementadas no nível micro, que aumentam a produtividade dos recursos, podem não resultar em uma redução no uso de recursos, mas em um aumento. Se essas estratégias não conseguirem reduzir o uso de recursos, a obtenção da sustentabilidade implicará necessariamente em um declínio geral da atividade econômica em nível macro (Figge et al., 2014).

energia. Por outro lado, a EC pode ser uma ferramenta estratégica para abordar o fornecimento de minerais críticos necessários para a transição energética (vide quadro 10.11).

O desenvolvimento de uma EC requer políticas sólidas para contabilizar e gerenciar os recursos de forma eficiente. Muitos governos têm implementado políticas que abordam diferentes aspectos da economia circular²⁵. Algumas destas políticas decidiram enfrentar o problema dos resíduos através da reciclagem e da recuperação de recursos; outras concentraram-se no design e fabricação ecológica de produtos ou buscaram gerar uma mudança de comportamento para limitar a quantidade de resíduos

produzidos, para citar algumas (UN Environment, 2019). O quadro 10.11 apresenta exemplos de políticas desenvolvidas para promover a EC.

Adotar essas ou outras medidas concretas para avançar em direção a uma economia circular constitui uma necessidade no contexto da transição energética. Isso ocorre porque a transição requer não apenas inovação tecnológica, mas também mudanças nos modelos de negócio, padrões de produção mais limpos e a responsabilidade social e consciência sobre a importância de fechar os ciclos de vida dos produtos. No contexto da transição energética, a circularidade também pode contribuir para o tema dos minerais críticos, um desafio para a transição energética.

Figura 10.1
Marco conceitual da economia circular

Economia circular	Uso mais inteligente de produtos	R0. Recusar	Tornar o produto redundante abandonando sua função ou oferecendo a mesma função com um produto diferente
		R1. Repensar	Uso mais intensivo de um produto (ex.: uso compartilhado)
		R2. Reduzir	Menor consumo de recursos naturais na produção ou uso de um bem
Economia linear	Extensão da vida útil de um produto e suas partes	R3. Reusar	Uso por outro consumidor de um bem descartado que esteja em boas condições
		R4. Reparar	Reparo e manutenção de um produto com defeito para ser usado em sua função original
		R5. Restaurar	Restauração e atualização de um produto antigo
		R6. Remanufaturar	Uso de peças de um produto defeituoso para a fabricação de um novo produto com a mesma função
		R7. Realocar	Uso de peças de um produto defeituoso em um novo produto com outra função
Economia linear	Aplicação útil de materiais	R8. Reciclar	Conversão de resíduos em novos produtos ou matérias-primas
		R9. Recuperar	Incineração de materiais com recuperação de energia

Fonte: Elaboração própria com base em Kirchherr et al. (2017).

25 Por exemplo, a Dinamarca tem uma legislação que proíbe o envio de resíduos que poderiam ser reciclados para aterros sanitários e a Diretiva de Resíduos de Equipamentos Elétricos e Eletrônicos da União Europeia aborda a gestão de resíduos provenientes desses equipamentos.

Quadro 10.11

A economia circular e os minerais críticos

A construção de um mundo com emissões líquidas zero depende da energia renovável e da substituição progressiva das fontes de energia tradicionais. Para tanto, serão necessárias baterias e outros equipamentos, cuja produção depende de minerais explorados de forma centralizada em poucos países. Para enfrentar esse desafio, a economia circular será a melhor solução.

Hund et al. (2023) estimam que mais de 3 bilhões de toneladas de minerais são necessários para atender às demandas de produção e armazenamento de energia em um cenário que limita o aumento da temperatura a 2°C até 2050. Isso representa um aumento de até quase 500% em relação aos níveis atuais de demanda por alguns minerais, como lítio, grafite e cobalto, usados em tecnologias de armazenamento energético. Outras estimativas colocam a demanda por recursos como o índio em 2050 em mais de 12 vezes os níveis de produção atuais.

O redesenho de produtos, juntamente com a reutilização, a reciclagem e o reaproveitamento desses recursos, pode aliviar a pressão sobre o fornecimento de matérias-primas para atender à demanda. Existem estimativas que sugerem que a reciclagem tem o potencial de cobrir 20% da demanda desses minerais críticos nas próximas três décadas (Simas et al., 2022). Por outro lado, a implementação de boas práticas é necessária para reduzir o impacto ambiental e social da atividade de mineração. A implementação dessas boas práticas requer um sistema regulatório adequado.

A questão central não é a quantidade de minerais, pois as reservas mundiais conhecidas são suficientes para atender às projeções atuais de demanda de muitos desses recursos. O suprimento futuro enfrenta dois riscos principais: 1) a extração e a produção enfrentarão um exame cada vez mais minucioso das questões ambientais, sociais e de governança por parte dos setores que consomem esses insumos, dos investidores e do público; e 2) o acesso a esses recursos.

Quaisquer possíveis lacunas ou restrições entre a oferta e a procura podem afetar a velocidade e a escala em que determinadas tecnologias e a transição energética são implementadas. As soluções de economia circular durante o ciclo de vida dos recursos podem ser a resposta neste contexto para aliviar a pressão sobre os suprimentos de matéria-prima e atender à demanda, reduzindo a necessidade de extração e emissões ao aproveitar os materiais disponíveis no mercado.

A economia circular será fundamental para tratar das limitações geopolíticas, geográficas e econômicas, atenuando a possível volatilidade dos preços e a escassez de suprimentos. A segurança do fornecimento foi aprimorada pelas estratégias de economia circular existentes; por exemplo, o Japão e a Coreia do Sul fizeram investimentos significativos na reciclagem de índio.

No entanto, a expansão dessas estratégias de economia circular apresenta desafios de custos, concepção e técnicos. Os governos, os investidores, os produtores, as empresas e os usuários finais têm um papel central a para dar uma resposta integral às mudanças na combinação de energia e na disponibilidade de recursos. Os usuários finais provaram ser um dos mais fortes agentes de mudança para o fornecimento sustentável e responsável de minerais críticos. Os governos podem incentivar a mineração urbana a partir de produtos usados (como o lixo eletrônico). Os produtores de minerais críticos enfrentarão a escassez e aumentarão os preços e sua volatilidade, enquanto os consumidores buscarão práticas mais circulares e sustentáveis. As empresas podem ajudar em uma transição circular com esforços para reduzir o uso de metais críticos e aumentar o potencial de recuperação por meio da introdução de processos de produção circulares (KPMG, 2022).

Uma agenda para a transição justa

A transição energética é um fenômeno complexo e transformador da economia em sua totalidade. Ela deve ser abordada simultaneamente com outras estratégias de mitigação de fontes não energéticas e de forma concomitante com outros problemas de desenvolvimento dos países da América Latina e do Caribe. Consequentemente, para aproveitar as oportunidades e superar os desafios associados a esta transição, a região terá que gerir uma série

de políticas que vão além da esfera puramente energética.

Ao longo do relatório, as ações prioritárias ligadas à estratégia de energia foram discutidas em detalhes, mas reconhecendo a importância de incorporar uma agenda de produtividade, de inclusão e de gestão macroeconômica para alcançar o desenvolvimento sustentável (vide figura 10.2).

Figura 10.2

Facetas da agenda para a transição energética justa



O primeiro componente da agenda energética diz respeito à oferta de energia. Três pilares se destacam aqui. No curto prazo, é importante reduzir as ineficiências existentes nos sistemas de geração, transmissão e distribuição de eletricidade, bem como na produção de combustível (por exemplo, reduzindo as emissões fugitivas de gás). Da mesma forma, na transição para uma economia descarbonizada, existem potenciais lucros com a substituição de fontes de combustível fóssil com alto teor de carbono (carvão e petróleo) por fontes de baixa emissão, como o gás, tomando cuidado para não comprometer as metas ambientais de longo prazo. Para aprofundar a descarbonização da economia, é importante alcançar a eletrificação verde e promover o desenvolvimento de combustíveis limpos, como o hidrogênio de baixa emissão.

Em relação à demanda de energia, uma transição energética justa exige a eletrificação de alguns processos ou usos que atualmente dependem de combustíveis fósseis. Também se deve promover a eficiência energética, as mudanças de comportamento e a transformação de determinados processos industriais. As políticas específicas do lado da demanda de energia variam conforme o setor. Nas indústrias de difícil descarbonização, essas políticas podem abranger desde medidas específicas, como a redução do teor de clínquer na produção de cimento, até abordagens transversais, como a promoção da economia circular. Na mobilidade urbana, é importante o uso de transporte público sustentável (de massa e ativo). Na logística urbana, há espaço para eletrificação, enquanto no caso do transporte de carga, a promoção da eficiência e o uso de combustíveis alternativos são medidas que podem ser eficazes no curto prazo. No lado da demanda, especialmente no lado residencial, uma transição justa também exige o fechamento de lacunas de acesso e qualidade que ainda persistem. Dentro das políticas para este setor destacam-se a eletrificação de alguns consumos, como o de aquecimento e cozimento, juntamente com a eficiência energética, com eletrodomésticos que consomem menos e melhores envelopes no setor da construção.

Conforme mencionado na seção anterior, existem tecnologias, instrumentos e instituições energéticas fundamentais para a transição, que não são exclusivos do âmbito da oferta nem da demanda de

energia. O relatório também destaca a necessidade de políticas de desenvolvimento econômico mais abrangentes, em especial políticas trabalhistas que favoreçam a geração de empregos verdes e a realocação de trabalhadores de empregos não verdes, bem como políticas produtivas que complementem as vantagens do fornecimento de energia limpa.

A transição energética envolve custos e benefícios que não são distribuídos uniformemente entre os diversos grupos de interesse, o que leva a uma reconfiguração de interesses e poderes tanto em nível nacional quanto global. Compreender os desafios da economia política na transição energética é fundamental para avançar na agenda.

Uma primeira fonte de resistência a esse avanço refere-se ao aspecto social. Os objetivos climáticos estabelecidos globalmente implicam que a transição ocorra em tempos relativamente acelerados. Isso pode significar, pelo menos em sua fase inicial, um custo mais elevado da energia em comparação com as alternativas energéticas atuais. Em outras palavras, a transição energética pode gerar empobrecimento energético a curto prazo, já que as fontes renováveis podem não estar disponíveis em quantidade suficiente, além do possível encarecimento das fontes fósseis devido a políticas como o imposto sobre o carbono.



A transição energética envolve custos e benefícios que não são distribuídos uniformemente entre os diversos grupos de interesse. Compreender os desafios da economia política na transição energética é fundamental para avançar

Uma segunda fonte de resistência é a presença de ativos enclavados e as grandes perdas que acarretaria para economias dependentes de fontes fósseis de energia. Estas perdas também podem ser distribuídas de forma muito desigual entre regiões e países. Isso se agrava em lugares com baixo potencial para desenvolver energias renováveis não convencionais e que carecem de minerais críticos.

Outra fonte de resistência está relacionada com o rápido crescimento da demanda mundial de energia. Satisfazer tal demanda ainda é uma prioridade estratégica para as economias nacionais, o que pode dificultar o cumprimento dos compromissos nacionais e internacionais de redução das emissões de GEE. Isso explica por que alguns países (Alemanha, China e Estados Unidos) estão aumentando o uso de energias renováveis enquanto continuam investindo em combustíveis fósseis (Bukowski, 2021). Atender à crescente demanda energética sem comprometer a agenda climática global requer necessariamente importantes fluxos de investimento para o desenvolvimento de tecnologias que permitam expandir as fontes renováveis de energia (De Haas, 2023).

A agenda política descrita também permite aliviar esses desafios ao procurar melhorar os compromissos entre emissões e crescimento, aproveitar ao máximo as oportunidades que a transição energética traz para a região e estabelecer como uma alta prioridade a proteção do cidadão.

Referências



- AAP (2019). *Los efectos de un parque automotor escaso y antiguo*. Associação Automotiva do Peru. <https://aap.org.pe/aap-los-efectos-de-un-parque-automotor-escaso-y-antiguo-2/>
- AAP (2022). *Informe estadístico automotor 2022*. Associação Automotiva do Peru. <https://aap.org.pe/informes-estadisticos/diciembre-2022/>
- Abid, M., Sekrafi, H., Gheraia, Z. e Abdelli, H. (2023). Regulating the unobservable: The impact of the environmental regulation on informal economy and pollution. *Energy & Environment*, 0958305X2311674. <https://doi.org/10.1177/0958305X231167465>
- ACER (2021). *Transporting pure hydrogen by repurposing existing gas infrastructure: Overview of existing studies and reflections on the conditions for repurposing*. Agência de Reguladores de Energia da União Europeia. https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Transporting%20Pure%20Hydrogen%20by%20Repurposing%20Existing%20Gas%20Infrastructure_Overview%20of%20studies.pdf
- ACESOL (2022). *PMGD. Información técnica: Fotovoltaico*. Associação Chilena de Energia Solar. <https://acesol.cl/info-técnica/fotovoltaico/pmgd.html>
- Acevedo, H., Delgado, O., Pettigrew, S. e Pineda, L. (2023). *Hoja de ruta para descarbonizar el transporte de carga en América Latina entre 2025 y 2050*. ICCT. <https://theicct.org/wp-content/uploads/2023/08/Hoja-de-Ruta-Consultant-Report-A4-v3.pdf>
- Adeyanju, E., Okeke, C. A., Akinwumi, I. e Busari, A. (2020). Subgrade stabilization using rice husk ash-based geopolymer (GRHA) and cement kiln dust (CKD). *Case Studies in Construction Materials*, 13, e00388. <https://doi.org/10.1016/j.cscm.2020.e00388>
- Adler, M. W. e van Ommeren, J. N. (2016). Does public transit reduce car travel externalities? Quasi-natural experiments' evidence from transit strikes. *Journal of Urban Economics*, 92, 106-119. <https://doi.org/10.1016/j.jue.2016.01.001>
- ADME (2023). ADME - Datos Abiertos. *Administración del Mercado Eléctrico* [banco de datos]. Acessado em: 4 de dezembro de 2023. <https://www.adme.com.uy/datosabiertos.html>
- AEADE (2021). *Anuario 2020*. Associação de Empresas Automotivas do Equador. <https://www.aeade.net/wp-content/uploads/2021/06/ANUARIO-2020-AEADE.pdf>
- AFAC (2023). *Flota vehicular circulante en Argentina 2022*. Associação de Fábricas Argentinas de Componentes. <https://cdn.motor1.com/pdf-files/afac-flota-circulante-2022.pdf>
- Agora Energiewende e AFRY Management Consulting (2021). *No-regret hydrogen. Charting early steps for H₂ infrastructure in Europe* (203/1-S-2021/EN). <https://www.agora-energiewende.org/publications/no-regret-hydrogen>
- Aguiar, A., Chepeliev, M., Corong, E. e Van Der Mensbrugge, D. (2022). The Global Trade Analysis Project (GTAP) Data Base: Version 11. *Journal of Global Economic Analysis*, 7(2), 1-37. <https://doi.org/10.21642/JGEA.070201AF>
- Aguiar, A., Narayanan, B. e McDougall, R. (2016). An overview of the GTAP 9 database. *Journal of Global Economic Analysis*, 1(1), 181-208. <https://doi.org/10.21642/JGEA.010103AF>

Ahlfeldt, G. M. e Pietrostefani, E. (2019). The economic effects of density: A synthesis. *Journal of Urban Economics*, 111, 93-107. <https://doi.org/10.1016/j.jue.2019.04.006>

AIE (2018a). *Technology roadmap: Low-carbon transition in the cement industry*. Agência Internacional de Energia.

AIE (2018b). *The future of petrochemicals*. Paris: Agência Internacional de Energia. Licença: CC BY 4.0. <https://www.iea.org/reports/the-future-of-petrochemicals>

AIE (2019a). *Fuel economy in major car markets*. Paris: Agência Internacional de Energia. Licença: CC BY 4.0. <https://www.iea.org/reports/fuel-economy-in-major-car-markets>

AIE (2019b). *Nuclear power in a clean energy system*. Licença: CC BY 4.0. Paris: Agência Internacional de Energia. <https://www.iea.org/reports/nuclear-power-in-a-clean-energy-system>

AIE (2019c). *The future of hydrogen*. Paris: Agência Internacional de Energia. Licença: CC BY 4.0. <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>

AIE (2019d). *The future of rail: Opportunities for energy and the environment*. Paris: Agência Internacional de Energia. <https://doi.org/10.1787/9789264312821-en>

AIE (2020a). *Aligning investment and innovation in heavy industries to accelerate the transition to net-zero emissions*. Paris: Agência Internacional de Energia. <https://www.iea.org/commentaries/aligning-investment-and-innovation-in-heavy-industries-to-accelerate-the-transition-to-net-zero-emissions#>

AIE (2020b). Cross-cutting: Hydrogen. Em Kapsark, *Guide to de Circular Carbon Economy*. Agência Internacional de Energia. <https://www.cceguide.org/guide/>

AIE (2020c). *Energy technology perspectives 2020*. Paris: Agência Internacional de Energia. Licença: CC BY 4.0. <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020>

AIE (2020d). *Iron and steel technology roadmap*. Paris: Agência Internacional de Energia. Licença: CC BY 4.0. <https://www.iea.org/reports/iron-and-steel-technology-roadmap>

AIE (2020e). *Projected costs of generating electricity 2020*. Paris: Agência Internacional de Energia. <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020>

AIE (2021a). *Ammonia technology roadmap*. Paris: Agência Internacional de Energia. <https://www.iea.org/reports/ammonia-technology-roadmap>

AIE (2021b). Final consumption. *Key World Energy Statistics 2021*. Paris: Agência Internacional de Energia. Licença: CC BY 4.0. <https://www.iea.org/reports/key-world-energy-statistics-2021/final-consumption>

AIE (2021c). *Global hydrogen review 2021*. Agência Internacional de Energia. Licença: CC BY 4.0. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>

AIE (2021d). *Is carbon capture too expensive?* Agência Internacional de Energia. <https://www.iea.org/commentaries/is-carbon-capture-too-expensive>

AIE (2021e). *Key world energy statistics 2021*. Agência Internacional de Energia. <https://www.iea.org/reports/key-world-energy-statistics-2021>

AIE (2021f). *Net zero by 2050. A roadmap for the global energy sector*. Paris: Agência Internacional de Energia. Licença: CC BY 4.0. <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>

AIE (2021g). *The role of critical minerals in clean energy transitions*. Paris: Agência Internacional de Energia. <https://www.iea.org/reports/the-role-of-critical-minerals-in-clean-energy-transitions>

AIE (2022a). *Energy efficiency 2022*. Agência Internacional de Energia. <https://www.iea.org/reports/energy-efficiency-2022>

AIE (2022b). *Energy Statistics Data Browser* [banco de dados]. Agência Internacional de Energia Acessado em: 23 de novembro de 2023. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser>

AIE (2022c). *Renewables 2022. Analysis and forecast to 2027*. Agência Internacional de Energia. <https://www.iea.org/reports/renewables-2022>

AIE (2022d). *World Energy Balances Highlights* [banco de dados]. Agência Internacional de Energia. Acessado em: 7 de setembro de 2023. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-balances-highlights>

AIE (2022e). *World energy outlook 2022*. Paris: Agência Internacional de Energia. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022?language=es>

AIE (2023a). *Announced electric vehicle battery manufacturing capacity by region and manufacturing capacity needed in the net zero acenario, 2021-2030* [banco de dados]. Agência Internacional de Energia. Licença: CC BY 4.0. Acessado em: 31 de agosto de 2023. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/announced-electric-vehicle-battery-manufacturing-capacity-by-region-and-manufacturing-capacity-needed-in-the-net-zero-scenario-2021-2030>

AIE (2023b). *Annual grid-scale battery storage additions, 2017-2022* [banco de dados]. Agência Internacional de Energia. Licença: CC BY 4.0. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/annual-grid-scale-battery-storage-additions-2017-2022>

AIE (2023c). *Biofuel policy in Brazil, India and the United States*. Agência Internacional de Energia. <https://www.iea.org/reports/biofuel-policy-in-brazil-india-and-the-united-states>

AIE (2023d). *Carbon capture, utilisation and storage (Energy System)*. Agência Internacional de Energia. <https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage>

AIE (2023e). *Critical minerals demand dataset* [banco de dados]. Agência Internacional de Energia. Licença: CC BY 4.0. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/critical-minerals-demand-dataset>

AIE (2023f). *Emissions from oil and gas operations in net zero transitions*. Paris: Agência Internacional de Energia. <https://www.iea.org/reports/emissions-from-oil-and-gas-operations-in-net-zero-transitions>

AIE (2023g). *Energy technology perspectives 2023*. Paris: Agência Internacional de Energia. Licença: CC BY 4.0. <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2023>

AIE (2023h). *Global EV outlook 2023*. Agência Internacional de Energia. <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2023>

AIE (2023i). *Global hydrogen review 2023*. Paris: Agência Internacional de Energia. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>

AIE (2023j). *Global Methane Tracker 2023*. Paris: Agência Internacional de Energia. Licença: CC BY 4.0. <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2023>

AIE (2023k). *IEA's Hydrogen TCP Task 41: Analysis and modelling of hydrogen technologies (Hydrogen TCP)*. Agência Internacional de Energia. https://www.ieahydrogen.org/download/17/task-reports/7426/iea-hydrogen-tcp-task-41_finalreport.pdf

AIE (2023l). *Latin America energy outlook 2023*. Paris: Agência Internacional de Energia. Licença: CC BY 4.0. <https://www.iea.org/reports/latin-america-energy-outlook-2023>

AIE (2023m). *Net zero by 2050 hinges on a global push to increase energy efficiency* [banco de dados]. Licença: CC BY 4.0. <https://www.iea.org/articles/net-zero-by-2050-hinges-on-a-global-push-to-increase-energy-efficiency>

AIE (2023n). *Net zero roadmap: A global pathway to keep the 1.5 °C goal in reach*. Paris: Agência Internacional de Energia. <https://www.iea.org/reports/net-zero-roadmap-a-global-pathway-to-keep-the-15-0c-goal-in-reach>

AIE (2023o). *Solar PV power capacity in the net zero scenario, 2015-2030* [banco de dados]. Agência Internacional de Energia. Acessado em: 1 de novembro de 2023. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/solar-pv-power-capacity-in-the-net-zero-scenario-2015-2030>

AIE (2023p). *Towards hydrogen definitions based on their emissions intensity*. Agência Internacional de Energia. <https://www.iea.org/reports/towards-hydrogen-definitions-based-on-their-emissions-intensity>

AIE (2023q). *Tracking Clean Energy Progress 2023* [banco de dados]. Paris: Agência Internacional de Energia. Acessado em: 17 de novembro de 2023. <https://www.iea.org/reports/tracking-clean-energy-progress-2023>

AIE (2023r). *Trucks and Buses* [banco de dados]. Agência Internacional de Energia. Acessado em: 31 de agosto de 2023. <https://www.iea.org/energy-system/transport/trucks-and-buses>

AIE (2023s). *Weather for Energy Tracker* [banco de dados]. Agência Internacional de Energia. Acessado em: 26 de julho de 2023. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/weather-for-energy-tracker>

AIE (2023t). *Why clearer terminology for hydrogen could unlock investment and scale up production*. Paris: Agência Internacional de Energia. <https://www.iea.org/commentaries/why-clearer-terminology-for-hydrogen-could-unlock-investment-and-scale-up-production>

AIE (2023u). *World energy investment 2023*. Paris: Agência Internacional de Energia. Licença: CC BY 4.0. <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2023>

AIE (2023v). *World energy outlook 2023 free dataset* [banco de dados]. Agência Internacional de Energia. Licença: CC BY NC SA 4.0. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-outlook-2023-free-dataset-2#overview>

AIE (2023x). *World energy outlook 2023*. Paris: Agência Internacional de Energia. Licença: CC BY 4.0. (relatório); CC BY NC SA 4.0 (anexo A). <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>

- AIE, IRENA e United Nations Climate Change High-Level Champions (2023). *Breakthrough agenda report 2023*. Paris: Agência Internacional de Energia. Licença: CC BY 4.0. <https://www.iea.org/reports/breakthrough-agenda-report-2023>
- ALACERO (2021). *La industria latinoamericana del acero ante el cambio climático*. https://www.acero.org.ar/wp-content/uploads/2021/11/alacero_-_cambio_climatico.pdf
- ALACERO (2022). *América Latina en cifras 2022*. https://cms.alacero.org/uploads/Alacero_America_latina_en_cifras_Espanhol_47683530c0.pdf
- Alarcón, A. D. (2018). *El sector hidroeléctrico en Latinoamérica: Desarrollo, potencial y perspectivas*. Banco Interamericano de Desenvolvimento. <https://doi.org/10.18235/0001149>
- Allcott, H. (2011a). Rethinking real-time electricity pricing. *Resource and Energy Economics*, 33(4), 820-842. <https://doi.org/10.1016/j.reseneeco.2011.06.003>
- Allcott, H. (2011b). Social norms and energy conservation. *Journal of Public Economics*, 95(9), 1082-1095. <https://doi.org/10.1016/j.jpubeco.2011.03.003>
- Allcott, H. e Greenstone, M. (2012). Is there an energy efficiency gap? *Journal of Economic Perspectives*, 26(1), 3-28. <https://doi.org/10.1257/jep.26.1.3>
- Allcott, H. e Mullainathan, S. (2010). Behavior and energy policy. *Science*, 327(5970), 1204-1205. <https://doi.org/10.1126/science.1180775>
- Allcott, H., Knittel, C. e Taubinsky, D. (2015). Tagging and targeting of energy efficiency subsidies. *American Economic Review*, 105(5), 187-191. <https://doi.org/10.1257/aer.p20151008>
- Allen, H., Cárdenas, G., Pereyra, L. P. e Sagaris, L. (2019). *Ella se mueve segura. Un estudio sobre la seguridad personal de las mujeres y el transporte público en tres ciudades de América Latina*. CAF e FIA Foundation. <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/1405>
- Allub, L., Álvarez, F. e Brugiafreddo, M. (2024). *Energy intensity and economic structure*. Documento de trabalho. CAF.
- Allub, L., Álvarez, F., Bonavida, C. e Finkelstein, M. (2024). *Green jobs: Skills, tasks content, and the green wage premium*. Documento de trabalho. CAF.
- Almeida, R. M., Shi, Q., Gomes-Selman, J. M., Wu, X., Xue, Y., Angarita, H., Barros, N., Forsberg, B. R., García-Villacorta, R., Hamilton, S. K., Melack, J. M., Montoya, M., Perez, G., Sethi, S. A., Gomes, C. P. e Flecker, A. S. (2019). Reducing greenhouse gas emissions of Amazon hydropower with strategic dam planning. *Nature Communications*, 10(1), Article 1. <https://doi.org/10.1038/s41467-019-12179-5>
- Álvarez, F., Eslava, M., Sanguinetti, P., Toledo, M., Alves, G., Daude, C. e Allub, L. (2018). *RED 2018. Instituciones para la productividad: hacia un mejor entorno empresarial*. Caracas: CAF. <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/1343>
- Alves, G. (2021). *Medición de los niveles de productividad de las ciudades en América Latina*. CAF. <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/1863>
- Alves, G. e López, P. (2021). *Productividad urbana. Determinantes y políticas para su mejora*. CAF. <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/1693>

Alves, G. e Lurgo, F. (2023). *Medición de las necesidades de refrigeración y calefacción en América Latina y el Caribe*. Documento de trabalho. CAF.

Ámbito (2023). Raízen anunciou aliança com Audi para electromovilidad. *Ámbito* [jornal digital]. Edição de 27 de abril. <https://www.ambito.com/raizen-anuncio-alianza-audi-electro-movilidad-n5708764>

AMIA (2022). *Transición a la electromovilidad en México*. Associação Mexicana da Indústria Automotiva. <https://www.amia.com.mx/wp-content/uploads/2022/03/electromovilidad28022022-V2.pdf>

ANAC (2021). *Informe de parque automotriz 2021*. Associação Nacional Automotiva do Chile. https://www.anac.cl/wp-content/uploads/2022/08/MAS-DE_271-MIL_VEHICULOS-ANTIGUOS_SALIERON-DE_CIRCULACION-EN_2021.pdf

Andemos (2022). *Anuario sector automotor. Colombia 2022*. Associação Nacional de Mobilidade Sustentável. https://www.andemos.org/_files/ugd/d1a7a0_07a05a53825b402b9b332a7869aeb69d.pdf

Andemos (2023). *Obsolescencia vehicular en Colombia*. Associação Nacional de Mobilidade Sustentável. <https://www.andemos.org/post/obsolescencia-vehicular-en-colombia>

Andersen, L. M., Hansen, L. G., Lynge Jensen, C. e Wolak, F. A. (2017). *Using real-time pricing and information provision to shift intra-day electricity consumption: Evidence from Denmark*. Universidad de Stanford. https://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/into_versus_away_paper.pdf

Anderson, M. L. (2014). Subways, strikes, and slowdowns: The impacts of public transit on traffic congestion. *American Economic Review*, 104(9), 2763-2796. <https://doi.org/10.1257/aer.104.9.2763>

Andor, M. A. e Fels, K. M. (2018). Behavioral economics and energy conservation – A systematic review of non-price interventions and their causal effects. *Ecological Economics*, 148, 178-210. <https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2018.01.018>

ANP (2023). *O RenovaBio*. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/renovabio/funcionamento>

Ansari, D., Holz, F. e Al-Kuhlani, H. (2019). *Energy, climate, and policy towards 2055: An interdisciplinary energy outlook* (DIW-REM Outlook) DIW Berlin, Politikberatung Kompakt. <https://d-nb.info/1195531621/34>

Arderne, C., Zorn, C., Nicolas, C. e Koks, E. E. (2020). Predictive mapping of the global power system using open data. *Scientific Data*, 7(1), 19. <https://doi.org/10.1038/s41597-019-0347-4>

ATA (2023). Economics and industry data. *American Trucking Associations* [website]. <https://www.trucking.org/economics-and-industry-data>

Ayres, I., Raseman, S. e Shih, A. (2009). *Evidence from two large field experiments that peer comparison feedback can reduce residential energy usage*. Working paper 15386. National Bureau of Economic Research. <https://doi.org/10.3386/w15386>

BAD (2023). *Asian development outlook 2023*. Banco Asiático de Desenvolvimento. <https://doi.org/10.22617/FLS230112-3>

- Bali Swain, R., Kambhampati, U. S. e Karimu, A. (2020). Regulation, governance and the role of the informal sector in influencing environmental quality? *Ecological Economics*, 173, 106649. <https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2020.106649>
- Banco Mundial (2022). *State and trends of carbon pricing 2022*. State and trends of carbon pricing. Washington D. C.: Banco Mundial. Licença: CC BY 3.0 IGO. <https://hdl.handle.net/10986/37455>
- Banco Mundial (2023a). *Enterprise Surveys* [banco de dados]. Acessado em: 30 de outubro de 2023. <http://espanol.enterprisesurveys.org>
- Banco Mundial (2023b). Factor de conversión de PPA, PIB (UMN por \$ a precios internacionales). *Indicadores del Desarrollo Mundial* [banco de dados]. Acessado em: 11 de novembro de 2023. <https://datos.bancomundial.org/indicador/PA.NUS.PPP>
- Banco Mundial (2023c). PIB (US\$ a precios constantes de 2010). *Indicadores del Desarrollo Mundial* [banco de dados]. Acessado em: 8 de novembro de 2023. <https://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.MKTP.KD>
- Banco Mundial (2023d). PIB per cápita (US\$ a precios constantes de 2010). *Indicadores del Desarrollo Mundial* [banco de dados]. Acessado em: 8 de novembro de 2023. <https://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.PCAP.KD>
- Banco Mundial (2023e). PIB, PPA (\$ a precios internacionales constantes de 2011). *Indicadores del Desarrollo Mundial* [banco de dados]. Acessado em: 24 de agosto de 2023. <https://data.worldbank.org/indicador/NY.GDP.MKTP.PP.KD>
- Banco Mundial (2023f). Población total. *Indicadores del Desarrollo Mundial* [banco de dados]. Acessado em: 4 de dezembro de 2023. <https://datos.bancomundial.org/indicador/SP.POP.TOTL>
- Banco Mundial (2023g). Tasa de cambio oficial (UMN por US\$, promedio para un período). *Indicadores del Desarrollo Mundial* [banco de dados]. Acessado em: 8 de novembro de 2023. <https://datos.bancomundial.org/indicador/PA.NUS.FCRF>
- Banco Mundial (2023h). Valor agregado bruto al costo de los factores (US\$ a precios actuales). *Indicadores del Desarrollo Mundial* [banco de dados]. Acessado em: 26 de julho de 2023. <https://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.FCST.CD>
- Banco Mundial (2023i). Valor agregado bruto al costo de los factores (US\$ a precios constantes de 2010). *Indicadores del Desarrollo Mundial* [banco de dados]. Acessado em: 26 de julho de 2023. <https://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.FCST.KD>
- Banco Mundial (2024). Tasa de incidencia de la pobreza, sobre la base de la línea de pobreza nacional (% de la población). *Indicadores del Desarrollo Mundial* [banco de dados]. Acessado em: 1 de fevereiro de 2024. <https://data.worldbank.org>
- Banco Mundial [s.d.]. *Modern Energy Cooking Services: Players and Initiatives Database* [banco de dados]. Banco Mundial. Acessado em: 1 de novembro de 2023. <https://energydata.info/cooking/initiativesandplayersdatabase/initiatives>
- Bansal, S., Filippini, M. e Srinivasan, S. (2023). *How regulation might fail to reduce energy consumption while still stimulating total factor productivity growth*. Economics Working Paper Series, n.º 23/379. Zurich: CER-ETH. Center of Economic Research. <https://doi.org/10.3929/ethz-b-000595550>

Barahona, N., Gallego, F. A. e Montero, J.-P. (2020). Vintage-specific driving restrictions. *Review of Economic Studies*, 87(4), 1646-1682.

Barbero, J. A., Fiadone, R. e Millán, M. F. (2020). *El transporte automotor de cargas en América Latina*. Banco Interamericano de Desenvolvimento. <http://dx.doi.org/10.18235/0002216>

Barbero, J. e Guerrero, P. (2017). *El transporte automotor de carga en América Latina: soporte logístico de la producción y el comercio*. Banco Interamericano de Desenvolvimento.

Barla, P., Bolduc, D., Boucher, N. e Watters, J. (2010). Information technology and efficiency in trucking. *The Canadian Journal of Economics*, 43(1), 254-279.

Basso, L. J., e Silva, H. E. (2014). Efficiency and substitutability of transit subsidies and other urban transport policies. *American Economic Journal: Economic Policy*, 6(4), 1-33.

Bazzanella, A. M. e Ausfelder, F. (2017). *Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry*. DECHEMA. https://dechema.de/dechema_media/Downloads/Positionspapiere/Technology_study_Low_carbon_energy_and_feedstock_for_the_European_chemical_industry.pdf

BBVA Research (2011). *Situación automotriz en Panamá*. https://www.bbva.com/wp-content/uploads/mult/1104_SitAutomotrizPanama_tcm346-256026.pdf

Becerra, L. e Galarza, S. (2022). *Costo total de propiedad: Buses eléctricos en el nuevo modelo de negocios del transporte público de Santiago de Chile*. ZEBRA.

Bejarano, H., García, B., Hancevic, P. e Sandoval, H. (2023). *Unlocking the potential: Factors influencing residential photovoltaic system (PVs) adoption in Mexico*. Documento de políticas. CAF.

Bellato, R. (2022). Qué pasará con los 91 proyectos del RenovAr que tienen vencidos los plazos de ejecución. *Econo Journal*. <https://econojournal.com.ar/2022/02/que-pasara-con-los-91-proyectos-del-renovar-que-tienen-vencidos-los-plazos-de-ejecucion/>

Beltramo, T., Blalock, G., Harrell, S., Levine, D. I. e Simons, A. M. (2023). The effects of fuel-efficient cookstoves on fuel use, particulate matter, and cooking practices: Results from a randomized trial in rural Uganda. *The Energy Journal*, 44(01). <https://doi.org/10.5547/01956574.44.6.tbel>

Bensch, G., Grimm, M. e Peters, J. (2015). Why do households forego high returns from technology adoption? Evidence from improved cooking stoves in Burkina Faso. *Journal of Economic Behavior & Organization*, 116(C), 187-205.

Beppler, R. C., Matisoff, D. C. e Oliver, M. E. (2023). Electricity consumption changes following solar adoption: Testing for a solar rebound. *Economic Inquiry*, 61(1), 58-81. <https://doi.org/10.1111/ecin.13031>

Bergmann, M., Collard, F., Fabres, J., Gabrielsen, G. W., Provencher, J. F., Rochman, C. M., Van Sebille, E. e Tekman, M. B. (2022). Plastic pollution in the Arctic. *Nature Reviews Earth & Environment*, 3(5), 323-337. <https://doi.org/10.1038/s43017-022-00279-8>

Berkouwer, S. B. e Dean, J. T. (2022). Credit, attention, and externalities in the adoption of energy efficient technologies by low-income households. *American Economic Review*, 112(10), 3291-3330. <https://doi.org/10.1257/aer.20210766>

Bernstein, L., Roy, Joyashree, J., Deltohal, Casey, Harnisch, Jochen, Matsuhashi, Ryuji, Tanaka, K., Worrell, Ernst, Yamba, Francis e Fengqi, Zhou. (2007). Industry. Em *IPCC Fourth Assessment Report: Climate Change 2007*. https://archive.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg3/en/ch7.html

Bieker, G. (2021). *A global comparison of the life-cycle greenhouse gas emissions of combustion engine and electric passenger cars*. ICCT. https://theicct.org/sites/default/files/publications/Global-LCA-passenger-cars-jul2021_0.pdf

BioEconomia (2020). Brasil: El mercado de créditos de descarbonización lleva compensadas casi 6 millones de tons de CO₂ en 2020. *BioEconomia* [portal informativo]. Publicação de 28 de outubro. <https://www.bioeconomia.info/2020/10/28/brasil-el-mercado-de-creditos-de-descarbonizacion-lleva-compensadas-casi-6-millones-de-tons-de-co2-en-2020/>

Bistline, J., Blanford, G., Brown, M., Burtraw, D., Domeshek, M., Farbes, J., Fawcett, A., Hamilton, A., Jenkins, J., Jones, R., King, B., Kolus, H., Larsen, J., Levin, A., Mahajan, M., Marcy, C., Mayfield, E., McFarland, J., McJeon, H., ... Zhao, A. (2023). Emissions and energy impacts of the Inflation Reduction Act. *Science*, 380(6652), 1324-1327. <https://doi.org/10.1126/science.adg3781>

Bistline, J., Mehrotra, N. e Wolfram, C. (2023). *Economic implications of the climate provisions of the Inflation Reduction Act* (w31267; p. w31267). National Bureau of Economic Research. <https://doi.org/10.3386/w31267>

Black, S., A. Liu, A., Parry, I. W. H. e Vernon, N. (2023). *IMF Fossil Fuel Subsidies Data: 2023 Update* [banco de dados]. Fundo Monetário Internacional. Acessado em: 1 de novembro de 2023. <https://www.imf.org/en/Publications/WP/Issues/2023/08/22/IMF-Fossil-Fuel-Subsidies-Data-2023-Update-537281>

Blank, T. K. (2019). *The disruptive potential of green steel*. Rocky Mountain Institute.

Bloom, N., Genakos, C., Martin, R. e Sadun, R. (2010). Modern management: Good for the environment or just hot air? *The Economic Journal*, 120(544), 551-572. <https://doi.org/10.1111/j.1468-0297.2010.02351.x>

Bolt, J. e van Zanden, J. L. (2020). *Maddison Project Database, version 2020*. <https://www.rug.nl/ggdc/historicaldevelopment/maddison/publications/wp15.pdf>

Borenstein, S. e Kellogg, R. (2021). Challenges of a clean energy transition and implications for energy infrastructure policy. Em Kearney, M. S. e Ganz, A. (eds), *Rebuilding the post-pandemic economy*. Aspen Institute Press. <https://www.economicstrategygroup.org/publication/borenstein-kellogg/>

Bos, K. e Gupta, J. (2019). Stranded assets and stranded resources: Implications for climate change mitigation and global sustainable development. *Energy Research & Social Science*, 56, 101215. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2019.05.025>

Boso, À., Oltra, C. e Hofflinger, Á. (2019). Participation in a programme for assisted replacement of wood-burning stoves in Chile: The role of sociodemographic factors, evaluation of air quality and risk perception. *Energy Policy*, 129, 1220-1226. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.03.038>

Bothwell, C. e Hobbs, B. F. (2017). Crediting wind and solar renewables in electricity capacity markets: The effects of alternative definitions upon market efficiency. *The Energy Journal*, 38(1_suppl), 173-188. <https://doi.org/10.5547/01956574.38.S11.cb0t>

Bouille, D., Behnisch, A., Bravo, G., Di Sbroiavacca, N., Dubrovsky, H., Lallana, F., Nadal, G., Pistonesi, H., Recalde, M., Ruchansky, B., Landaveri, R., Romano, A. e Sagardoy, I. (2021). *Propuesta del Plan Nacional de Eficiencia Energética Argentina*. Eficiência Energética na Argentina. https://www.eficienciaenergetica.net.ar/img_publicaciones/12302001_PLANEEARResumen.pdf

Brännlund, R., Karimu, A. e Söderholm, P. (2017). Convergence in carbon dioxide emissions and the role of growth and institutions: A parametric and non-parametric analysis. *Environmental Economics and Policy Studies*, 19(2), 359-390. <https://doi.org/10.1007/s10018-016-0162-5>

Brassiolo, P., Estrada, R., Vicuña, S., Odriozola, J., Toledo, M., Juncosa, F., Fajardo, G. e Schargrodsky, E. (2023). *Desafíos globales, soluciones regionales: América Latina y el Caribe frente a la crisis climática y de biodiversidad*. Distrito Capital: CAF. <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/2089>

Brounen, D. e Kok, N. (2011). On the economics of energy labels in the housing market. *Journal of Environmental Economics and Management*, 62(2), 166-179. <https://doi.org/10.1016/j.jeem.2010.11.006>

BRT Data (2023). *Global BRTData* [banco de dados]. Acessado em: 1 de novembro de 2023. <https://brtdata.org/>

Bui, M., Fajardy, M. e Dowell, N. M. (2017). Thermodynamic evaluation of carbon negative power generation: Bio-energy CCS (BECCS). *Energy Procedia*, 114, 6010-6020. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1736>

Bukowski, M. (2021). *The geopolitics of energy transition, pt. 1: Six challenges for the international balance of power stemming from transitioning away from fossil fuels*. Institute of New Europe. <https://ine.org.pl/en/the-geopolitics-of-energy-transition-pt-1-six-challenges-for-the-international-balance-of-power-stemming-from-transitioning-away-from-fossil-fuels/>

Buonocore, J. J., Luckow, P., Norris, G., Spengler, J. D., Biewald, B., Fisher, J. e Levy, J. I. (2016). Health and climate benefits of different energy-efficiency and renewable energy choices. *Nature Climate Change*, 6(1), 100-105.

Burnham, A., Gohlke, D., Rush, L., Stephens, T., Zhou, Y., Delucchi, M., Birky, A., Hunter, C., Lin, Z., Ou, S., Xie, F., Proctor, C., Wiryadinata, S., Liu, N. e Bloor, M. (2021). *Comprehensive total cost of ownership quantification for vehicles with different size classes and powertrains*. U.S. Department of Energy. <https://doi.org/10.2172/1780970>

Cabrales, A., Ramos, D. e Sánchez, A. (2022a). Cambio climático y bancos centrales: Problemas de ajuste, oportunidad, idoneidad - I. *Nada es Gratis* [blog]. Acessado em 10 de maio. <https://nadaesgratis.es/cabrales/cambio-climatico-y-bancos-centrales-problemas-de-ajuste-oportunidad-idoneidad-i>

Cabrales, A., Ramos, D. e Sánchez, A. (2022b). Cambio climático y bancos centrales: Problemas de ajuste, oportunidad, idoneidad - II. *Nada es Gratis* [blog]. Acessado em 11 de maio. <https://nadaesgratis.es/cabrales/cambio-climatico-y-bancos-centrales-problemas-de-ajuste-oportunidad-idoneidad-ii>

Cabrales, A., Ramos, D. e Sánchez, A. (2022c). Cambio climático y bancos centrales: Problemas de ajuste, oportunidad, idoneidad - III. *Nada Es Gratis* [blog]. Acessado em 17 de maio. <https://nadaesgratis.es/cabrales/cambio-climatico-y-bancos-centrales-problemas-de-ajuste-oportunidad-idoneidad-y-iii>

CAF (2019). *Base de Extensión de Áreas Metropolitanas* [dataset]. Acessado em: 4 de dezembro de 2023. <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/1370>

Cahana, M., Fabra, N., Reguant, M. e Wang, J. (2022). The distributional impacts of real-time pricing. *CEPR Discussion Paper*. <https://papers.ssrn.com/abstract=4121375>

- Calatayud, A. e Montes, L. (2021). *Logística en América Latina y el Caribe: oportunidades, desafíos y líneas de acción*. Banco Interamericano de Desenvolvimento. <http://dx.doi.org/10.18235/0003278>
- Caldecott, B., Harnett, E., Cojoianu, T., Kok, I. e Pfeiffer, A. (2016). *Stranded assets: A climate risk challenge*. Banco Interamericano de Desenvolvimento. <https://publications.iadb.org/es/publicacion/12597/stranded-assets-climate-risk-challenge>
- Caldecott, B., Howarth, N. e McSharry, P. (2013). *Stranded assets in agriculture: Protecting value from environment-related risks*. Oxford: Smith School of Enterprise and the Environment, Oxford University. <https://www.smithschool.ox.ac.uk/sites/default/files/2022-03/stranded-assets-agriculture-report-final.pdf>
- Campiglio, E., Godin, A. e Kemp-Benedict, E. (2017). Networks of stranded assets: A case for a balance sheet approach. *AFD Research Papers*, 54.
- Campos Teixeira, A. H., Soares Junior, P. R. R., Silva, T. H., Barreto, R. R. e Silva Bezerra, A. C. D. (2020). Low-carbon concrete based on binary biomass ash–silica fume binder to produce eco-friendly paving blocks. *Materials*, 13(7), 1534. <https://doi.org/10.3390/ma13071534>
- Cantillo, V. M. (2023). *Transporte de carga y transporte interurbano de pasajeros en América Latina y el Caribe*. Documento de referência. CAF.
- Cantore, N., Cali, M. e Velde, D. W. T. (2016). Does energy efficiency improve technological change and economic growth in developing countries? *Energy Policy*, 92, 279-285. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.01.040>
- Carbon Tracker Initiative (2013). *Wasted capital and stranded assets*. <https://carbontracker.org/reports/unburnable-carbon-wasted-capital-and-stranded-assets/>
- Carbon Tracker Initiative (2017a). *2 Degrees of separation—Transition risk for oil and gas in a low carbon world*. <https://carbontracker.org/reports/2-degrees-of-separation-transition-risk-for-oil-and-gas-in-a-low-carbon-world-2/>
- Carbon Tracker Initiative (2017b). *Stranded assets*. <https://www.carbontracker.org/terms/stranded-assets/>
- Cárdenas, M. e Orozco, S. (2022). *Climate mitigation in Latin America and the Caribbean: A primer on transition costs, risks, and financing*. Center on Global Energy Policy. Columbia/SIPA. <https://www.energypolicy.columbia.edu/publications/climate-mitigation-latin-america-and-caribbean-primer-transition-costs-risks-and-financing>
- CariGreen [s.d.]. *NewGen green hydrogen production project*. https://carigreen.ngc.co.tt/?lac_projects=newgen-green-hydrogen-production-project#:~:text=When%20completed%2C%20the%20plant%20will,and%20energy%20efficiency%2Dsourced%20power
- Carney, M. (2015). *Breaking the tragedy of the horizon—climate change and financial stability*. Speech given at Lloyd's of London, 29. Bank for International Settlements.
- Carranza, E. e Meeks, R. (2021). Energy efficiency and electricity reliability. *The Review of Economics and Statistics*, 103(3), 461-475. https://doi.org/10.1162/rest_a_00912
- Casey, J. A., Gemmill, A., Karasek, D., Ogburn, E. L., Goin, D. E. e Morello-Frosch, R. (2018). Increase in fertility following coal and oil power plant retirements in California. *Environmental Health*, 17, 1-10.

Casey, J. A., Karasek, D., Ogburn, E. L., Goin, D. E., Dang, K., Braveman, P. A. e Morello-Frosch, R. (2018). Retirements of coal and oil power plants in California: Association with reduced preterm birth among populations nearby. *American Journal of Epidemiology*, 187(8), 1586-1594.

CBI (2021). *Hoja de ruta para una taxonomía en Chile*. Iniciativa de Títulos Climáticos. <https://www.climatebonds.net/resources/reports/hoja-de-ruta-para-una-taxonom%C3%ADa-en-chile>

CCA (2023). *Estadísticas 2023*. Câmara do Comércio Automotivo. <https://cca.org.ar/estadisticas-2023/>

CCEE (2023). *Dados abertos*. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica [banco de dados]. Acessado em: 16 de janeiro de 2024. <https://dadosabertos.ccee.org.br/>

CEDLAS e Banco Mundial (2022). *SEDLAC* [banco de dados]. Acessado em: 1 de novembro de 2023. <https://www.cedlas.econo.unlp.edu.ar/wp/estadisticas/sedlac/>

CENACE (2019). *CENACE informa la cancelación de la SLP-1/2018* [comunicado]. Governo do México. <https://www.gob.mx/cenace/prensa/cenace-informa-la-cancelacion-de-la-slp-1-2018-193511?idiom=es>

CEPAL (2001). *El método de las necesidades básicas insatisfechas (NBI) y sus aplicaciones en América Latina*. Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe. <https://www.cepal.org/es/publicaciones/4784-metodo-necesidades-basicas-insatisfechas-nbi-sus-aplicaciones-america-latina>

CEPAL (2014). *Pactos para la igualdad: hacia un futuro sostenible*. Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe. <https://www.cepal.org/es/publicaciones/36692-pactos-la-igualdad-un-futuro-sostenible>

CEPAL (2016). *Monitoreando la eficiencia energética en América Latina*. Documento de projetos. Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe. <https://hdl.handle.net/11362/40505>

CEPAL (2022). *Panorama social de América Latina y el Caribe 2022: La transformación de la educación como base para el desarrollo sostenible*. Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe. https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/48518/1/S2200947_es.pdf

CEPAL (2023). *CEPALSTAT* [banco de dados]. Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe. Acessado em: 1 de novembro e 27 de dezembro de 2023. <https://statistics.cepal.org>

CEPAL, Agência Francesa de Transição Ecológica e Enerdata (2023). *Base de Información de Eficiencia Energética* [banco de dados]. Acessado em: 18 de agosto de 2023. <https://biee-cepal.enerdata.net>

CER (2021). *Market snapshot: Plug-in hybrid vehicles are far more fuel efficient over short trips than long trips*. Canada Energy Regulator. <https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/energy-markets/market-snapshots/2021/market-snapshot-plug-in-hybrid-vehicles-are-far-more-fuel-efficient-over-short-trips-than-long-trips.html>

Ch, R., Martin, D. A. e Vargas, J. F. (2021). Measuring the size and growth of cities using nighttime light. *Journal of Urban Economics*, 125(C). <https://ideas.repec.org/a/eee/juecon/v125y2021ics0094119020300255.html>

Chen, G. (2023). Impact of carbon border adjustment mechanism on China's manufacturing sector: A dynamic recursive CGE model based on an evolutionary game. *Journal of Environmental Management*, 347. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2023.119029>

Choi, B. (2020). Productivity and misallocation of energy resources: Evidence from Korea's manufacturing sector. *Resource and Energy Economics*, 61, 101184. <https://doi.org/10.1016/j.reseneeco.2020.101184>

Christensen, P., Francisco, P., Myers, E. e Souza, M. (2023). Decomposing the wedge between projected and realized returns in energy efficiency programs. *The Review of Economics and Statistics*, 105(4), 798-817. https://doi.org/10.1162/rest_a_01087

Civancik-Uslu, D., Puig, R., Hauschild, M e Fullana-i-Palmer, P. (2019). Life cycle assessment of carrier bags and development of a littering indicator. *Science of The Total Environment*, 685, 621-630. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2019.05.372>

Clark, V. R. e Herzog, H. J. (2014). Can “stranded” fossil fuel reserves drive CCS deployment? *Energy Procedia*, 63, 7261-7271. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.762>

Climate Analytics e NewClimate Institute (2023). *CAT Climate Target Update Tracker* [banco de dados]. Acessado em: 14 de agosto de 2023. <https://climateactiontracker.org/climate-target-update-tracker-2022/>

Climate Analytics e NewClimate Institute (2022). *Climate Action Tracker | Country summary*. Climate Action Tracker. <https://climateactiontracker.org/countries>

Climate Group (2023). *EV100 progress and insights report 2023: Advancing the EV transition across the globe*. <https://www.theclimategroup.org/our-work/press/ev100-progress-and-insights-report-2023>

Climate Watch (2023a). *Explore nationally determined contributions (NDCs)*. <https://www.climatewatchdata.org/ndcs-explore>

Climate Watch (2023b). *Historical GHG Emissions* [banco de dados]. Acessado em: 26 de julho de 2023. Washington, DC: World Resources Institute. https://www.climatewatchdata.org/ghg-emissions?end_year=2020&start_year=1990

CNE (2021). *Norma técnica de coordinación y operación*. Comisión Nacional de Energía. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/08/NT-de-Coordinacion-y-Operacion-del-SEN.pdf>

Coady, D., Parry, I. W. H., Sears, L. e Shang, B. (2015). *How large are global energy subsidies?* Documento de trabalho do FMI WP/15/105. Fundo Monetário Internacional. <https://www.imf.org/external/pubs/ft/wp/2015/wp15105.pdf>

Cochrane, J. H. (2020). *Central banks and climate: A case of mission creep*. Hoover Institution. <https://www.hoover.org/research/central-banks-and-climate-case-mission-creep>

Conselho Europeu (2023). Objetivo 55: Cómo tiene previsto potenciar la UE la energía renovable. União Europeia. <https://www.consilium.europa.eu/es/infographics/fit-for-55-how-the-eu-plans-to-boost-renewable-energy/>

Cont, W. e Juncosa, F. (2024). *Estimating land use requirements for solar and wind energy in Latin America and the Caribbean*. Documento sem publicar.

Cont, W., Belfiori, E., Rodríguez Pardina, M., Rojas, D., Fernández, S., Bonifaz, J. L., Gibovich, G., Zamora, V., Castillo, E. e Vanoli, C. (2022). *Ideal 2022. Energía, agua y salud para un mejor medio ambiente*. Caracas: CAF. <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/1980>

Cont, W., Romero, C., Lleras, G., Unda, R., Celani, M., Gartner, A., Capelli, L., Zipitria, L., Besfamille, M., Figueroa, N., López Azumendi, S. e Fischer, R. (2021). *IDEAL 2021. El impacto de la digitalización para reducir brechas y mejorar los servicios de infraestructura*. CAF. <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/1762>

Contreras, M., Serrano-Medrano, M. e Masera, O. (2022). *Patrones de consumo energético en el sector residencial de México: Un análisis desde la perspectiva de usos finales*. Conselho Nacional de Ciência e Tecnologia (Conacyt).

Conwell, L. J., Eckert, F. e Mobarak, A. M. (2023). *More roads or public transit? Insights from measuring city-center accessibility*. <https://doi.org/10.3386/w30877>

Coordinador Eléctrico Nacional (2023). *Sistema Eléctrico Nacional* [banco de dados]. Acessado em: 30 de agosto de 2023. https://www.coordinador.cl/?jav_iWebAncho=1538

Corporação Latinobarómetro (2020). *Latinobarómetro 2020* [banco de dados]. Acessado em: 1 de novembro de 2023. <https://www.latinobarometro.org/latContents.jsp>

Correa, G., Muñoz, P. M. e Rodríguez, C. R. (2019). A comparative energy and environmental analysis of a diesel, hybrid, hydrogen and electric urban bus. *Energy*, 187, 115906. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.115906>

Cortada Mut, M. D. M., Nørskov, L. K., Frandsen, F. J., Glarborg, P. e Dam-Johansen, K. (2015). Review: Circulation of inorganic elements in combustion of alternative fuels in cement plants. *Energy & Fuels*, 29(7), 4076-4099. <https://doi.org/10.1021/ef502633u>

Costa, D. L. e Kahn, M. E. (2013). Energy conservation «nudges» and environmentalist ideology: Evidence from a randomized residential electricity field experiment. *Journal of the European Economic Association*, 11(3), 680-702.

CPA Ferrere (2020). *Caracterización del parque vehicular 2017 de Uruguay*. Ministério da Indústria, Energia e Mineração. <https://www.eficienciaenergetica.gub.uy/documents/20182/56464/Parque+vehicular+2017.pdf/28682cb1-92fc-4935-b39f-3a2e37efa1ea>

Crawford, I. (2022). How much CO₂ is emitted by manufacturing batteries? *Climate Portal* [website]. MIT. <https://climate.mit.edu/ask-mit/how-much-co2-emitted-manufacturing-batteries>

CREG (2023). *Se aprueban los reglamentos para la operación del nuevo Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo (MAERCP)*. Comissão de Regulação de Energia e Gás. <https://creg.gov.co/publicaciones/15589/se-aprueban-los-reglamentos-para-la-operacion-del-nuevo-mercado-andino-electrico-regional-de-corto-plazo-maercp/>

Curtin, J., McInerney, C., Ó Gallachóir, B., Hickey, C., Deane, P. e Deeney, P. (2019). Quantifying stranding risk for fossil fuel assets and implications for renewable energy investment: A review of the literature. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 116, 109402. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109402>

Czigler, T., Reiter, S., Schulze, P. e Somers, K. (2020). *Laying the foundation for zero-carbon cement*. McKinsey and Company. <https://www.mckinsey.com/industries/chemicals/our-insights/laying-the-foundation-for-zero-carbon-cement#/>

D'Agosti, N. e Danza, F. (2023). *Residential solar: Evidence from Uruguay*. https://congress-files.s3.amazonaws.com/2023-07/Residential_Solar_2023_02_28.pdf

DANE (2020). *Encuesta Anual Manufacturera- EAM* [banco de dados]. Departamento Administrativo Nacional de Estadística. Acessado em: 20 de agosto de 2023. <https://microdatos.dane.gov.co/index.php/catalog/Ind-Microdatos>

Daude, C., Fajardo, G., Brassiolo, P., Estrada, R., Goytia, C., Sanguinetti, P., Álvarez, F. e Vargas, J. (2017). *RED 2017. Crecimiento urbano y acceso a oportunidades: Un desafío para América Latina*. CAF. <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/1090>

Davis, L. W. (2021). Estimating the price elasticity of demand for subways: Evidence from Mexico. *Regional Science and Urban Economics*, 87, 103651. <https://doi.org/10.1016/j.regsciurbeco.2021.103651>

Davis, L. W., Fuchs, A. e Gertler, P. (2014). Cash for coolers: Evaluating a large-scale appliance replacement program in Mexico. *American Economic Journal: Economic Policy*, 6(4), 207-238. <https://doi.org/10.1257/pol.6.4.207>

Davis, L. W., Hausman, C. e Rose, N. L. (2023). *Transmission impossible? Prospects for decarbonizing the US grid*. National Bureau of Economic Research.

Davis, L. W., Martínez, S. e Taboada, B. (2020). How effective is energy-efficient housing? Evidence from a field trial in Mexico. *Journal of Development Economics*, 143(C). <https://ideas.repec.org/a/eee/deveco/v143y2020ics0304387818312756.html>

De Haas, R. (2023). Sustainable banking. *SSRN Electronic Journal*. <https://doi.org/10.2139/ssrn.4620166>

De la Vega, P., Cerimelo, M. e Porto, N. (2024). *Empleos verdes en América Latina y el Caribe*. Documento sem publicar. CAF.

Deka, T. J., Osman, A. I., Baruah, D. C. e Rooney, D. W. (2022). Methanol fuel production, utilization, and techno-economy: A review. *Environmental Chemistry Letters*, 20(6), 3525-3554. <https://doi.org/10.1007/s10311-022-01485-y>

Deng, G., e Newton, P. (2017). Assessing the impact of solar PV on domestic electricity consumption: Exploring the prospect of rebound effects. *Energy Policy*, 110, 313-324. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.08.035>

Department for Transport (2022). *National Travel Survey 2021: Household car availability and trends in car trips*. Gov.UK. <https://www.gov.uk/government/statistics/national-travel-survey-2021/national-travel-survey-2021-household-car-availability-and-trends-in-car-trips>

Derdevet, M. e Mazzucchi, N. (2021). Les petits réacteurs modulaires, une nouvelle ère nucléaire? Approche géopolitique et stratégique. *La Revue de l'Énergie*, n.º 657, edição de julho-agosto. <https://www.larevuedelenergie.com/les-petits-reacteurs-modulaires-une-nouvelle-ere-nucleaire-approche-geopolitique-et-strategique/>

Di Bella, G., Norton, L., Ntamatungiro, J., Ogawa, S., Samaké, I. e Santoro, M. (2015). *Energy subsidies in Latin America and the Caribbean: Stocktaking and policy challenges*. Documento de trabalho 2015/030. Fundo Monetário Internacional. <https://www.imf.org/en/Publications/WP/Issues/2016/12/31/Energy-Subsidies-in-Latin-America-and-the-Caribbean-Stocktaking-and-Policy-Challenges-42708>

Di, Q., Wang, Y., Zanobetti, A., Wang, Y., Koutrakis, P., Choirat, C., Dominici, F. e Schwartz, J. D. (2017). Air pollution and mortality in the Medicare population. *The New England Journal of Medicine*, 376(26), 2513-2522. <https://doi.org/10.1056/NEJMoa1702747>

Diario Sustentable (2023). Electromovilidad en Chile: ¿Cómo y dónde cargar un auto eléctrico? *Diario Sustentable* [jornal digital]. Edição de 25 de abril. <https://www.diariosustentable.com/2023/04/electromovilidad-en-chile-como-y-donde-cargar-un-auto-electrico/>

Dutra, J. e Menezes, F. (2005). Lessons from the electricity auctions in Brazil. *The Electricity Journal*, 18(10), 11-21.

ECRA (2017). Development of state of the art-techniques in cement manufacturing: Trying to look ahead. *CSI/ECRA Technology Papers 2017*. Ginebra e Dusseldorf: Cement Sustainability Initiative e European Cement Research Academy. http://docs.wbcsd.org/2017/06/CSI_ECRA_Technology_Papers_2017.pdf

EIA (2013). *Technically recoverable shale oil and shale gas resources: An assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States*. U.S. Energy Information Administration. https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/archive/2013/pdf/fullreport_2013.pdf

EIA (2020a). *Capital cost and performance characteristic estimates for utility scale electric power generating technologies*. US Energy Information Administration, Sargent e Lundy.

EIA (2020b). Hourly electricity consumption varies throughout the day and across seasons. *Eia* [website]. Today in Energy, artigo de 21 de fevereiro. U.S. Energy Information Administration. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=42915>

EIA (2020c). More than 100 coal-fired plants have been replaced or converted to natural gas since 2011. *Eia* [website]. Today in Energy, artigo de 21 de fevereiro. U.S. Energy Information Administration. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=44636>

EIA (2020d). *Residential Energy Consumption Survey* [banco de dados]. U.S. Department of Energy, Energy Information Administration. Acessado em: 24 de novembro de 2023. <https://www.eia.gov/consumption/residential/data/2020/>

Electromaps (2023). *Mapa con todos los puntos de carga para vehículos eléctricos* [banco de dados]. Acessado em: 1 de dezembro de 2023. <https://map.electromaps.com/es/>

Electromovilidad (2018). Uruguay inaugura el primer corredor eléctrico de América Latina. *Electromovilidad* [portal informativo]. Edição de 30 de janeiro. <https://electromovilidad.net/uruguay-inaugura-el-primer-corredor-electrico-de-america-latina/>

Emberson-Marl, H., Coppock, R. L., Cole, M., Godley, B. J., Mimpriss, N., Nelms, S. E. e Lindeque, P. K. (2023). Microplastics in the Arctic: A transect through the Barents sea. *Frontiers in Marine Science*, 10, 1241829. <https://doi.org/10.3389/fmars.2023.1241829>

ENEL [s.d.]. Medidores Inteligentes. *Enel* [website]. Acessado em: 1 de dezembro de 2023. <https://enel.pe/content/enel-pe/es/megamenu/sostenibilidad/medidores-inteligentes-de-energia-nueva-tecnologia-mayor-control.html>

Enel X (2020). Primer corredor panamericano 100% eléctrico. *Enel X Argentina* [website]. <https://www.enelx.com/ar/es/noticias/estrenamos-primer-corredor-100-electrico>

EPA (2009). Emissions factors. *Code of Federal Regulations*. United States Environmental Protection Agency. <https://www.ecfr.gov/current/title-40/chapter-I/subchapter-C/part-98>

EPA (2023a). *Electric vehicle myths*. United States Environmental Protection Agency. <https://www.epa.gov/greenvehicles/electric-vehicle-myths>

EPA (2023b). *Inventory of U.S. greenhouse gas emissions and sinks: 1990-2021* (pp. 430-R-23-002). U.S. Environmental Protection Agency. <https://www.epa.gov/system/files/documents/2023-04/US-GHG-Inventory-2023-Main-Text.pdf>

- EPA (2023c). *Summary of Inflation Reduction Act provisions related to renewable energy*. U. S. Environmental Protection Agency. <https://www.epa.gov/green-power-markets/summary-inflation-reduction-act-provisions-related-renewable-energy>
- Erbach, G. e Jensen, L. (2021). EU hydrogen policy. Hydrogen as an energy carrier for a climate-neutral economy. *Towards climate neutrality* [briefing]. Serviço de Estudos do Parlamento Europeu. [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2021/689332/EPRS_BRI\(2021\)689332_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2021/689332/EPRS_BRI(2021)689332_EN.pdf)
- Espey, J. A., e Espey, M. (2004). Turning on the lights: A meta-analysis of residential electricity demand elasticities. *Journal of Agricultural and Applied Economics*, 36(1). <https://econpapers.repec.org/article/agsjoaaec/42897.htm>
- ETC (2023a). *Financing the transition: How to make the money flow for a net-zero economy*. Energy Transitions Commission. <https://www.energy-transitions.org/publications/financing-the-transition-etc/>
- ETC (2023b). *Fossil fuels in transition: Committing to the phase-down of all fossil fuels*. Energy Transitions Commission. <https://www.energy-transitions.org/publications/fossil-fuels-in-transition/>
- ETESA (2021). *Resolución n.º GC-01-2021*. Empresa de Transmissão Elétrica S.A. https://www.etsa.com.pa/es/compras-energia/ver_doc/578
- ETESA (2023). *Resolución n.º GC-02-2023*. Empresa de Transmissão Elétrica S.A. https://www.etsa.com.pa/es/compras-energia/ver_doc/616
- European Systemic Risk Board (2016). *Too late, too sudden: Transition to a low carbon economy and systemic risk*. European Systemic Risk Board. <https://data.europa.eu/doi/10.2849/703620>
- Eurostat (2022). *Ambiente y Energía* [banco de dados]. União Europeia. Acessado em: 16 de agosto de 2023. <https://ec.europa.eu/eurostat>
- Evergo (2023). *Volvo Cars y Evergo se alían para la colocación de cargadores en México*. Evergo. <https://evergo.com/volvo-cars-y-evergo-se-alian-para-la-colocacion-de-cargadores-en-mexico/>
- Fabra, N. (2021). The energy transition: An industrial economics perspective. *International Journal of Industrial Organization*, 79, 102734. <https://doi.org/10.1016/j.ijindorg.2021.102734>
- Fabra, N. e Imelda (2023). Market power and price exposure: Learning from changes in renewable energy regulation. *American Economic Journal: Economic Policy*, 15(4), 323-358. <https://doi.org/10.1257/pol.20210221>
- Fabra, N. e Montero, J.-P. (2023). Technology-neutral versus technology-specific procurement. *The Economic Journal*, 133(650), 669-705. <https://doi.org/10.1093/ej/ueac075>
- Fabra, N., Gutiérrez Chacón, E., Lacuesta, A. e Ramos, R. (2023). *Do renewable energies create local jobs?* Documento de trabalho do Banco da Espanha n.º 2307. SSRN. <https://ssrn.com/abstract=4338642>
- Fabra, N., Rapson, D., Reguant, M. e Wang, J. (2021). Estimating the elasticity to real-time pricing: Evidence from the Spanish electricity market. *AEA Papers and Proceedings*, 111, 425-429. <https://doi.org/10.1257/pandp.20211007>
- Factor (2017). *Subastas de energía renovable en Latinoamérica y Caribe. Caso de estudio: Uruguay*. <https://fundacionbariloche.org.ar/wp-content/uploads/2019/04/1.-Estudio-de-Caso-Subastas-Uruguay.pdf>

Fankhauser, S., Smith, S. M., Allen, M., Axelsson, K., Hale, T., Hepburn, C., Kendall, J. M., Khosla, R., Lezaun, J., Mitchell-Larson, E., Obersteiner, M., Rajamani, L., Rickaby, R., Seddon, N. e Wetzler, T. (2022). The meaning of net zero and how to get it right. *Nature Climate Change*, 12(1), 15-21. <https://doi.org/10.1038/s41558-021-01245-w>

FAO (2022). *Acción mundial sobre el desarrollo verde de productos agrícolas especiales: Un país, un producto prioritario*. Organización das Nações Unidas para a Alimentação e a Agricultura. <https://doi.org/10.4060/cc0608es>

Fargione, J., Hill, J., Tilman, D., Polasky, S. e Hawthorne, P. (2008). Land clearing and the biofuel carbon debt. *Science*, 319(5867), 1235-1238. <https://doi.org/10.1126/science.1152747>

Faruqui, A. e Tang, S. (2021). *Best practices in tariff design: A global survey*. Brattle. <https://www.brattle.com/insights-events/publications/best-practices-in-tariff-design-a-global-survey/>

Feenstra, R. C., Inklaar, R. e Timmer, M. P. (2015). The next generation of the Penn World Table. *American economic review*, 105(10), 3150-3182.

Feger, F., Pavanini, N., e Radulescu, D. (2022). Welfare and redistribution in residential electricity markets with solar power. *The Review of Economic Studies*, 89(6), 3267-3302. <https://doi.org/10.1093/restud/rdac005>

Fell, H. e Morrill, M. S. (2023). *The impact of wind energy on air pollution and emergency department visits*. SSRN 4340633.

Fenabreve (2022). *Informativo usados Fenabreve. Dezembro 2022* (216). <https://online.fliphtml5.com/ordey/bpkp/>

Feng, W. e Figliozzi, M. (2013). An economic and technological analysis of the key factors affecting the competitiveness of electric commercial vehicles: A case study from the USA market. *Transportation Research Part C: Emerging Technologies*, 26, 135-145. <https://doi.org/10.1016/j.trc.2012.06.007>

Ferreño, O. e Lucas, H. (2019). *Subastas de energía renovable en Latinoamérica y Caribe. Caso de estudio: Uruguay*. Ventus e Factor. <https://fundacionbariloche.org.ar/wp-content/uploads/2019/04/1.-Estudio-de-Caso-Subastas-Uruguay.pdf>

FICEM (2019). *Informe estadístico 2019*. Federação Interamericana do Cimento.

Figge, F., Young, W. e Barkemeyer, R. (2014). Sufficiency or efficiency to achieve lower resource consumption and emissions? The role of the rebound effect. *Journal of Cleaner Production*, 69, 216-224. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.01.031>

Figueroa, M., Lah, O., Fulton, L. M., McKinnon, A. e Tiwari, G. (2014). Energy for transport. *Annual Review of Environment and Resources*, 39, 295-325.

FMI (2012). *Fiscal regimes for extractive industries: Design and implementation*. Fundo Monetário Internacional. <https://www.imf.org/external/np/pp/eng/2012/081512.pdf>

FMI (2021). *Fossil fuel subsidies by country and fuel*. Documento de trabalho n.º 2023/169. Fundo Monetário Internacional. <https://www.imf.org/en/Publications/WP/Issues/2023/08/22/IMF-Fossil-Fuel-Subsidies-Data-2023-Update-537281>

FMI (2022). *PIB datos a precios constantes en moneda nacional. World Economic Outlook Database. October 2022 Edition* [banco de dados]. Fundo Monetário Internacional. Acessado em: 28 de dezembro de 2023. www.imf.org/en/Publications/WEO/weo-database/2022/October

Foster, L., Haltiwanger, J. C. e Krizan, C. J. (2001). Aggregate productivity growth: Lessons from microeconomic evidence. Em Hulten, C. R., Dean, E. R. e Harper, M. J. (eds.), *New developments in productivity analysis* (pp. 303-372). University of Chicago Press.

Fowlie, M. e Meeks, R. (2021). The economics of energy efficiency in developing countries. *Review of Environmental Economics and Policy*, 15(2), 238-260.

Fowlie, M., Greenstone, M. e Wolfram, C. (2018). Do energy efficiency investments deliver? Evidence from the Weatherization Assistance Program. *The Quarterly Journal of Economics*, 133(3), 1597-1644. <https://doi.org/10.1093/qje/qjy005>

Franklin Templeton (2023). *Green Steel*. <https://www.franklintempleton.com/articles/2023/equity/green-steel>

Friedlingstein, P., O'Sullivan, M., Jones, M. W., Andrew, R. M., Gregor, L., Hauck, J., Le Quéré, C., Luijkx, I. T., Olsen, A., Peters, G. P., Peters, W., Pongratz, J., Schwingshackl, C., Sitch, S., Canadell, J. G., Ciais, P., Jackson, R. B., Alin, S. R., Alkama, R., ... Zheng, B. (2022). Global carbon budget 2022. *Earth System Science Data*, 14(11), 4811-4900. <https://doi.org/10.5194/essd-14-4811-2022>

Gabrielli, P., Rosa, L., Gazzani, M., Meys, R., Bardow, A., Mazzotti, M. e Sansavini, G. (2023). Net-zero emissions chemical industry in a world of limited resources. *One Earth*, 6(6), 682-704. <https://doi.org/10.1016/j.oneear.2023.05.006>

Galindo Paliza, L. M., Hoffmann, B. e Vogt-Schilb, A. (2022). *¿Cuánto costará lograr los objetivos del cambio climático en América Latina y el Caribe?* Banco Interamericano de Desenvolvimento. <https://doi.org/10.18235/0004021>

Gallardo, R. e Elevado, K. (2017). *Cost-benefit analysis of concrete mixed with waste ceramic tiles and fly ash*. https://www.researchgate.net/publication/326439758_Cost-Benefit_Analysis_of_Concrete_Mixed_with_Waste_Ceramic_Tiles_and_Fly_Ash

Gallego, F., Montero, J.-P. e Salas, C. (2013). The effect of transport policies on car use: Evidence from Latin American cities. *Journal of Public Economics*, 107(C), 47-62.

Gandelman, N., Serebrisky, T. e Suárez-Alemán, A. (2019). Household spending on transport in Latin America and the Caribbean: A dimension of transport affordability in the region. *Journal of Transport Geography*, 79(C), 1-1.

Gani (2012). The relationship between good governance and carbon dioxide emissions: Evidence from developing economies. *Journal of Economic Development*, Chung-Ang University, Department of Economics, 37(1), 77.

García-Suaza, A., Caiza-Guamán, P., Romero-Torres, B., Sarango-Iturralde, A. e Buitrago, C. (2023). *Análisis de demanda de empleo verde a partir de información de vacantes para América Latina y el Caribe en el contexto de la transición energética*. CAF. <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/2185>

Garrett-Peltier, H. (2017). Green versus brown: Comparing the employment impacts of energy efficiency, renewable energy, and fossil fuels using an input-output model. *Economic Modelling*, 61, 439-447. <https://doi.org/10.1016/j.econmod.2016.11.012>

Garrett-Peltier, H., Pollin, R., Heintz, J. e Chakraborty, S. (2015). *Global green growth: Clean energy industrial investments and expanding job opportunities*. The Global Green Growth Instituto e Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento Industrial. <https://doi.org/10.13140/RG.2.1.2179.7605>

Garrigues (2020). Chile: Se aprueba la nueva regulación aplicable a los medios de generación eléctrica a pequeña escala (PMG e PMGD). *Garrigues* [website]. Notícia de 9 de outubro. https://www.garrigues.com/es_ES/noticia/chile-aprueba-nueva-regulacion-aplicable-medios-generacion-electrica-pequena-escala-pmg-pmgd

GCCA (2021). *Futuro del hormigón*. Associação Global de Cimento e Concreto. <https://gccassociation.org/concretefuture/wp-content/uploads/2021/11/GCCA-Concrete-Future-Roadmap-Spanish.pdf>

Gerarden, T. D., Newell, R. G. e Stavins, R. N. (2017). Assessing the energy-efficiency gap. *Journal of Economic Literature*, 55(4), 1486-1525. <https://doi.org/10.1257/jel.20161360>

Ghisellini, P., Cialani, C. e Ulgiati, S. (2016). A review on circular economy: The expected transition to a balanced interplay of environmental and economic systems. *Journal of Cleaner Production*, 114, 11-32.

Giese, L. e Reiff-Stephan, J. (2021). Hydrogen and usability of hydrogen storage technologies: Liquid organic hydrogen carriers (LOHC) versus other physical and chemical storage methods. *TH Wildau Engineering and Natural Sciences Proceedings*, 1. <https://doi.org/10.52825/thwildauensp.v1i.10>

GIIGNL (2023). *GIIGNL releases 2023 annual report*. International Group of Liquefied Natural Gas Importers. <https://giignl.org/wp-content/uploads/2023/07/GIIGNL-2023-Annual-Report-July20.pdf>

Gil, S. (2021). *Principales consumos en la región AMBA*. Eficiência Energética na Argentina. https://www.eficienciaenergetica.net.ar/img_publicaciones/04271007_01.SectorResidencial-PrincipalesconsumosenelAMBA.pdf

Glaeser, E. L. e Kahn, M. E. (2010). The greenness of cities: Carbon dioxide emissions and urban development. *Journal of Urban Economics*, 67(3), 404-418. <https://doi.org/10.1016/j.jue.2009.11.006>

Global Energy Observatory, Google, KTH Royal Institute of Technology in Stockholm, Enipedia e World Resources Institute (2021). *Global Power Plant Database* [banco de dados]. Publicado no Resource Watch e no Google Earth Engine. <https://datasets.wri.org/dataset/globalpowerplantdatabase>

Governo da Cidade de Buenos Aires (2023). La ciudad alcanzó los 300 kilómetros de ciclovías para seguir promoviendo el uso de la bicicleta. *Buenos Aires Ciudad* [website]. Notícia de 7 de fevereiro. <https://buenosaires.gob.ar/noticias/la-ciudad-alcanzo-los-300-kilometros-de-ciclovias-para-seguir-promoviendo-el-uso-de-la>

Gómez García, R., Vignati, F., Ginatta, G. e Rodríguez, M. del C. (2022). Observatorio CAF GEF de buenas prácticas y lecciones aprendidas. *Boletín n.º 1*. Observatorio de la Iniciativa Latinoamericana y del Caribe para el Mercado del Carbono (ILACC). Caracas: CAF. <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/1927>

Gómez Gélvez J. e Mojica, C. (2016). *The incorporation of electric cars in Latin America*. Banco Interamericano de Desenvolvimento. <https://publications.iadb.org/publications/english/document/The-Incorporation-of-Electric-Cars-in-Latin-America.pdf>

González-Mahecha, E., Lecuyer, O., Hallack, M., Bazilian, M. e Vogt-Schilb, A. (2019). Committed emissions and the risk of stranded assets from power plants in Latin America and the Caribbean. *Environmental Research Letters*, 14(12), 124096. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/ab5476>

González-Salazar, M. A., Kirsten, T. e Prchlik, L. (2018). Review of the operational flexibility and emissions of gas- and coal-fired power plants in a future with growing renewables. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, 1497-1513. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.278>

- Goodwin, P., Dargay, J. e Hanly, M. (2004). Elasticities of road traffic and fuel consumption with respect to price and income: A review. *Transport Reviews*, 24(3), 275-292. <https://doi.org/10.1080/0144164042000181725>
- Gordon, S. B., Bruce, N. G., Grigg, J., Hibberd, P. L., Kurmi, O. P., Lam, K. H., Mortimer, K., Asante, K. P., Balakrishnan, K., Balmes, J., Bar-Zeev, N., Bates, M. N., Breysse, P. N., Buist, S., Chen, Z., Havens, D., Jack, D., Jindal, S., Kan, H., ... Martin, W. J. (2014). Respiratory risks from household air pollution in low and middle income countries. *The Lancet. Respiratory Medicine*, 2(10), 823-860. [https://doi.org/10.1016/S2213-2600\(14\)70168-7](https://doi.org/10.1016/S2213-2600(14)70168-7)
- GPE (2023). *Supply up to n100 MW of the electricity generation from renewable energy based power generation facilities on a build, own and operate (BOO) basis* [Request for proposals]. Generation Procurement Entity. <https://gpe.gov.jm/wp-content/uploads/2023/09/Request-for-Proposal-1.pdf>
- Gracida-Alvarez, U. R., Xu, H., Benavides, P. T., Wang, M. e Hawkins, T. R. (2023). Circular economy sustainability analysis framework for plastics: Application for polyethylene terephthalate (PET). *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*, 11(2), 514-524. <https://doi.org/10.1021/acssuschemeng.2c04626>
- Gramkow, C. e Anger-Kraavi, A. (2019). Developing green: A case for the Brazilian manufacturing industry. *Sustainability*, 11(23), 6783. <https://doi.org/10.3390/su11236783>
- Green, J. e Sánchez, S. (2013). *La calidad del aire en América Latina: Una visión panorámica*. Clean Air Institute. https://archivo.minambiente.gov.co/images/AsuntosambientalesySectorialyUrbana/pdf/contaminacion_atmosferica/La_Calidad_del_Aire_en_América_Latina.pdf
- Gross, S. (2020). *The challenge of decarbonizing heavy transport*. Brookings. <https://www.brookings.edu/articles/the-challenge-of-decarbonizing-heavy-transport/>
- Grupo ICE (2020). *Generación y demanda. Informe anual 2020*. Instituto Costarricense de Eletricidade, Centro Nacional de Controle de Energia. <https://apps.grupoice.com/CenceWeb/documentos/3/3008/13/Bolet%C3%ADn%20CENCE%202020.pdf>
- Grupo ICE (2021). *Informe anual de la operación del sistema eléctrico nacional 2021*. Instituto Costarricense de Eletricidade, Centro Nacional de Controle de Energia. <https://apps.grupoice.com/CenceWeb/documentos/3/3008/16/Informe%20%20Anual%20CENCE%202021.pdf>
- Grupo ICE (2022). *Generación y demanda. Informe anual* [Informações técnicas. Relatórios anuais]. Instituto Costarricense de Eletricidade (ICE). Centro Nacional de Controle de Energia. <https://apps.grupoice.com/CenceWeb/documentos/3/3008/19/Informe%20Anual%20DOCSE%202022.pdf>
- Guerra, K., Haro, P., Gutiérrez, R. E. e Gómez-Barea, A. (2022). Facing the high share of variable renewable energy in the power system: Flexibility and stability requirements. *Applied Energy*, 310, 118561. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.118561>
- Haerpfer, C., Inglehart, R., Moreno, A., Welzel, C., Kizilova, K., Diez-Medrano J., M. Lagos, P. Norris, E. Ponarin e Puranen, B. et al. (eds.). 2022. *World Values Survey Trend File (1981-2022) Cross-National Data-Set* [série de dados]. Madrid (Espanha) e Viena (Áustria): JD Systems Institute & WVSA Secretariat. Data File Version 2.0.0. Acessado em: 7 de setembro de 2023. doi:10.14281/18241.23
- Hafner, M. e Luciani, G. (Eds.). (2022). *The Palgrave handbook of international energy economics*. Springer International Publishing. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-86884-0>

- Hall, D. e Lutsey, N. (2018). *Effects of battery manufacturing on electric vehicle life-cycle greenhouse gas emissions*. The International Council on Clean Transportation. <https://theicct.org/publication/effects-of-battery-manufacturing-on-electric-vehicle-life-cycle-greenhouse-gas-emissions/>
- Hancevic, P. I. e Sandoval, H. H. (2023). *Split incentives in emerging countries*. Documento de trabalho RedNIE n.º 242. <https://rednie.eco.unc.edu.ar/files/DT/242.pdf>
- Hanna, R., Duflo, E. e Greenstone, M. (2016). Up in smoke: The influence of household behavior on the long-run impact of improved cooking stoves. *American Economic Journal: Economic Policy*, 8(1), 80-114. <https://doi.org/10.1257/pol.20140008>
- Hanna, R., Kreindler, G. e Olken, B. A. (2017). Citywide effects of high-occupancy vehicle restrictions: Evidence from “three-in-one” in Jakarta. *Science*, 357(6346), 89-93. <https://doi.org/10.1126/science.aan2747>
- Hao, X., Lin, Z., Wang, H., Ou, S. e Ouyang, M. (2020). Range cost-effectiveness of plug-in electric vehicle for heterogeneous consumers: An expanded total ownership cost approach. *Applied Energy*, 275, 115394. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115394>
- Harding, M. e Hsiaw, A. (2014). Goal setting and energy conservation. *Journal of Economic Behavior & Organization*, 107(PA), 209-227.
- Hattori, T., Takahashi, K. e Tamura, K. (2022). *IGES NDC Database* [série de dados]. Institute for Global Environmental Strategies. Acessado em: 7 de setembro de 2023. <https://doi.org/10.57405/iges-5005>
- Heincke, S., Maksimainen, J., Pachtod, D., Reiter, S., Tai, H. e Van Hoey, M. (2023). *The circular cement value chain: Sustainable and profitable*. McKinsey and Company. <https://www.mckinsey.com/industries/engineering-construction-and-building-materials/our-insights/the-circular-cement-value-chain-sustainable-and-profitable>
- Hellgren, J. (2007). Life cycle cost analysis of a car, a city bus and an intercity bus powertrain for year 2005 and 2020. *Energy Policy*, 35(1), 39-49. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2005.10.004>
- Helmcke, S., Hundertmark, T., Musso, C., Jie Ong, W., Oxgaard, J. e Wallach, J. (2022). *Climact Impact of Plastics*. Mc Kinsey and Company.
- Henriques, C. O., Coelho, D. H. e Cassidy, N. L. (2016). Employment impact assessment of renewable energy targets for electricity generation by 2020—An IO LCA approach. *Sustainable Cities and Society*, 26, 519-530. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2016.05.013>
- Hernández-Cortés, D. e Mathes, S. (2024). *The effects of renewable energy projects on employment: Evidence from Brazil*. CAF. <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/2201>
- Hernández, D. e Hansz, M. (2021). *Accesos a oportunidades para favorecer la inclusión. Aspectos conceptuales, indicadores y su medición*. CAF. <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/1692>
- Hernandez, R. R., Hoffacker, M. K., e Field, C. B. (2014). Land-use efficiency of big solar. *Environmental Science & Technology*, 48(2), 1315-1323. <https://doi.org/10.1021/es4043726>
- Hochberg, M. e Poudineh, R. (2021). The Brazilian electricity market architecture: An analysis of instruments and misalignments. *Utilities Policy*, 72, 101267. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2021.101267>

- Holmgren, J. (2007). Meta-analysis of public transport demand. *Transportation Research Part A: Policy and Practice*, 41(10), 1021-1035. <https://doi.org/10.1016/j.tra.2007.06.003>
- Houde, S., Todd, A., Sudarshan, A., Flora, J. A. e Armel, K. C. (2013). Real-time feedback and electricity consumption: A field experiment assessing the potential for savings and persistence. *The Energy Journal*, 34(1), 87-102.
- Hsieh, C.-T. e Klenow, P. J. (2009). Misallocation and manufacturing TFP in China and India. *Quarterly Journal of Economics*, 124(4), 1403-1448. <https://doi.org/10.1162/qjec.2009.124.4.1403>
- Hubacek, K., Chen, X., Feng, K., Wiedmann, T. e Shan, Y. (2021). Evidence of decoupling consumption-based CO₂ emissions from economic growth. *Advances in Applied Energy*, 4, 100074. <https://doi.org/10.1016/j.adapen.2021.100074>
- Hubbard, T. N. (2003). Information, decisions, and productivity: On-board computers and capacity utilization in trucking. *American Economic Review*, 93(4), 1328-1353. <https://doi.org/10.1257/000282803769206322>
- Hund, K., La Porta, D., Fabregas, T. P., Laing, T. e Drexhage, J. (2023). *Minerals for climate action: The mineral intensity of the clean energy transition*. Grupo do Banco Mundial. <https://policycommons.net/artifacts/4086479/minerals-for-climate-action/4893824/>
- IEAGHG (2017). *Reference data and supporting literature reviews for SMR based hydrogen production with CCS*. IEA Greenhouse Gas R&D Programme. <https://documents.ieaghg.org/index.php/s/7li9WGEAfuMPvP>
- limi, A., Elahi, R., Kitchlu, R. e Costolanski, P. (2019). Energy-saving effects of progressive pricing and free CFL Bulb Distribution Program: Evidence from Ethiopia. *World Bank Economic Review*, 33(2), 461-478. <https://doi.org/10.1093/wber/lhw068>
- In-Data e CDT (2019). *Informe final de usos de la energía de los hogares Chile 2018*. https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/informe_final_caracterizacion_residencial_2018.pdf
- INECC (2018). *Inventario nacional de emisiones de gases y compuestos de efecto invernadero* [série de dados]. Instituto Nacional de Ecología e Mudanças Climáticas. Governo do México. <https://www.gob.mx/inecc/acciones-y-programas/inventario-nacional-de-emisiones-de-gases-y-compuestos-de-efecto-invernadero>
- ING (2023, maio 2). *How the EU's carbon border tax will affect the global metals trade*. ING. <https://www.ing.com/Newsroom/News/How-the-EUs-carbon-border-tax-will-affect-the-global-metals-trade.htm>
- Instituto Mexicano do Transporte (2022). Situación de la electromovilidad en México. *Notas n.º 195, enero-febrero, art. 2*. <https://imt.mx/resumen-boletines.html?IdArticulo=550&IdBoletin=196>
- Instituto Nacional de Estatística (2022). *Encuesta Continua de Hogares 2022* [série de dados]. Acessado em: 23 de outubro de 2023. <https://www4.ine.gub.uy/Anda5/index.php/catalog/730>
- Prefeitura de Montevideú (2023). *Más taxis eléctricos en Montevideo*. <https://montevideo.gub.uy/noticias/movilidad-y-transporte/mas-taxis-electricos-en-montevideo>
- IPCC (2005). *IPCC special report on carbon dioxide capture and storage*. Elaborado pelo Grupo de Trabalho III do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (Metz, B., Davidson, O., de Coninck, H. C., Loos, M. e Meyer, L. A., eds.). Cambridge (Reino Unido) e Nova Iorque (EUA): Cambridge University Press. <https://www.ipcc.ch/report/carbon-dioxide-capture-and-storage/>

IPCC (2006). Stationary combustion. Em IPCC, *2006 IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories. Volume 2: Energy* (Vol. 2). Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas. https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf

IPCC (2019). *2019 Refinement to the 2006 IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories*. Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas. <https://www.ipcc.ch/report/2019-refinement-to-the-2006-ipcc-guidelines-for-national-greenhouse-gas-inventories/>

IPCC (2021). *IPCC WGI Interactive Atlas* [banco de dados]. Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas. Acessado em: 11 de setembro de 2023. <https://interactive-atlas.ipcc.ch/atlas>

IPCC (2022). Climate change 2022: Mitigation of climate change. *IPCC Sixth Assessment Report* [website]. Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas. <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/>

IPCC (ed.) (2023). Industry. Em *Climate change 2022—Mitigation of climate change* (1.ª ed., pp. 1161-1244). Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/9781009157926.013>

IRENA (2019a). Flexibility in conventional power plants. *Innovation Landscape Brief*. Abu Dhabi: Agência Internacional de Energias Renováveis. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Flexibility_in_CPPs_2019.pdf?la=en&hash=AF60106EA083E492638D8FA9ADF7FD099259F5A1

IRENA (2019b). *Innovation outlook: Smart charging for electric vehicles*. Agência Internacional de Energias Renováveis. <https://www.irena.org/publications/2019/May/Innovation-Outlook-Smart-Charging>

IRENA (2020). *Evaluación del estado de preparación de las energías renovables: El Salvador*. Abu Dhabi: Agência Internacional de Energias Renováveis. <https://www.irena.org/publications/2020/Dec/Renewables-Readiness-Assessment-El-Salvador-ES>

IRENA (2021). *Innovation outlook: Renewable methanol*. Abu Dhabi: Agência Internacional de Energias Renováveis.

IRENA (2023). *World energy transitions outlook 2023*. Agência Internacional de Energias Renováveis. <https://www.irena.org/Digital-Report/World-Energy-Transitions-Outlook-2023>

IRENA e ETSAP (2013). Biomass co-firing. *Technologie Brief E21*. Agência Internacional de Energias Renováveis e Energy Technology Systems Analysis Programme da Agência Internacional de Energia. <https://www.irena.org/publications/2013/Jan/Biomass-co-firing>

Ito, K. (2014). Do consumers respond to marginal or average price? Evidence from nonlinear electricity pricing. *American Economic Review*, 104(2), 537-563. <https://doi.org/10.1257/aer.104.2.537>

Jambeck, J. R., Geyer, R., Wilcox, C., Siegler, T. R., Perryman, M., Andrady, A., Narayan, R. e Law, K. L. (2015). Plastic waste inputs from land into the ocean. *Science*, 347(6223), 768-771. <https://doi.org/10.1126/science.1260352>

Jenkins, J. D., Zhou, Z., Ponciroli, R., Vilim, R. B., Ganda, F., De Sisternes, F. e Botterud, A. (2018). The benefits of nuclear flexibility in power system operations with renewable energy. *Applied Energy*, 222, 872-884. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.03.002>

Jiménez Mori, R. A., Serebrisky, T. e Mercado Díaz, J. E. (2014). *Power lost: Sizing electricity losses in transmission and distribution systems in Latin America and the Caribbean*. Banco Interamericano de Desenvolvimento. <https://publications.iadb.org/en/power-lost-sizing-electricity-losses-transmission-and-distribution-systems-latin-america-and>

- Joskow, P. L. (2006). *Competitive electricity markets and investment in new generating capacity*. Documento de trabalho 06-009. MIT Center for Energy and Environmental Policy Research. <https://dspace.mit.edu/handle/1721.1/45055>
- Joskow, P. L. (2008). Capacity payments in imperfect electricity markets: Need and design. *Utilities Policy*, 16(3), 159-170. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2007.10.003>
- Joskow, P. L. (2019). *Challenges for wholesale electricity markets with intermittent renewable generation at scale: The U.S. experience*. Série de documento de trabalho 2019-001. MIT Center for Energy and Environmental Policy Research. <https://ceep.mit.edu/workingpaper/challenges-for-wholesale-electricity-markets-with-intermittent-renewable-generation-at-scale-the-u-s-experience/>
- Jugessur, S., Low, Q. X., Gischler, C., Bonzi Teixeira, A., Thomas, C., Lessey-Kelly, T., Ramgattie, A. e Maynard, M. (2022). *The roadmap for a green hydrogen economy in Trinidad and Tobago*. Banco Interamericano de Desenvolvimento. <https://doi.org/10.18235/0004555>
- Kahn, M. E. e Kok, N. (2014). The capitalization of green labels in the California housing market. *Regional Science and Urban Economics*, 47, 25-34. <https://doi.org/10.1016/j.regsciurbeco.2013.07.001>
- Kapat, J. e Otto, M. (2022). Ammonia as a liquid for the future of aviation. Universidade da Flórida Central. https://cater.cecs.ucf.edu/uli_alfa/
- Kastanaki, E. e Giannis, A. (2023). Dynamic estimation of end-of-life electric vehicle batteries in the EU-27 considering reuse, remanufacturing and recycling options. *Journal of Cleaner Production*, 393, 136349. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.136349>
- Keinath, C. e Garimella, S. (2017). An energy and cost comparison of residential water heating technologies. *Energy*, 128, 626-633. Elsevier. DOI:10.1016/j.energy.2017.03.055
- Kenworthy, J. e Laube, F. (2002). Urban transport patterns in a global sample of cities & their linkages to transport infrastructure, land use, economics & environment. *World Transport Policy & Practice*, 8(3). <https://trid.trb.org/view/768993>
- Kepler Cheuvreux (2014). Stranded assets, fossilized revenues. *Kepler Cheuvreux* [website]. ESG Sustainability Research.
- Kermeli, K., Worrell, E., Graus, W. e Corsten, M. (2017). *Energy efficiency and cost saving opportunities for ammonia and nitrogenous fertilizer production*. Document Number 430-R-17002. U.S. Environmental Protection Agency. https://www.energystar.gov/sites/default/files/tools/Fertilizer_guide_170418_508.pdf
- Khalil, M. M. H., Ismail, E. H., El-Baghdady, K. Z. e Mohamed, D. (2014). Green synthesis of silver nanoparticles using olive leaf extract and its antibacterial activity. *Arabian Journal of Chemistry*, 7(6), 1131-1139. <https://doi.org/10.1016/j.arabjc.2013.04.007>
- Khan, S., Maheshwari, N., Aglave, G. e Arora, R. (2020). Experimental design of green concrete and assessing its suitability as a sustainable building material. *Materials Today: Proceedings*, 26, 1126-1130. <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2020.02.225>
- Khudhur, N., Khudhur, S. e Ahmad, I. (2018). An assessment of heavy metal soil contamination in a steel factory and the surrounding area in Erbil City. *Jordan Journal of Earth and Environmental Sciences*.

Khung, D. e Crete, E. (2022). *Life cycle assessment (LCA) and cost-benefit analysis for low carbon concrete and cement mix designs*. Rede de Soluções para o Desenvolvimento Sustentável. https://irp.cdn-website.com/be6d1d56/files/uploaded/Low%20Carbon%20Concrete%20LCA%20and%20Cost-Benefit%20Whitepaper_Updated-aec30a40.pdf

Kirchherr, J., Reike, D. e Hekkert, M. (2017). Conceptualizing the circular economy: An analysis of 114 definitions. *Resources, Conservation and Recycling*, 127, 221-232.

Klemperer, P. (2002). What really matters in auction design. *Journal of Economic Perspectives*, 16(1), 169-189. <https://doi.org/10.1257/0895330027166>

KPMG (2022,). *Los recursos para la transición energética: Hacia un mundo circular*. KPMG. <https://kpmg.com/ar/es/home/insights/2021/08/los-recursos-para-la-transicion-energetica.html>

Krantz, R., Sogaard, K. e Smith, T. (2020). The scale of investment needed to decarbonize international shipping. *Global Maritime Forum*. <https://www.globalmaritimeforum.org/news/the-scale-of-investment-needed-to-decarbonize-international-shipping>

Krewski, D., Jerrett, M., Burnett, R. T., Ma, R., Hughes, E., Shi, Y., Turner, M. C., Pope, C. A., Thurston, G., Calle, E. E., Thun, M. J., Beckerman, B., DeLuca, P., Finkelstein, N., Ito, K., Moore, D. K., Newbold, K. B., Ramsay, T., Ross, Z., ... Tempalski, B. (2009). Extended follow-up and spatial analysis of the American Cancer Society study linking particulate air pollution and mortality. *Research Report Health Effects Institute*, 140, 5-114; discussion 115-136.

Kurrer, C. M. (2020). *The potential of hydrogen for ecarbonizing steel production*. Briefing. Think Tank: Parlamento Europeu. [https://www.europarl.europa.eu/thinktank/en/document/EPRS_BRI\(2020\)641552](https://www.europarl.europa.eu/thinktank/en/document/EPRS_BRI(2020)641552)

Kusuma, R. T., Hiremath, R. B., Rajesh, P., Kumar, B. e Renukappa, S. (2022). Sustainable transition towards biomass-based cement industry: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 163, 112503. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112503>

La Nación (2022). Este verano, con YPF podes ir a la costa con tu auto eléctrico. *La Nación* [jornal digital]. Edição de 29 de dezembro. <https://www.lanacion.com.ar/autos/este-verano-con-ypf-podes-ir-a-la-costa-con-tu-auto-electrico-nid29122022/>

La República (2023). Tarifa de luz se cobrará por horarios: ¿desde cuándo rige y en qué tramo del día pagas más económico y caro? *La República* [jornal digital] Edição de 22 de junho. <https://larepublica.pe/economia/2023/06/15/recibo-de-luz-se-medira-por-horarios-desde-cuando-rige-y-que-tramo-del-dia-tiene-la-tarifa-mas-economica-y-cara-en-el-luz-del-sur-electricidad-atmp-940065>

Labandeira, X., Labeaga, J. M. e López-Otero, X. (2017). A meta-analysis on the price elasticity of energy demand. *Energy Policy*, 102, 549-568. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.01.002>

Laffont, J.-J. e Tirole, J. (1993). *A theory of incentives in procurement and regulation*. MIT Press.

Land Transport Authority (2011). Passenger transport mode shares in world cities. *Journeys*, 12, 54-64.

Lang, J., Hyslop, C., Yi Yeo, Z., Black, R., Chalkley, P., Hale, T., Hans, F., Hay, N., Höhne, N., Hsu, A., Kuramochi, T., Mooldijk, S. e Smith, S. (2023). *Net Zero Tracker* [banco de dados]. Energy and Climate Intelligence Unit, Data-Driven EnviroLab, NewClimate Institute, Oxford Net Zero. Acessado em: 14 de agosto de 2023. <https://zerotracker.net/>

Lark, T. J., Hendricks, N. P., Smith, A., Pates, N., Spawn-Lee, S. A., Bougie, M., Booth, E. G., Kucharik, C. J. e Gibbs, H. K. (2022). Environmental outcomes of the US renewable fuel standard. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 119(9), e2101084119. <https://doi.org/10.1073/pnas.2101084119>

Larsen, J., King, B., Kolus, H., Dasari, N., Hiltbrand, G. e Jones, W. (2022). *A turning point for US climate progress: Assessing the climate and clean energy provisions in the Inflation Reduction Act*. Rhodium Group. <https://rhg.com/research/climate-clean-energy-inflation-reduction-act/>

Lazard (2023). *2023 Levelized cost of energy+*. <https://www.lazard.com/research-insights/2023-levelized-cost-of-energyplus/>

Lee, H., Choe, B., Lee, B., Gu, J., Cho, H.-S., Won, W. e Lim, H. (2022). Outlook of industrial-scale green hydrogen production via a hybrid system of alkaline water electrolysis and energy storage system based on seasonal solar radiation. *Journal of Cleaner Production*, 377, 134210. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.134210>

Lee, K. K., Bing, R., Kiang, J., Bashir, S., Spath, N., Stelzle, D., Mortimer, K., Bularga, A., Doudesis, D., Joshi, S. S., Strachan, F., Gumy, S., Adair-Rohani, H., Attia, E. F., Chung, M. H., Miller, M. R., Newby, D. E., Mills, N. L., McAllister, D. A. e Shah, A. S. V. (2020). Adverse health effects associated with household air pollution: A systematic review, meta-analysis, and burden estimation study. *The Lancet. Global Health*, 8(11), e1427-e1434. [https://doi.org/10.1016/S2214-109X\(20\)30343-0](https://doi.org/10.1016/S2214-109X(20)30343-0)

Lepeule, J., Laden, F., Dockery, D. e Schwartz, J. (2012). Chronic exposure to fine particles and mortality: An extended follow-up of the Harvard Six Cities Study from 1974 to 2009. *Environmental Health Perspectives*, 120(7), 965-970. <https://doi.org/10.1289/ehp.1104660>

Lewis, A. C. (2021). Optimising air quality co-benefits in a hydrogen economy: A case for hydrogen-specific standards for NOx emissions. *Environmental Science: Atmospheres*, 1(5), 201-207. <https://doi.org/10.1039/D1EA00037C>

Li, S., Tong, L., Xing, J. e Zhou, Y. (2017). The market for electric vehicles: Indirect network effects and policy design. *Journal of the Association of Environmental and Resource Economists*, 4(1), 89-133. <https://doi.org/10.1086/689702>

Liborio, A. (2023). La falta de cargadores e infraestructura complica el crecimiento del uso de autos eléctricos en la Argentina. *TN* [portal informativo]. Informação publicada em 9 de junho. <https://tn.com.ar/autos/novedades/2023/06/09/la-falta-de-cargadores-e-infraestructura-complica-el-crecimiento-del-uso-de-autos-electricos-en-la-argentina/>

Linder, M., Naucler, T., Nekovar, S., Pfeiffer, A. e Vekic, N. (2023). *The race to decarbonize electric-vehicle batteries*. McKinsey & Company. <https://www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/the-race-to-decarbonize-electric-vehicle-batteries>

Littlechild, S. C. e Skerk, C. J. (2008a). Transmission expansion in Argentina 1: The origins of policy. *Energy Economics*, 30(4), 1367-1384. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2007.12.003>

Littlechild, S. C. e Skerk, C. J. (2008b). Transmission expansion in Argentina 2: The fourth line revisited. *Energy Economics*, 30(4), 1385-1419. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2007.12.007>

Littlechild, S. C. e Skerk, C. J. (2008c). Transmission expansion in Argentina 3: The evolution of policy. *Energy Economics*, 30(4), 1420-1461. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2007.12.011>

- Liu, J., Tong, D., Zheng, Y., Cheng, J., Qin, X., Shi, Q., Yan, L., Lei, Y. e Zhang, Q. (2021). Carbon and air pollutant emissions from China's cement industry 1990–2015: Trends, evolution of technologies, and drivers. *Atmospheric Chemistry and Physics*, 21(3), 1627-1647. <https://doi.org/10.5194/acp-21-1627-2021>
- Lobsiger, M. e Rutzer, C. (2021). The green potential of occupations in Switzerland. *Swiss Journal of Economics and Statistics* 157, 8. <https://doi.org/10.1186/s41937-021-00076-y>
- López Soto, D., Mejdalani, A., Nogales, A., Tolmasquim, M. e Hallack, M. (2019). *Advancing the policy design and regulatory framework for renewable energies in Latin America and the Caribbean for grid-scale and distributed generation*. Banco Interamericano de Desenvolvimento. <https://doi.org/10.18235/0002083>
- Lusher, A. L., Tirelli, V., O'Connor, I. e Officer, R. (2015). Microplastics in Arctic polar waters: The first reported values of particles in surface and sub-surface samples. *Scientific Reports*, 5(1), 14947. <https://doi.org/10.1038/srep14947>
- MADES (2020). *Inventario nacional de gases de efecto invernadero del Paraguay (INGEI)* [série de dados]. Ministério do Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável. Governo do Paraguai. <https://www.mades.gov.py/2020/05/07/inventario-nacional-de-gases-de-efecto-invernadero-ingei-del-paraguay/>
- Maldonado, J. H. e Moreno-Sánchez, R. del P. (2023). *Servicios ecosistémicos y biodiversidad en América Latina y el Caribe*. Documento de trabalho. CAF. <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/2051>
- Máñez Gomis, G., Bermúdez Forn, E., Orbea Otazua, J., Pietrobelli, F., Díaz Rivas, G. D., Pardo González, J. L. e Font Iribarne, E. (2021). *Movilidad eléctrica. Avances en América Latina y el Caribe. 4ª edición*. Euroclima.
- Marchán, E., Espinasa, R. e Yépez-García, A. (2017). *The other side of the boom: Energy prices and subsidies in Latin America and the Caribbean during the super-cycle*. Banco Interamericano de Desenvolvimento. <https://publications.iadb.org/en/other-side-boom-energy-prices-and-subsidies-latin-america-and-caribbean-during-super-cycle>
- Markaki, M., Belegri-Roboli, A., Michaelides, P., Mirasgedis, S. e Lalas, D. P. (2013). The impact of clean energy investments on the Greek economy: An input–output analysis (2010–2020). *Energy Policy*, 57, 263-275. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.01.047>
- Marmier, A. (2023). *Decarbonisation options for the cement industry*. Comissão Europeia. Centro Comum de Pesquisa. Luxemburgo: Serviço de Publicações da União Europeia. <https://data.europa.eu/doi/10.2760/174037>
- Marques, M. L. V., Uhr, D. e Uhr, J. (2022). *Price and income elasticity of residential electricity demand in Latin America and the Caribbean: An analysis using the meta-analysis method* (SSRN Scholarly Paper 4009765). <https://doi.org/10.2139/ssrn.4009765>
- Mathioudakis, D., Karageorgis, P., Papadopoulou, K. e Lyberatos, G. (2021). LCA and LCC of dried and shredded food waste as an alternative fuel for the cement industry. *Waste Management & Research: The Journal for a Sustainable Circular Economy*, 39(10), 1264-1269. <https://doi.org/10.1177/0734242X21992416>
- McGlade, C. e Ekins, P. (2015). The geographical distribution of fossil fuels unused when limiting global warming to 2 °C. *Nature*, 517(7533), 187-190. <https://doi.org/10.1038/nature14016>
- McKinsey & Company (2009). *Pathways to a low-carbon economy. Version 2 of the global greenhouse gas abatement curve*. McKinsey Sustainability. <https://www.mckinsey.com/capabilities/sustainability/our-insights/pathways-to-a-low-carbon-economy>

MCTI (2022). *Sistema de Registro Nacional de Emisiones (SIRENE)* [série de dados]. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação. Governo do Brasil. <https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/cgcl/paginas/sistema-de-registro-nacional-de-emissoes-sirene>

Medina, J. M., Sáez Del Bosque, I. F., Frías, M., Sánchez De Rojas, M. I. e Medina, C. (2017). Characterisation and valorisation of biomass waste as a possible addition in eco-cement design. *Materials and Structures*, 50(5), 207. <https://doi.org/10.1617/s11527-017-1076-9>

Melaina, M. W., Antonia, O. e Penev, M. (2013). Blending hydrogen into natural gas pipeline networks: A review of key issues. *Report NREL/TP-5600-51995*. Golden, CO (EE. UU.): National Renewable Energy Lab. <https://doi.org/10.2172/1068610>

Mercadal, I. (2023). *Desafíos regulatorios en la incorporación de energías renovables*. CAF.

Mercure, J.-F., Pollitt, H., Viñuales, J. E., Edwards, N. R., Holden, P. B., Chewpreecha, U., Salas, P., Sognaes, I., Lam, A. e Knobloch, F. (2018). Macroeconomic impact of stranded fossil fuel assets. *Nature Climate Change*, 8(7), 588-593. <https://doi.org/10.1038/s41558-018-0182-1>

Miller, R. E. e Blair, P. D. (2009). *Input-output analysis: Foundations and extensions* (2nd ed). Cambridge University Press.

MINAM (2020). *Inventario nacional de gases de efecto invernadero 2000-2019*. Ministério do Meio Ambiente, Governo do Peru. <https://www.gob.pe/7857-inventario-nacional-de-gases-de-efecto-invernadero-infocarbono>

Ministério do Meio Ambiente (2020). *Inventarios nacionales de gases de efecto invernadero (INGEI)* [série de dados]. Governo do Uruguai. Acessado em: 8 de dezembro de 2023. <https://www.gub.uy/ministerio-ambiente/politicas-y-gestion/inventarios-nacionales-gases-efecto-invernadero-ingei>

Ministério do Desenvolvimento Social [s.d.]. *Relevamiento Nacional de Barrios Populares* [banco de dados]. Acessado em: 11 de maio de 2023. <https://www.argentina.gob.ar/desarrollosocial/renabap>

Ministério de Energia (2019). *Estudio: Etiquetado energético para artefactos electrodomésticos*. Estado Plurinacional da Bolívia.

Ministério de Energia (2022). Ministerio de Energía modifica Decreto 88/2019. *Ministerio de Energía* [website]. Notícias. Governo do Chile. <https://energia.gob.cl/noticias/nacional/ministerio-de-energia-modifica-decreto-882019>

Ministério de Energia e Mineração e Fundação Bariloche (2020). *Encuesta nacional a sectores de consumo final de energía de República Dominicana*. <https://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/cg00949.pdf>

Ministério de Minas e Energia (2023). CNPE aprova resolução que restabelece o aumento para 12% da mistura de biodiesel ao diesel a partir de abril. *Governo do Brasil* [website]. Notícias. <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/cnpe-aprova-resolucao-que-restabelece-o-aumento-para-12-da-mistura-de-biodiesel-ao-diesel-a-partir-de-abril>

Minnesota Population Center (2020). *Integrated public use microdata series, international: Versão 7.3*. Minneapolis, MN: IPUMS, 2020. <https://doi.org/10.18128/D020.V7.3>

Minx, J. C., Lamb, W. F., Andrew, R. M., Canadell, J. G., Crippa, M., Döbbeling, N., Forster, P. M., Guizzardi, D., Olivier, J., Peters, G. P., Pongratz, J., Reisinger, A., Rigby, M., Saunio, M., Smith, S. J., Solazzo, E. e Tian, H. (2021). A comprehensive and synthetic dataset for global, regional, and national greenhouse gas emissions by sector 1970-2018 with an extension to 2019. *Earth System Science Data*, 13(11), 5213-5252. <https://doi.org/10.5194/essd-13-5213-2021>

MMA (2020). *Sistema Nacional de Inventarios de Gases de Efecto Invernadero* [série de dados]. SNI Chile. Santiago: Ministério do Meio Ambiente. Acessado em: 8 de dezembro de 2023. <https://snichile.mma.gob.cl/sector-procesos-industriales-y-uso-de-productos/#>

Mobility Portal (2022). Nuevo electrocorredor conecta puntos de carga en el eje cafetero de Colombia. *Mobility Portal Latinoamérica* [portal informativo]. Edição de 14 de julho. <https://mobilityportal.lat/nuevo-electrocorredor-conecta-puntos-de-carga-en-el-eje-cafetero-de-colombia/>

Mobility Portal (2023). Brasil llega a mitad del 2023 sin política pública en electromovilidad. *Mobility Portal Latinoamérica* [portal informativo]. Edição de 12 de junho. <https://mobilityportal.lat/brasil-llega-a-mitad-del-2023-sin-politica-publica-en-electromovilidad/>

Montalbano, P. e Nenci, S. (2019). Energy efficiency, productivity and exporting: Firm-level evidence in Latin America. *Energy Economics*, 79, 97-110. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2018.03.033>

Montero, J.-P., Sepúlveda, F. e Basso, L. (2022). *Pricing congestion to increase traffic: The case of Bogotá*. Documento de trabalho. http://www.chair-energy-prosperity.org/wp-content/uploads/2022/06/Event_Intl-Conf-Innovation-Climate-Change-Gouvernance_202205_Paper_Bogota_2022_04_11.pdf

Morales Romero, E. (2023). El parque vehicular mexicano se transforma. *Alianza AutoMotriz* [revista on-line]. Edição de 20 de abril. <https://alianzaautomotriz.com/el-parque-vehicular-mexicano-se-transforma/>

Moreno-Monroy, A. I., Schiavina, M. e Veneri, P. (2021). Metropolitan areas in the world. Delineation and population trends. *Journal of Urban Economics*, 125, 103242. <https://doi.org/10.1016/j.jue.2020.103242>

Moreno, R. e Larrahondo, D. (2021). The first auction of non-conventional renewable energy in Colombia: Results and perspectives. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 11(1), 528.

Moshiri, S. e Martínez Santillán, M. A. (2018). The welfare effects of energy price changes due to energy market reform in Mexico. *Energy Policy*, 113, 663-672. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.11.035>

Move (2021). Costa Rica y Panamá inauguran ruta eléctrica de 900 kilómetros. *Movilidad Eléctrica Latinoamérica y el Caribe* [website]. ONU Meio Ambiente-MOVE. <https://movelatam.org/costa-rica-y-panama-inauguran-ruta-electrica-de-900-kilometros/>

MOVÉS (2021). El nuevo paradigma de la movilidad urbana sostenible. *Movés Uruguay* [website]. <https://moves.gub.uy/movilidadurbanasostenible/>

MPP (2021). *Steeling demand: Mobilising buyers to bring net-zero steel to market before 2030*. Mission Possible Partnership.

MPP (2022). *Making net-zero steel possible. An industry-backed, 1.5°C-aligned transition strategy*. Mission Possible Partnership.

MRC Consultants e PSR (próxima publicação). *La transición energética de América Latina y el Caribe. Una visión al 2050 de sus oportunidades y desafíos*. Documento sem publicar. CAF.

Mrozik, W., Rajaeifar, M. A., Heidrich, O. e Christensen, P. (2021). Environmental impacts, pollution sources and pathways of spent lithium-ion batteries. *Energy & Environmental Science*, 14(12), 6099-6121. <https://doi.org/10.1039/D1EE00691F>

- Muñoz, F. D. e Mills, A. D. (2015). Endogenous assessment of the capacity value of solar PV in generation investment planning studies. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 6(4), 1574-1585. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2015.2456019>
- Muñoz, F. D., Pumarino, B. J. e Salas, I. A. (2017). Aiming low and achieving it: A long-term analysis of a renewable policy in Chile. *Energy Economics*, 65, 304-314. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2017.05.013>
- Muñoz, F. D., Suazo-Martínez, C., Pereira, E. e Moreno, R. (2021). Electricity market design for low-carbon and flexible systems: Room for improvement in Chile. *Energy Policy*, 148, 111997. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111997>
- Nações Unidas (2022). *World population prospects 2022*. Divisão de População, Departamento de Assuntos Econômicos e Sociais. <https://population.un.org/wpp/>
- National Bureau of Statistics of China (2022). *China Statistical Yearbook* [banco de dados]. Acessado em: 30 de agosto de 2023. <https://www.stats.gov.cn/sj/ndsj/2022/indexeh.htm>
- Navajas, F. (2023). *Electricity rate structure design in Latin America: Where do we stand? Where should we go?* Banco Interamericano de Desenvolvimento. <https://doi.org/10.18235/0005102>
- Neoenergia (2020). Corredor verde. *Neoenergia* [website]. <https://www.neoenergia.com/es/corredor-verde>
- Newbery, D. (2016). Missing money and missing markets: Reliability, capacity auctions and interconnectors. *Energy Policy*, 94, 401-410. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.10.028>
- Nicholas, S. e Basirat, S. (2022). *Iron ore quality a potential headwind to green steelmaking: Technology and mining options are available to hit net-zero steel targets*. Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA). <https://ieefa.org/resources/iron-ore-quality-potential-headwind-green-steelmaking-technology-andmining-options-are>
- NOAA [s.d.]. *What is eutrophication?* National Oceanic and Atmospheric Administration. <https://oceanservice.noaa.gov/facts/eutrophication.html>
- Noel, L., Zarazua de Rubens, G., Sovacool, B. K. e Kester, J. (2019). Fear and loathing of electric vehicles: The reactionary rhetoric of range anxiety. *Energy Research & Social Science*, 48, 96-107. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2018.10.001>
- Nordhaus, W. (2015). Climate clubs: Overcoming free-riding in international climate policy. *American Economic Review*, 105(4), 1339-1370. <https://doi.org/10.1257/aer.15000001>
- Noussan, M. (2022). Economics of electricity battery storage. Em M. Hafner e G. Luciani (eds.), *The Palgrave handbook of international energy economics* (pp. 235-253). Springer International Publishing. https://doi.org/10.1007/978-3-030-86884-0_14
- OCDE (2019). *Enhancing the mitigation of climate change through agriculture: Policies, economic consequences, and trade-offs*. Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômicos. <https://doi.org/10.1787/e9a79226-en>
- OCDE (2022). *Global plastics outlook: Policy scenarios to 2060*. Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômicos. <https://doi.org/10.1787/aa1edf33-en>
- OCDE (2023). *Estadísticas tributarias de América Latina y el Caribe 2023*. Paris: Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômicos. <https://doi.org/10.18235/0004906>

OCDE (2024). *Poverty rate* (indicator) [série de dados]. Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômicos. Acessado em: 30 de janeiro de 2024. <https://doi.org/10.1787/0fe1315d-en>

OCDE, CIAT, CEPAL e BID (2022). *Estadísticas tributarias en América Latina y el Caribe 2022*. Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômicos, Centro Interamericano de Administrações Tributárias, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe e Banco Interamericano de Desenvolvimento. <https://doi.org/10.1787/58a2dc35-en-es>

OIT (2019). *Skills for a greener future: A global view based on 32 country studies*. Organização Internacional do Trabalho. https://www.ilo.org/skills/pubs/WCMS_732214/lang--en/index.htm

OIT (2022). *Skills development for a just transition*. Organização Internacional do Trabalho. https://www.ilo.org/wcmsp5/groups/public/---ed_emp/---emp_ent/documents/publication/wcms_860617.pdf

OLADE (2020). *Procesos competitivos para el financiamiento de proyectos de energías renovables. Situación de América Latina y el Caribe*. Organização Latino-Americana de Energia. <https://www.olade.org/publicaciones/procesos-competitivos-para-el-financiamiento-de-proyectos-de-energ-%EF%BF%BDas-renovables/>

OLADE (2021a). *Precios de la energía en América Latina y el Caribe*. Organização Latino-Americana de Energia. <https://www.olade.org/publicaciones/precios-de-la-energia-en-america-latina-y-el-caribe-informe-anual-abril-2021/>

OLADE (2021b). *Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe* [banco de dados]. Organização Latino-Americana de Energia. Acessado em: 1 de novembro de 2023. <https://sielac.olade.org/WebForms/Reportes/SistemaNumerico.aspx?ss=2>

OLADE (2023a). *Generación eléctrica por fuente. SieLac* [banco de dados]. Organização Latino-Americana de Energia. Acessado em: 20 de dezembro de 2023. <https://sielac.olade.org/WebForms/Reportes/ReporteDato7.aspx?oc=51&or=30102&ss=2&v=1>

OLADE (2023b). *Matriz de balance energético. SieLac* [banco de dados]. Organização Latino-Americana de Energia. Acessado em: 7 de setembro de 2023. <https://sielac.olade.org/WebForms/Reportes/ReporteBalanceEnergetico.aspx?or=600&ss=2&v=1>

OLADE (2023c). *Reservas de hidrocarburos. SieLac* [banco de dados]. Organização Latino-Americana de Energia. <https://sielac.olade.org/WebForms/Reportes/ReporteDato3.aspx?oc=58&or=670&ss=2&v=1>

OLADE (2023d). *Reservas y potenciales. SieLac* [banco de dados]. Organização Latino-Americana de Energia. Acessado em: 20 de dezembro de 2023. <https://sielac.olade.org/WebForms/Reportes/ReporteDato3.aspx?oc=61&or=690&ss=2&v=1>

OLADE (2023e). *Series de oferta y demanda. SieLAC* [banco de dados]. Organização Latino-Americana de Energia. Acessado em: 5 de outubro de 2023. <https://sielac.olade.org/WebForms/Reportes/ReporteOD.aspx?subsectorId=0&or=720&ss=2&v=1>

Oliveira Barbosa, M., Peyerl, D. e Mendes, A. B. (2023). The economic and environmental benefits of adopting natural gas in isolated systems of Amazonas state, Brazil. *Environmental Development*, 47, 100889. <https://doi.org/10.1016/j.envdev.2023.100889>

Olley, G. S. e Pakes, A. (1996). The dynamics of productivity in the telecommunications equipment industry. *Econometrica*, 64(6), 1263. <https://doi.org/10.2307/2171831>

- OMS (2021). *Proportion of population with primary reliance on fuels and technologies for cooking, by fuel type* [banco de dados]. Organização Mundial da Saúde. Acessado em: 1 de novembro de 2023. <https://www.who.int/data/gho/data/indicators/indicator-details/GHO/proportion-of-population-with-primary-reliance-on-fuels-and-technologies-for-cooking-by-fuel-type>
- OMU (2023). *Observatorio de Movilidad Urbana* [banco de dados]. CAF e Banco Interamericano de Desenvolvimento. Acessado em: 8 de agosto de 2023. <https://omu-latam.org>
- Our World in Data (2023a). *Kaya identity: Drivers of CO₂ emissions*. Com dados do *Global Carbon Budget* (2023) e *Maddison Project Database 2020* (Bolt and van Zanden, 2020). <https://ourworldindata.org/grapher/kaya-identity-co2?tab=table>
- Our World in Data (2023b). *Share of electricity production by source, World*. Com dados da Ember (2023) e do Energy Institute (2023). <https://ourworldindata.org/grapher/share-elec-by-source>
- OutletMinero (2017). Chile desarrolla combustible dual hidrógeno-diésel para camiones mineros. *OutletMinero* [website]. <https://outletminero.org/chile-desarrolla-combustible-dual-hidrogeno-diesel-para-camiones-mineros/>
- Pacific Northwest National Laboratory (2023). Hydrogen Properties. *Hydrogen Tools* [banco de dados]. Acessado em: 27 de novembro de 2023. <https://h2tools.org/hyarc/hydrogen-properties>
- Palacios, L. e Guzmán, J. J. (2023). *Financing the energy transition in Latin America and the Caribbean: An incomplete puzzle*. Center on Global Energy Policy. Columbia/SIPA. <https://www.energypolicy.columbia.edu/publications/financing-the-energy-transition-in-latin-america-and-the-caribbean-an-incomplete-puzzle/>
- Paltsev, S., Morris, J., Kheshgi, H. e Herzog, H. (2021). Hard-to-abate sectors: The role of industrial carbon capture and storage (CCS) in emission mitigation. *Applied Energy*, 300, 117322. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117322>
- Paniagua, C. (2023). *Impacto CAF: Electrificación para un desarrollo sostenible*. CAF. <https://www.caf.com/es/especiales/impacto-caf/areas-de-accion/electrificacion-sostenible/>
- Pannone, G., Betz, B., Reale, M. e Thomas, J. (2017). Decomposing fuel economy and greenhouse gas regulatory standards in the energy conversion efficiency and tractive energy domain. *SAE International Journal of Fuels and Lubricants*, 10(1), Article 1. <https://doi.org/10.4271/2017-01-0897>
- Parlamento Europeu (2023). La energía renovable. *Fichas temáticas sobre la Unión Europea*. Parlamento Europeu. <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/es/sheet/70/la-energia-renovable>
- Parry, I. W. H. e Small, K. A. (2009). Should urban transit subsidies be reduced? *American Economic Review*, 99(3), 700-724. <https://doi.org/10.1257/aer.99.3.700>
- Parry, I. W. H. e Timilsina, G. R. (2010). How should passenger travel in Mexico City be priced? *Journal of Urban Economics*, 68(2), 167-182. <https://doi.org/10.1016/j.jue.2010.03.009>
- Parry, I. W. H., Black, S. e Vernon, N. (2021). *Still not getting energy prices right: A global and country update of fossil fuel subsidies*. IMF Working Paper n.º 2021/236. <https://www.imf.org/en/Publications/WP/Issues/2021/09/23/Still-Not-Getting-Energy-Prices-Right-A-Global-and-Country-Update-of-Fossil-Fuel-Subsidies-466004>
- Pellerano, J. A., Price, M. K., Puller, S. L. e Sánchez, G. E. (2017). Do extrinsic incentives undermine social norms? Evidence from a field experiment in energy conservation. *Environmental and Resource Economics*, 67(3), 413-428. <https://doi.org/10.1007/s10640-016-0094-3>

Pellow, M. A., Ambrose, H., Mulvaney, D., Betita, R. e Shaw, S. (2020). Research gaps in environmental life cycle assessments of lithium-ion batteries for grid-scale stationary energy storage systems: End-of-life options and other issues. *Sustainable Materials and Technologies*, 23, e00120. <https://doi.org/10.1016/j.susmat.2019.e00120>

Perczyk, D. e Rabinovich, G. (2023). *Barreras técnicas para la adopción de tecnologías para la transición energética en América Latina y el Caribe* (Relatório final). CAF.

Peschel, D. e Liu, W. (2022). *The long-term growth prospects of the People's Republic of China*. Banco Asiático de Desenvolvimento. <https://doi.org/10.22617/WPS220567-3>

Pevec, D., Babic, J., Carvalho, A., Ghiassi-Farrokhfal, Y., Ketter, W. e Podobnik, V. (2019). Electric vehicle range anxiety: An obstacle for the personal transportation (r) evolution? *4th International Conference on Smart and Sustainable Technologies (SpliTech)*. <https://doi.org/10.23919/SpliTech.2019.8783178>

PNUD (2022). ¿Qué son los mercados de carbono y por qué son importantes? *PNUD Climate Promise* [blog]. Acessado em 27 de maio. <https://climatepromise.undp.org/es/news-and-stories/que-son-los-mercados-de-carbono-y-por-que-son-importantes>

PNUMA (2020a). *Estado de la movilidad eléctrica: América Latina y el Caribe 2019*. Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente. <https://wedocs.unep.org/20.500.11822/32830>.

PNUMA (2020b). *Single-use plastic bags and their alternatives: Recommendations from life cycle assessments*. Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente. <https://wedocs.unep.org/20.500.11822/31932>

PNUMA (2022a). *El Estado de la generación distribuida solar fotovoltaica en América Latina y el Caribe*. Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente. <http://www.unep.org/es/resources/informe/el-estado-de-la-generacion-distribuida-solar-fotovoltaica-en-america-latina-y-el>

PNUMA (2022b). *2022 Global status report for buildings and construction: Towards a zero-emission, efficient and resilient buildings and construction sector*. Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente. <https://www.unep.org/resources/publication/2022-global-status-report-buildings-and-construction>

Po, J. Y. T., FitzGerald, J. M. e Carlsten, C. (2011). Respiratory disease associated with solid biomass fuel exposure in rural women and children: Systematic review and meta-analysis. *Thorax*, 66(3), 232-239. <https://doi.org/10.1136/thx.2010.147884>

Popa, M. E., Segers, A. J., Denier Van Der Gon, H. A. C., Krol, M. C., Visschedijk, A. J. H., Schaap, M. e Röckmann, T. (2015). Impact of a future H₂ transportation on atmospheric pollution in Europe. *Atmospheric Environment*, 113, 208-222. <https://doi.org/10.1016/j.atmosenv.2015.03.022>

Porsche (2022). *En 2022, red Porsche tendrá más de 550 cargadores exclusivos en América Latina*. Porsche Newsroom. <https://newsroom.porsche.com/es/2022/compania/porsche-red-de-carga-550-cargadores-exclusivos-america-latina.html>

Pörtner, H.-O., Scholes, R. J., Agard, J., Archer, E., Arneth, A., Bai, X., Barnes, D., Burrows, M., Chan, L., Cheung, W. L., Diamond, S., Donatti, C., Duarte, C., Eisenhauer, N., Foden, W., Gasalla, M. A., Handa, C., Hickler, T., Hoegh-Guldberg, O., ..., Ngo, H.T. (2021). IPBES-IPCC co-sponsored workshop report on biodiversity and climate change. *IPBES and IPCC*, 10. DOI:10.5281/zenodo.4782538.

Primicia (2023). Favenpa: Venezuela tiene un parque automotor envejecido. *Primicia* [jornal digital]. Edição de 4 de fevereiro. <https://primicia.com.ve/economia/favenpa-venezuela-tiene-un-parque-automotor-envejecido/#:~:text=Con%20un%20promedio%20de%202022,que%20est%C3%A1n%20%E2%80%9Cmuy%20envejecido%E2%80%9D>

Puig, J. e Tornarolli, L. (2023). *Acceso y consumo de energía residencial en América Latina y el Caribe*. Documento de trabalho. CAF.

Pupo, O. e González, A. (2023). *Transición energética y descarbonización en América Latina y el Caribe en industrias de alto consumo energético*.

Purdy, C. e Castillo, R. (2022). *The future of mining in Latin America: Critical minerals and the global energy transition*. Brookings Institution, LTRC Project e Results for Development. https://www.brookings.edu/wp-content/uploads/2022/07/GS_07072022_LTRC-Future-Mining-Latin-America.pdf

pv Magazine. (2023). El 81% de los 235 MW subastados en Guatemala son de proyectos renovables. *Pv magazine* [revista digital]. Edição de 9 de agosto. <https://www.pv-magazine-latam.com/2023/08/09/el-81-de-los-235-mw-subastados-en-guatemala-son-de-proyectos-renovables/>

Qiu, Y., Kahn, M. E. e Xing, B. (2019). Quantifying the rebound effects of residential solar panel adoption. *Journal of Environmental Economics and Management*, 96, 310-341. <https://doi.org/10.1016/j.jeem.2019.06.003>

Rahman, A., Rasul, M. G., Khan, M. M. K. e Sharma, S. (2016). Cement kiln process modeling to achieve energy efficiency by utilizing agricultural biomass as alternative fuels. Em *Thermofluid modeling for energy efficiency applications* (pp. 197-225). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-802397-6.00009-9>

Raimi, D., Krupnick, A. J., Shah, J.-S. e Thompson, A. (2021). Decommissioning orphaned and abandoned oil and gas wells: New estimates and cost drivers. *Environmental Science & Technology*, 55(15), 10224-10230. <https://doi.org/10.1021/acs.est.1c02234>

Ramos, R. (2023). *Transición energética en el transporte urbano de América Latina y el Caribe*. Documento de referência. CAF.

Ravillard, P., Carvajal, F., López, D., Chueca, J. E. e Hallack, M. (2019). *Towards greater energy efficiency in Latin America and the Caribbean: Progress and policies*. Banco Interamericano de Desenvolvimento. <https://doi.org/10.18235/0002070>

Reich, D. T. (2022). *Protected bicycle lanes protect the climate: Measuring how networks of protected bicycle lanes reduce carbon emissions, transport costs, and premature death*. Institute for Transportation and Development Policy. <https://globaldesigningcities.org/resource/itdp-protected-bicycle-lanes-protect-the-climate/>

Report Linker (2023). Methanol market outlook 2022-2026. *Report Linker* [website]. <https://www.reportlinker.com/clp/global/522075#:~:text=In%202021%2C%20Trinidad%20and%20Tobago,third%20and%20fourth%20place%20respectively>

Restuccia, D. e Rogerson, R. (2008). Policy distortions and aggregate productivity with heterogeneous establishments. *Review of Economic Dynamics*, 11(4), 707-720. <https://doi.org/10.1016/j.red.2008.05.002>

Rissman, J., Bataille, C., Masanet, E., Aden, N., Morrow, W. R., Zhou, N., Elliott, N., Dell, R., Heeren, N., Huckestein, B., Cresko, J., Miller, S. A., Roy, J., Fennell, P., Cremmins, B., Koch Blank, T., Hone, D., Williams, E. D., De La Rue Du Can, S., ... Helseth, J. (2020). Technologies and policies to decarbonize global industry: Review and assessment of mitigation drivers through 2070. *Applied Energy*, 266, 114848. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114848>

- RITEVE (2020). *Anuario 2019*. <https://www.rtv.co.cr/wp-content/uploads/Anuario2019.pdf>
- Rivas, M. E., Suárez-Alemán, A. e Serebrisky, T. (2019). *Políticas de transporte urbano en América Latina y el Caribe: Dónde estamos, cómo llegamos aquí y hacia dónde vamos*. Banco Interamericano de Desenvolvimento. <https://doi.org/10.18235/0001737>
- Rivera, N. M. (2024). *Fossil fuels displacement and educational outcomes among environmental justice communities: Evidence from Chile*. Documento de trabalho. CAF.
- Rivera, N. M., Ruiz-Tagle, C. e Spiller, E. (2021). The health benefits of solar power generation: Evidence from Chile. *Environmental Defense Fund Economics Discussion Paper Series, EDF EDP*, 21-02.
- Roca, J. (2023). La demanda mundial de acero verde crece más rápido de lo que puede aumentar la producción. *El Periódico de la Energía* [jornal digital]. Edição de 28 de junho. <https://elperiodicodelaenergia.com/la-demanda-mundial-de-acero-verde-crece-mas-rapido-de-lo-que-puede-aumentar-la-produccion/>
- Rodrigues, A. (2023). Frota brasileira fica mais velha, com média de 10 anos e 7 meses. *Auto Indústria* [website]. <https://www.autoindustria.com.br/2023/04/24/frota-brasileira-fica-mais-velha-com-media-de-10-anos-e-7-meses/>
- Rodríguez Pardina, M., Rojas, D. e Fernández, S. (2022). *Transición energética y medio ambiente*. Documento setorial. Mimeo.
- Rosenboom, J.-G., Langer, R. e Traverso, G. (2022). Bioplastics for a circular economy. *Nature Reviews Materials*, 7(2), 117-137. <https://doi.org/10.1038/s41578-021-00407-8>
- Rozenberg, J. e Fay, M. (2019). *Beyond the gap: How countries can afford the infrastructure they need while protecting the planet*. Publicações do Banco Mundial. <http://hdl.handle.net/10986/31291>
- Ryan, N. (2021). *Holding up green energy*. Documento de trabalho n.º 29154 del NBER. Cambridge, MA: National Bureau of Economic Research. <https://doi.org/10.3386/w29154>
- Saget, C., Vogt-Schilb, A. e Luu, T. (2020). *El empleo en un futuro de cero emisiones netas en América Latina y el Caribe*. Banco Interamericano de Desenvolvimento e Organização Internacional do Trabalho. <https://doi.org/10.18235/0002509>
- Sanguinetti, P., Moncarz, P., Vaillant, M., Allub, L., Juncosa, F., Barril, D., Cont, W. e Lalanne, Á. (2021). *RED 2021. Caminos para la integración: facilitación del comercio, infraestructura y cadenas globales de valor*. CAF. <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/1823>
- Sanin, M. E. (2019). *Zooming into successful energy policies in Latin America and the Caribbean: Reasons for hope*. Banco Interamericano de Desenvolvimento. <https://doi.org/10.18235/0002142>
- Saunders, H. D., Roy, J., Azevedo, I. M. L., Chakravarty, D., Dasgupta, S., de la Rue du Can, S., Druckman, A., Fouquet, R., Grubb, M., Lin, B., Lowe, R., Madlener, R., McCoy, D. M., Mundaca, L., Oreszczyn, T., Sorrell, S., Stern, D., Tanaka, K. e Wei, T. (2021). Energy efficiency: What has research delivered in the last 40 years? *Annual Review of Environment and Resources*, 46(1), 135-165. <https://doi.org/10.1146/annurev-environ-012320-084937>
- Scherer, L. e Pfister, S. (2016). Hydropower's biogenic carbon footprint. *PLOS ONE*, 11(9), e0161947. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0161947>

- Schnabel, I. (2022). *A new age of energy inflation: Climateflation, fossilflation and greenflation*. Banco Central Europeu. https://www.ecb.europa.eu/press/key/date/2022/html/ecb.sp220317_2~dbb3582f0a.en.html
- Schneider, H. (2023). *Financiamiento internacional para el cambio climático en América Latina y el Caribe*. Documento de políticas, n.º 16. CAF. <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/2028>
- Schutze, A., Oliveira, S. e Assunção, J. (2019). *Energy and misallocation: Evidence from Brazil*. <https://www.climatepolicyinitiative.org/wp-content/uploads/2018/11/Energy-and-misallocation-evidence-from-brazil.pdf>
- SEA-LNG (2023). *LNG – Delivering decarbonisation*. <https://sea-lng.org/2023/01/lng-delivering-decarbonisation/>
- Secretaria do Ambiente e Desenvolvimento Sustentável (2019). *Inventario nacional de gases de efecto invernadero*. Presidência da Nação, Argentina. https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/inventario_de_gei_de_2019_de_la_republica_argentina.pdf
- Secretaria de Energia (2022). *Resolución 638/2022*. Boletim Oficial da República Argentina. Ministério de Economia, Secretaria de Energia. <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/271034>
- Secretaria da UNFCCC (2023). Nationally Determined Contributions Registry. *United Nations Climate Change* [website]. Acessado em: 10 de novembro de 2024. https://unfccc.int/NDCREG?field_party_region_target_id=All&field_document_ca_target_
- Serebrisky, T., Gómez-Lobo, A., Estupiñán, N. e Muñoz-Raskin, R. (2009). Affordability and subsidies in public urban transport: What do we mean, what can be done? *Transport Reviews*, 29(6), 715-739.
- Sergi, B. J., Adams, P. J., Muller, N. Z., Robinson, A. L., Davis, S. J., Marshall, J. D. e Azevedo, I. L. (2020). Optimizing emissions reductions from the US power sector for climate and health benefits. *Environmental Science & Technology*, 54(12), 7513-7523.
- Serra, P. (2022). Chile's electricity markets: Four decades on from their original design. *Energy Strategy Reviews*, 39, 100798.
- Shaffer, B. (2020). Misunderstanding nonlinear prices: Evidence from a natural experiment on residential electricity demand. *American Economic Journal: Economic Policy*, 12(3), 433-461. <https://doi.org/10.1257/pol.20180061>
- Shen, M., Song, B., Zeng, G., Zhang, Y., Huang, W., Wen, X. e Tang, W. (2020). Are biodegradable plastics a promising solution to solve the global plastic pollution? *Environmental Pollution*, 263, 114469. <https://doi.org/10.1016/j.envpol.2020.114469>
- Shrestha, S., Baral, B., Shah, M., Chitrakar, S. e Shrestha, B. P. (2022). Measures to resolve range anxiety in electric vehicle users. *International Journal of Low-Carbon Technologies*, 17, 1186-1206.
- Shwekat, K. e Wu, H.-C. (2018). Benefit-cost analysis model of using class F fly ash-based green cement in masonry units. *Journal of Cleaner Production*, 198, 443-451. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.06.229>
- Siemens Energy [s.d.]. *Power beyond Coal. Turning coal or oil-fired power plants into building blocks for a new energy future*. <https://www.siemens-energy.com/global/en/home/products-services/solutions-usecase/brownfield-transformation/coal-to-gas.html>

Sigaudó, D. (2019). Bioetanol: Con producción estable y capacidad ociosa, la industria apuesta a que se incremente el corte obligatorio en NAFTAS. *Bolsa de Comercio de Rosario* [website]. Informativo semanal. <http://www.bcr.com.ar/es/mercados/investigacion-y-desarrollo/informativo-semanal/noticias-informativo-semanal/bioetanol-con>

Simas, M., Rocha Aponte, F. e Wiebe, K. S. (2022). *The future is circular. Circular economy and critical minerals for the green transition*. SINTEF. <https://sintef.brage.unit.no/sintef-xmlui/handle/11250/3032049>

Simas, M., Rocha Aponte, F. e Wiebe, K. S. (2022). *The future is circular. Circular economy and critical minerals for the green transition*. SINTEF. https://wwfint.awsassets.panda.org/downloads/the_future_is_circular____sintefmineralsfinalreport_nov_2022__1__1.pdf

Singh, N. (2021). Descontento en la licitación de Panamá: 70 % del renglón de energía quedaría desierto. *Energía Estratégica* [portal de noticias]. Edição de 23 de agosto. <https://www.energiaestrategica.com/descontento-en-la-licitacion-de-panama-70-del-renglon-de-energia-quedaria-desierto/>

Singh, N. (2023). Panamá recibió 27 ofertas en la licitación de corto plazo para contratación de potencia y energía. *Energía Estratégica* [portal de noticias]. Edição de 29 de setembro. <https://www.energiaestrategica.com/panama-recibio-27-ofertas-en-la-licitacion-de-corto-plazo-para-contratacion-de-potencia-y-energia/>

SLOCAT [s.d.]. *Panorama regional de América Latina y el Caribe (ALC)*. SLOCAT Partnership on Sustainable Low Carbon Transport. <https://tcc-gsr.com/global-overview/panorama-regional-de-america-latina-y-el-caribe/>

Smith, P. e Martino, D. (2007). Agriculture. Em Metz, B., Davidson, O.R., Bosch, P.R., Dave, R. e Meyer, L.A. (eds), *Climate Change 2007: Mitigation. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

Sphera Energy (2023). *Reporte PMGD Sphera Junio 2023*. <https://sphaeraenergy.com/component/content/article/report-pmgd-sphera-junio-2023.html?catid=21&Itemid=101>

SPIM-Taryet (2019). *LOGUS: Estrategia CAF en logística urbana sostenible y segura*. CAF. <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/1510>

Springel, K. (2021). Network externality and subsidy structure in two-sided markets: Evidence from electric vehicle incentives. *American Economic Journal: Economic Policy*, 13(4), 393-432. <https://doi.org/10.1257/pol.20190131>

Staffell, I., Scamman, D., Velazquez Abad, A., Balcombe, P., Dodds, P. E., Ekins, P., Shah, N. e Ward, K. R. (2019). The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system. *Energy & Environmental Science*, 12(2), 463-491. <https://doi.org/10.1039/C8EE01157E>

SteelOrbis (2022). *Baosteel to supply low-carbon auto steel to Beijing Benz*. <https://www.steelorbis.com/steel-news/latest-news/baosteel-to-supply-low-carbon-auto-steel-to-beijing-benz-1268735.htm>

Stefanini, R., Borghesi, G., Ronzano, A. e Vignali, G. (2021). Plastic or glass: A new environmental assessment with a marine litter indicator for the comparison of pasteurized milk bottles. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 26(4), 767-784. <https://doi.org/10.1007/s11367-020-01804-x>

Stocker, T. F., Qin, D., Plattner, G. K., Tignor, M., Allen, S. K., Boschung, J., Nauels, A., Xia, V., Bex, V. e Midgley, P. M. (2013). *Climate change 2013: The physical science basis. Working Group I contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press.

- Teixeira, E. R., Mateus, R., Camões, A. F., Bragança, L. e Branco, F. G. (2016). Comparative environmental life-cycle analysis of concretes using biomass and coal fly ashes as partial cement replacement material. *Journal of Cleaner Production*, 112, 2221-2230. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2015.09.124>
- Terlouw, T., Bauer, C., Rosa, L. e Mazzotti, M. (2021). Life cycle assessment of carbon dioxide removal technologies: A critical review. *Energy & Environmental Science*, 14(4), Article 4. <https://doi.org/10.1039/D0EE03757E>
- The White House (2023). Inflation Reduction Act guidebook. *The White House* [website]. <https://www.whitehouse.gov/cleanenergy/inflation-reduction-act-guidebook/>
- Thiruvengadam, A., Besch, M., Padmanaban, V., Pradhan, S. e Demirgok, B. (2018). Natural gas vehicles in heavy-duty transportation-A review. *Energy Policy*, 122, 253-259. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.07.052>
- Titelman, D., Pérez Benitez, N., Hanni, M., Pérez Verdía Canales, C. e Hazin, M. S. (2022). *Fiscal impact estimates of a net-zero emissions transition for major hydrocarbon producers in Latin America and the Caribbean*. TCD-IMF, Boston University. <https://www.bu.edu/gdp/files/2022/04/TF-WP-004-FIN.pdf>
- Tourkolias, C. e Mirasgedis, S. (2011). Quantification and monetization of employment benefits associated with renewable energy technologies in Greece. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(6), 2876-2886. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.02.027>
- U.S. Census Bureau [s.d.]. *Why we ask questions about vehicles available*. Acessado em: 1 de novembro de 2023. <https://www.census.gov/acs/www/about/why-we-ask-each-question/vehicles/>
- U.S. Department of Energy (2022a). *Alternative Fuels Data Center: Emissions from electric vehicles*. https://afdc.energy.gov/vehicles/electric_emissions.html
- U.S. Department of Energy (2022b). *Alternative Fuels Data Center: Emissions from natural gas vehicles*. https://afdc.energy.gov/vehicles/natural_gas.html
- U.S. Department of Energy [s.d.]. *Lighting choices to save you money*. Energy.gov. <https://www.energy.gov/energysaver/lighting-choices-save-you-money>
- U.S. Department of Transportation (2021). Fact sheet: Underground natural gas storage caverns. *U.S. Department of Transportation* [website]. <https://www.phmsa.dot.gov/pipeline/underground-natural-gas-storage/fact-sheet-underground-natural-gas-storage-caverns>
- U.S. Geological Survey (2023). *Mineral commodity summaries 2023*. U.S. Geological Survey. <https://doi.org/10.3133/mcs2023>
- UN Environment (2019). *Global environment outlook – GEO-6: Healthy planet, healthy people*. Nairobi: Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/9781108627146>
- UNCTAD (2021). *UNCTADStat* [banco de dados]. Conferência das Nações Unidas sobre Comércio e Desenvolvimento. Acessado em: 27 de dezembro de 2023. <https://unctadstat.unctad.org/>
- UNECE (2021). *Technology brief. Carbon neutral energy intensive industries*. Comissão Econômica das Nações Unidas para a Europa. https://unece.org/sites/default/files/2022-11/Industry%20brief_EN_2.pdf

- Van Dam, J., Van Eijck, J., Schure, J. e Zuzhang, X. (2017). *The charcoal transition: Greening the charcoal value chain to mitigate climate change and improve local livelihoods*. Organização das Nações Unidas para Agricultura e Alimentação. <https://missionpossiblepartnership.org/wp-content/uploads/2022/09/Making-Net-Zero-Steel-possible.pdf>
- Van De Ven, D.-J., Capellán-Peréz, I., Arto, I., Cazcarro, I., De Castro, C., Patel, P. e González-Eguino, M. (2021). The potential land requirements and related land use change emissions of solar energy. *Scientific Reports*, 11(1), 2907. <https://doi.org/10.1038/s41598-021-82042-5>
- Van Der Ploeg, F. e Rezaei, A. (2020). Stranded assets in the transition to a carbon-free economy. *Annual Review of Resource Economics*, 12(1), 281-298. <https://doi.org/10.1146/annurev-resource-110519-040938>
- Vanoli, C. e Anapolsky, S. (2023). *Acceso a oportunidades en América Latina*. Documento de trabalho. CAF. <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/2003>
- Vega-Gonzalo, M., Christidis, P. e Gómez, J. (2023). Car ownership and post-COVID urban mobility across European cities. *Transportation Research Procedia*, 69, 305-312. <https://doi.org/10.1016/j.trpro.2023.02.176>
- Venditti, M. S. (2023). *Brasil chega a 3.200 eletropostos de recarga*. *Mobilidade Estadão* [jornal on-line]. Informação de 24 de maio. <https://mobilidade.estadao.com.br/inovacao/brasil-chega-a-3-200-eletropostos-de-recarga/>
- Vergara, W., Fenhann, J. V. e da Silva, S. R. S. (2021). *The opportunity, cost, and benefits of the coupled decarbonization of the power and transport sectors in Latin America and the Caribbean*. https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/247254608/The_Opportunity_Cost_and_Benefits_online.pdf
- Villagrán-Zaccardi, Y., Pareja, R., Rojas, L., Irassar, E. F., Torres-Acosta, A., Tobón, J. e John, V. M. (2022). Overview of cement and concrete production in Latin America and the Caribbean with a focus on the goals of reaching carbon neutrality. *RILEM Technical Letters*, 7, 30-46. <https://doi.org/10.21809/rilemtechlett.2022.155>
- Vona, F., Marin, G., Consoli, D. e Popp, D. (2018). Environmental regulation and green skills: An empirical exploration. *Journal of the Association of Environmental and Resource Economists*, 5(4), 713-753. <https://doi.org/10.1086/698859>
- Wang, S., Zhang, Z., Hou, X., Lv, J., Lan, G., Yang, G. e Hu, J. (2023). The environmental potential of hydrogen addition as complementation for diesel and biodiesel: A comprehensive review and perspectives. *Fuel*, 342, 127794. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.127794>
- Wang, X., Lei, Y., Yan, L., Liu, T., Zhang, Q. e He, K. (2019). A unit-based emission inventory of SO₂, NO_x and PM for the Chinese iron and steel industry from 2010 to 2015. *Sci. Total Environ.*, 676, 18-30
- WEF (2021). *Fostering effective energy transition 2021 edition*. Foro Económico Mundial. https://www3.weforum.org/docs/WEF_Fostering_Effective_Energy_Transition_2021.pdf
- Weidmann, J. (2019). *Jens Weidmann: Climate change and central banks*. Banco de Pagamentos Internacionais. <https://www.bis.org/review/r191029a.htm>
- Weiss, M., Chueca, E., Jacob, J., Goncalves, F., Azevedo, M., Gouvea, A., Ravillard, P. e Hallack, M. (2022). *Empowering electricity consumers through demand response approach: Why and how*. Banco Interamericano de Desenvolvimento. <https://doi.org/10.18235/0004184>

- Wilberforce, T., Olabi, A. G., Sayed, E. T., Elsaid, K. e Abdelkareem, M. A. (2021). Progress in carbon capture technologies. *Science of The Total Environment*, 761, 143203. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.143203>
- Wolak, F. A. (2011). Do residential customers respond to hourly prices? Evidence from a dynamic pricing experiment. *American Economic Review*, 101(3), 83-87. <https://doi.org/10.1257/aer.101.3.83>
- Wolak, F. A. (2022). Long-term resource adequacy in wholesale electricity markets with significant intermittent renewables. *Environmental and Energy Policy and the Economy*, 3, 155-220. <https://doi.org/10.1086/717221>
- World Steel Association (2018). *World steel in figures 2018*. <https://worldsteel.org/es/media-centre/press-releases/2022/world-steel-in-figures-2018-now-available/>
- Wright, C., Sathre, R. e Buluswar, S. (2020). The global challenge of clean cooking systems. *Food Security*, 12(6), 1219-1240. <https://doi.org/10.1007/s12571-020-01061-8>
- Yang, Q., Li, Z., Lu, X., Duan, Q., Huang, L. e Bi, J. (2018). A review of soil heavy metal pollution from industrial and agricultural regions in China: Pollution and risk assessment. *Science of The Total Environment*, 642, 690-700. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2018.06.068>
- Yáñez-Pagans, V., Martínez, D., Mitnik, O. A., Scholl, L. e Vázquez, A. (2018). *Urban transport systems in Latin America and the Caribbean: Challenges and lessons learned*. Banco Interamericano de Desenvolvimento. <http://dx.doi.org/10.18235/0001346>
- Yépez, A., San Vicente Portes, L. e Guerrero, S. (2021). *Productivity and energy intensity in Latin America*. Banco Interamericano de Desenvolvimento. <https://doi.org/10.18235/0003219>
- Zabaloy, M. F. e Viego, V. (2022). Household electricity demand in Latin America and the Caribbean: A meta-analysis of price elasticity. *Utilities Policy*, 75, 101334. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2021.101334>
- Zheng, J. e Suh, S. (2019). Strategies to reduce the global carbon footprint of plastics. *Nature Climate Change*, 9(5), 374-378. <https://doi.org/10.1038/s41558-019-0459-z>
- Zhu, X., Yang, J., Huang, Q. e Liu, T. (2022). A review on pollution treatment in cement industrial areas: From prevention techniques to python-based monitoring and controlling models. *Processes*, 10(12), 2682. <https://doi.org/10.3390/pr10122682>
- Zoryk, A., e Sanders, I. (2023). *Steel: Pathways to decarbonization*. Deloitte. <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/es/Documents/manufacturing/Deloitte-es-manufacturing-descarbonizacion-sector-siderurgico.pdf>

Apêndices



Apêndice do capítulo 1

Exemplo de ineficiências associadas à escala de definição das NDCs

Para ilustrar até que ponto a definição de emissões em nível nacional, conforme expresso nas NDCs, poderia levar a ineficiências na ausência de mercados globais de carbono, foi desenvolvido um exemplo para países hipotéticos.

Neste exemplo, supõe-se uma região composta por três países com diferentes dotações para a geração de

energia a partir de recursos renováveis e fósseis. Para simplificar, assume-se também que as emissões geradas a partir de fontes verdes são livres de emissões e que o gás emite menos GEEs do que o carvão.

Atualmente, cada país gera 100 unidades de energia a partir das fontes especificadas na tabela 1. O potencial verde de cada país é mostrado na última coluna da tabela.

Tabela 1

Proporção de cada fonte na geração de 100 unidades de energia por país

	Produção atual			Potencial verde
	Carvão	Gás	Verde	
País A	80	0	20	50
País B	0	80	20	100
País C	50	50	0	50

Suponhamos que cada país se comprometa, em suas NDCs, a gerar eletricidade utilizando todo o seu potencial verde. Em seguida, os três países preenchem o

restante de acordo com sua disponibilidade de recursos fósseis. Nesse exemplo, para gerar as 100 unidades de energia, a distribuição seria como mostrado na Tabela 2.

Tabela 2

Participação de cada fonte de energia com uso de todo o potencial verde por país

	Produção NDC		
	Carvão	Gás	Verde
País A	50	0	50
País B	0	0	100
País C	0	50	50

Ou seja, a geração a partir de fontes verdes aumenta de 40 para 200, enquanto a produção de gás e carvão diminui de 130 para 50 em cada fonte. Pode-se observar que a região possui o potencial de gerar a energia restante que não pode ser suprida pela geração

verde, utilizando gás. No entanto, no cenário NDC, isso não acontece, porque cada país se compromete a gerar a quantidade de energia de que precisa. Se a decisão fosse tomada em nível regional, a composição da matriz energética seria como na tabela 3.

Assim, o país B exportaria as 50 unidades de energia necessárias para que o país A atendesse à sua demanda sem a necessidade de gerar a partir de carvão.

Nesse exemplo simples, pode-se ver que uma meta regional poderia atender à demanda gerando menos

emissões. No entanto, isso requer a capacidade de comercializar energia e considerar as metas de forma regional. Por exemplo, se o país B se compromettesse com a geração de 100% de energia verde, não estaria disposto a gerar 50 unidades de energia para o país A, pois isso iria contra seu compromisso NDC.

Tabela 3

Participação de cada fonte na geração de energia com uma visão regional

	Produção ótima regional		
	Carvão	Gás	Verde
País A	0	0	50
País B	0	50	100
País C	0	50	50

Tabelas complementares

Tabela A.1.1

Nível socioeconômico e priorização de questões ambientais

	MQO	Probit (dy/dx)
Gênero	Probit (dy/dx) (0,00721)	-0,000536 (0,00718)
Entre 30 e 49 anos	0,000092 (0,00854)	0,000306 (0,00856)
Mais de 50 anos	-0,0176* (0,0101)	-0,0187* (0,0101)
Ensino fundamental completo	0,0178 (0,0139)	0,00818 (0,0135)
Ensino médio incompleto	0,0552*** (0,0146)	0,0481*** (0,0139)
Ensino médio completo	0,0449*** (0,0126)	0,0351*** (0,0121)
Superior incompleto	0,156*** (0,0179)	0,147*** (0,0175)
Superior completo	0,106***	0,0982*** (0,0151)

Nota: MQO: Mínimos Quadrados Ordinários. Categoria de base: homem, entre 15 e 29 anos, com ensino fundamental incompleto. Variável dependente: meio ambiente; 0 prioridade: crescimento econômico; 1 prioridade: proteção do meio ambiente. Quanto maior o nível de escolaridade, maior a preocupação com o meio ambiente. O mesmo não acontece com a idade: aqueles com 50 anos ou mais atribuem maior importância ao crescimento econômico do que aqueles com 15 a 29 anos.

Fonte: Elaboração própria com base na Pesquisa Mundial de Valores (Haerpfer et al., 2022).

Tabela A.1.2

Qualidade do serviço elétrico de acordo com empresas de países selecionados da América Latina e do Caribe

País e ano passado da enquete	Empresas que sofreram quedas de energia (porcentagem)	Quedas de energia em um mês típico (quantidade)	Duração média de uma queda de energia típica (horas)	Perda média devido a uma queda de energia (porcentagem de vendas anuais)	Empresas que consideram a eletricidade como principal restrição (porcentagem)
Antígua e Barbuda (2010)	95,5	2,8	2,2	0,2	45,1
Argentina (2017)	65,1	0,8	5,2	0,8	47,2
Bahamas (2010)	75,0	2,2	1,5	1,5	24,6
Barbados (2023)	55,6	1,1	1,8	0,2	47,3
Belize (2010)	78,4	2,5	1,8	0,1	36,3
Bolívia (2017)	35,1	0,6	1,3	0,9	23,6
Brasil (2009)	45,8	1,6	4,2	3,4	46
Chile (2010)	42,6	0,7	2,3	1,3	30,1
Colômbia (2017)	53,9	0,8	2,8	1,9	50,1
Costa Rica (2023)	49,4	1,3	1,8	1,7	63,2
Dominica (2010)	100,0	2,8	2,0	0,1	66,1
Equador (2017)	62,4	1,2	1,0	1,1	27,4
El Salvador (2023)	36,2	1,2	2,9	2,1	36,8
Granada (2010)	59,5	0,7	4	1	16,9
Guatemala (2017)	54,4	1,3	2,3	1,4	11,7
Guiana (2010)	81,8	8,5	2,9	2,8	43
Honduras (2016)	69,8	2,4	4,3	3,7	34,5
México (2023)	45,1	1,6	6,8	3,4	46,7
Paraguai (2017)	83,0	1,7	1,2	2,5	30,9
Peru (2023)	52,2	0,5	4,6	2,1	27,5
República Dominicana (2016)	54,1	7,4	4,0	3,1	37,6
São Cristóvão e Neves (2010)	94,0	4,2	2,9	2,1	63,7
São Vicente e Granadinas (2010)	83,3	1,7	1,5	0,8	25,4
Santa Lúcia (2010)	99,8	3	2,1	0	55,7
Suriname (2018)	86,0	2,8	2,8	1,1	28,2
Trinidad e Tobago (2010)	65,7	0,5	1,9	0,4	14,6
Uruguai (2017)	56,6	0,8	4,4	0,3	55
Venezuela (2010)	64,6	2,6	2,1	8,3	54,2

Fonte: Elaboração própria com base em Banco Mundial (2023a).

Tabela A.1.3

Países incorporados no gráfico 1.8 com o código ISO correspondente

País	ISO	País	ISO
Anguilla	AIA	Guiana	GUY
Antígua e Barbuda	ATG	Haiti	HTI
Argentina	ARG	Honduras	HND
Aruba	ABW	Jamaica	JAM
Bahamas	BHS	México	MEX
Barbados	BRB	Nicarágua	NIC
Belize	BLZ	Panamá	PAN
Bolívia	BOL	Paraguai	PRY
Brasil	BRA	Peru	PER
Chile	CHL	Porto Rico	PRI
Colômbia	COL	República Dominicana	DOM
Costa Rica	CRI	São Vicente e Granadinas	VCT
Dominica	DMA	Santa Lúcia	LCA
Equador	ECU	Suriname	SUR
El Salvador	SLV	Uruguai	URY
Guatemala	GTM	Venezuela	VEN

Tabela A.1.4

Composição das emissões de países selecionados da América Latina e do Caribe

	Categorias		CFPI						
	ASOUT	CFPI	Sistemas energéticos - Fugitivas	Fugitivas	Transporte	Edifícios	Cimento + química + metal	Outras indústrias	Resíduos
Argentina	43%	57%	16%	7%	12%	6%	5%	8%	4%
Antigua e Barbuda	4%	96%	34%	0%	40%	8%	0%	6%	8%
Bahamas	0%	100%	34%	0%	39%	8%	0%	6%	13%
Belize	89%	11%	3%	0%	3%	1%	0%	0%	4%
Bolívia	68%	32%	7%	8%	10%	2%	1%	2%	2%
Brasil	70%	30%	5%	2%	9%	1%	4%	2%	7%
Barbados	-3%	103%	35%	2%	37%	8%	5%	5%	10%
Chile	15%	85%	27%	2%	21%	5%	4%	16%	10%
Colômbia	52%	48%	9%	6%	12%	2%	4%	7%	8%
Costa Rica	28%	72%	2%	0%	40%	3%	5%	7%	15%
Cuba	20%	80%	31%	2%	5%	2%	3%	26%	13%
Dominica	-1%	101%	33%	0%	37%	8%	2%	5%	16%
Equador	34%	66%	11%	13%	23%	5%	3%	4%	7%
El Salvador	12%	88%	10%	0%	35%	5%	5%	14%	19%
Guatemala	37%	63%	14%	0%	19%	7%	3%	6%	15%
Guiana	80%	20%	6%	0%	6%	1%	1%	1%	4%
Honduras	51%	49%	11%	0%	14%	3%	2%	7%	11%
Haiti	41%	59%	27%	0%	8%	5%	2%	4%	13%
Jamaica	1%	99%	33%	0%	24%	4%	5%	26%	6%
México	25%	75%	21%	4%	17%	3%	16%	7%	8%
Nicarágua	78%	22%	4%	0%	6%	3%	1%	2%	5%
Panamá	40%	60%	12%	0%	21%	4%	4%	12%	8%
Peru	42%	58%	13%	6%	19%	3%	5%	5%	8%
Paraguai	87%	13%	1%	0%	8%	1%	1%	1%	1%
República Dominicana	19%	81%	30%	0%	17%	4%	5%	13%	11%
São Cristóvão e Neves	-16%	116%	37%	0%	43%	9%	0%	6%	20%
Santa Lúcia	-5%	105%	30%	0%	34%	7%	0%	21%	12%
São Vicente e Granadinas	-5%	105%	31%	0%	35%	7%	1%	5%	26%
Suriname	63%	37%	14%	2%	14%	1%	0%	1%	4%
Trindade e Tobago	0%	100%	24%	26%	5%	1%	32%	5%	7%
Uruguai	72%	28%	1%	0%	10%	1%	1%	2%	12%
Venezuela	31%	69%	17%	20%	10%	2%	8%	6%	6%

Nota: O setor de transporte inclui emissões provenientes da aviação doméstica, transporte fluvial, rodoviário, ferrovias e outros. O setor de sistemas energéticos contém emissões provenientes de eletricidade e aquecimento, refino de petróleo e outros sistemas (excluindo emissões fugitivas). O setor de edifícios contém emissões provenientes dos setores residencial e não residencial e emissões não-CO₂ geradas por todos os edifícios. As emissões fugitivas provêm tanto da mineração de carvão quanto de petróleo e gás. Por fim, as emissões dos setores de resíduos, outras indústrias e indústrias de cimento, química e metal não apresentam desagregação maior do que as indicadas por seu próprio nome.

Fonte: Elaboração própria com base em Minx et al. (2021).

Tabela A.1.5

Mapeamento de setores e subsetores

Setor	Subsetor	Composição
Setor agropecuário, silvicultura e outros usos da terra (ASOUT)	Queima de biomassa	Queima de biomassa
	Fermentação entérica	Fermentação entérica
	Solos e pastagens manejados	Solos e pastagens manejados
	Gestão de esterco	Gestão de esterco
	Cultivo de arroz	Cultivo de arroz
	Aplicação de fertilizantes sintéticos	Aplicação de fertilizantes sintéticos
	LULUCF	Uso da terra, mudança no uso da terra e silvicultura
Edifícios	Não CO ₂	
	Não residencial	Comercial ou institucional
	Residencial	Residencial
Fugitivas	Emissões fugitivas da mineração de carvão	Emissões fugitivas da mineração de carvão
	Emissões fugitivas de petróleo e gás	Exploração, transporte, produção, melhoria, refino, distribuição e outros poços abandonados de petróleo e gás
Sistemas energéticos - fugitivas	Eletricidade e aquecimento	Geração de eletricidade; geração combinada de calor e eletricidade (cogeração); usinas de calor
	Outros (sistemas de energia)	Fabricação de combustíveis sólidos e outras indústrias energéticas; agricultura, silvicultura e pesca
	Refinaria de petróleo	Refinaria de petróleo
Cimento + química + metais	Cimento	Cimento
	Química	Indústrias de manufatura; produção de cal; outros usos de processo de carbonetos; produção de amônia; produção de ácido nítrico; produção de ácido adípico; caprolactama; carbetto; titânio; carbonato de sódio; metanol; etileno; negro de carbono; uso de solventes; propelente
	Metais	Fabricação de combustíveis sólidos e outras indústrias de energia; ferro e aço; metais não ferrosos; transformação de combustíveis; produção de ferro e aço; produção de ferroliga; produção de alumínio; produção de chumbo; produção de zinco; produção de magnésio
Outras indústrias	Outras indústrias	Polpa, papel e impressão; alimentos, bebidas, tabaco; minerais não metálicos; refrigeração e ar-condicionado
Resíduos	Resíduos	Descarte de resíduos sólidos; incineração e queima de resíduos a céu aberto; tratamento e descarga de águas residuais
Transporte	Aviação doméstica	Aviação doméstica
	Navegação interna	Navegação interna
	Navegação internacional	Navegação internacional
	Outros (transporte)	Outros (transporte)
	Ferrovias	Ferrovias
	Rodoviário	Rodoviário

Fonte: Elaboração própria com base em IPCC (2019).

Tabela A.1.6

Evolução histórica e futura (de acordo com as metas de mitigação declaradas) das emissões de GEE em países selecionados da América Latina e do Caribe

País	Varição emissões GEE 2010-2020 (porcentagem)	Emissões GEE 2020 (MtCO ₂ eq) ^{a/}	Emissões GEE 2030 - Meta NDC (MtCO ₂ eq) ^{b/}	Varição emissões GEE 2020-2030 (porcentagem)
Argentina	-10,29	394,76	349,00	-11,59
Bahamas	23,35	2,80	4,44	58,68
Barbados	-5,68	3,65	1,27	-65,13
Brasil	-30,77	1.469,64	1.176,27	-19,96
Chile	16,51	106,72	95,00	-10,98
Colômbia	11,46	270,31	169,44	-37,32
Costa Rica	-44,43	7,08	9,11	28,67
Dominica	-4,35	0,22	0,12	-45,07
El Salvador	-8,44	12,15	5,33	-56,14
Granada	7,14	2,40	0,13	-94,58
Guatemala	-3,74	36,78	65,00	76,73
Haiti	20,98	10,90	17,77	-35,77
Honduras	-54,01	10,90	24,31	123,06
Jamaica	18,44	7,58	5,37	-29,14
México	4,23	609,07	644,15	5,76
Paraguai	0,74	97,29	92,29	-5,14
Peru	19,92	179,78	208,80	16,14
República Dominicana	15,07	35,50	47,43	33,61
São Cristóvão e Neves	0,01	0,33	0,10	-70,10
Santa Lúcia	2,94	0,70	0,47	-32,91
Uruguai	31,44	34,28	36,58	6,71
Total	-15,52	3.292,84	2.952,38	-10,79

Nota: A tabela apresenta uma medida da ambição das NDCs dos países da América Latina e do Caribe que possuem uma meta global de redução de emissões de GEE. a/ O nível de emissões líquidas em 2020 inclui os mesmos setores que são considerados na meta declarada por cada país em sua NDC para 2030. b/ As emissões líquidas de GEE para 2030 foram estimadas aplicando a meta de mitigação ao nível de emissões de base declarado (no ano de referência ou cenário BAU). São consideradas as emissões dos setores incluídos na meta e, para os países que não especificam os setores, presume-se que a meta considera todos os setores (inclusive LULUCF).

Fonte: Elaboração própria com base em Climate Analytics e New Climate Institute C (2023), Climate Watch (2023a, 2023b), Hattori et al. (2022) e Secretaria da UNFCCC (2023).

Tabela A.1.7

Metas do setor de energia incluídas nas NDCs

País	Meta
Antígua e Barbuda	<ul style="list-style-type: none">• Atingir 86% da geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis até 2030.
Bahamas	<ul style="list-style-type: none">• Atingir pelo menos 30% da matriz energética a partir de fontes renováveis até 2030.
Bolívia	<ul style="list-style-type: none">• Atingir o acesso universal à cobertura elétrica.• Atingir 9% do consumo de energia a partir de usinas de energia renovável.• Atingir 19% do consumo de energia de usinas baseadas em energias alternativas (biomassa, solar, eólica e geotérmica).• Crescimento anual de 10% na participação de veículos elétricos na frota de transporte público.
Chile	<ul style="list-style-type: none">• Atingir 80% da geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis até 2030.
Colômbia	<ul style="list-style-type: none">• Gestão das emissões fugitivas associadas à cadeia de produção de hidrocarbonetos.• Gestão da demanda: reduzir a diferença do consumo de energia elétrica entre os horários de pico e fora de ponta para achatar a curva de demanda.• Gestão da geração de energia elétrica em horário fora de ponta a partir de fontes não poluentes.• Diversificação da matriz energética.• Promoção da autogeração de energia por meio de fontes alternativas.• Aumento da cobertura para a prestação do serviço de energia elétrica.
Costa Rica	<ul style="list-style-type: none">• Atingir e manter uma geração elétrica 100% renovável até 2030.• Desenvolver um planejamento de eletrificação da demanda de energia.• Até 2030, desenvolver ou atualizar padrões e regulamentos de eficiência energética para tecnologias de uso final (ar-condicionado, caldeiras, bombas de calor, veículos).• Desenvolvimento e promoção do hidrogênio verde.
Cuba	<ul style="list-style-type: none">• Basear 24% da geração elétrica em fontes renováveis até 2030.• Aumentar a eficiência energética.• Reduzir a intensidade de carbono no setor de transporte.
Dominica	<ul style="list-style-type: none">• Atingir 100% da matriz energética a partir de fontes renováveis até 2030.
Equador	<ul style="list-style-type: none">• Estimular o uso de energia renovável.• Fortalecer a eficiência energética e a mudança de comportamento de consumo.• Promover e implementar a mobilidade sustentável.
El Salvador	<ul style="list-style-type: none">• Aumentar a capacidade instalada de energia renovável em 50% (em relação a 2019) até 2030.• Atingir mais de 80% de energia elétrica gerada a partir de fontes renováveis até 2030.• Eficiência energética na iluminação pública.• Introdução da eletromobilidade na frota de veículos, com foco principal no transporte de passageiros.
Guatemala	<ul style="list-style-type: none">• Renovação da frota de veículos: substituir 24,3% dos veículos a gasolina por elétricos até 2032.• Substituição parcial da gasolina por etanol em nível nacional.• Atingir 80% da matriz energética a partir de energias limpas ou renováveis.
Guiana	<ul style="list-style-type: none">• Atingir 100% de participação de energias renováveis até 2025.
Honduras	<ul style="list-style-type: none">• Promoção de energias renováveis.• Fortalecimento da eficiência energética.• Promoção da eletromobilidade.• Fortalecimento da bioenergia.

Continua na próxima página →

País	Meta
México	<ul style="list-style-type: none"> • Integração de energia limpa na geração de energia elétrica. • Substituição de combustíveis de alto teor de carbono por gás natural. • Elaboração e consolidação de uma estratégia de mobilidade elétrica. • Desenvolvimento do Sistema de Comércio de Emissões do México. • Redução das emissões fugitivas do subsetor de petróleo e gás. • Fortalecimento da eficiência energética.
Nicarágua	<ul style="list-style-type: none"> • Aumentar a porcentagem de geração de energia elétrica por meio de fontes renováveis para 60% até 2030.
Panamá	<ul style="list-style-type: none"> • Atingir o acesso universal à energia elétrica • Garantir o uso racional e eficiente de energia. • Implementar uma estratégia de mobilidade elétrica. • Desenvolver uma estratégia de inovação e modernização do Sistema Interligado Nacional (SIN) que permita a integração de energias renováveis no sistema de geração. • Definir uma política nacional que posicione o Panamá como eixo (hub) energético (de gás natural e energia verde). • Modernizar o marco regulatório do setor de hidrocarbonetos.
Paraguai	<ul style="list-style-type: none"> • Gerar e promover o uso de fontes de energia alternativas à hidrelétrica em comunidades vulneráveis. • Proteger e restaurar canais hídricos em sub-bacias prioritárias para a geração de energia hidrelétrica. • Melhorar o fornecimento de energia elétrica.
São Cristóvão e Neves	<ul style="list-style-type: none"> • Atingir 100% da geração de energia a partir de fontes renováveis até 2030. • Melhorar a eficiência da transmissão e distribuição de eletricidade. • Atingir 2% do total de veículos elétricos até 2030.
Suriname	<ul style="list-style-type: none"> • Atingir pelo menos 35% da eletricidade gerada a partir de fontes renováveis até 2030.

Fonte: Elaboração própria com base em Climate Analytics e New Climate Institute C (2023), Climate Watch (2023a, 2023b), Hattori et al (2022) e Secretaria da UNFCCC (2023).

Esclarecimentos sobre os gráficos e tabelas do capítulo

Gráfico 1.9

A América Latina inclui 20 países: Argentina, Belize, Bolívia, Brasil, Chile, Colômbia, Costa Rica, Equador, El Salvador, Guatemala, Guiana, Honduras, México, Nicarágua, Panamá, Paraguai, Peru, Suriname, Uruguai e Venezuela.

O Caribe compreende 13 países: Antígua e Barbuda, Bahamas, Barbados, Cuba, Dominica, Granada, Haiti, Jamaica, República Dominicana, São Cristóvão

e Neves, Santa Lúcia, São Vicente e Granadinas, Trindade e Tobago.

A OCDE inclui 34 países: Alemanha, Austrália, Áustria, Bélgica, Canadá, Dinamarca, Eslováquia, Eslovênia, Espanha, Estados Unidos, Estônia, Finlândia, França, Grécia, Hungria, Irlanda, Islândia, Israel, Itália, Japão, Letônia, Lituânia, Luxemburgo, México, Noruega, Nova Zelândia, Países Baixos, Polônia, Portugal, Reino Unido, República Tcheca, Suécia, Suíça e Turquia.

Tabela 1.2

A América Latina inclui 19 países: Argentina, Belize, Bolívia, Brasil, Chile, Colômbia, Costa Rica, Equador, El Salvador, Guatemala, Guiana, Honduras, México, Nicarágua, Panamá, Paraguai, Peru, Suriname e Uruguai.

O Caribe considera 7 países: Barbados, Cuba, Granada, Haiti, Jamaica, República Dominicana e Trindade e Tobago.

A OCDE compreende 23 países: Alemanha, Austrália, Áustria, Bélgica, Canadá, Coreia, Dinamarca, Espanha, Estados Unidos, Finlândia, França, Grécia, Itália, Japão, Luxemburgo, Noruega, Nova Zelândia, Países Baixos, Portugal, Reino Unido, Suécia, Suíça e Turquia.

Tabela 1.3

A África considera 37 países: Benim, Botsuana, Burquina Faso, Burundi, Cabo Verde, Camarões, Chade, Congo, Costa do Marfim, Djibuti, Eritreia, Essuatíni, Etiópia, Guiné, Guiné Equatorial, Guiné-Bissau, Quênia, Lesoto, Libéria, Marrocos, Maurício, Maurítânia, Namíbia, Níger, Nigéria, República Centro-Africana, República Democrática do Congo, Ruanda, São Tomé e Príncipe, Seicheles, Somália, África do Sul, Tanzânia, Togo, Tunísia, Uganda e Zâmbia.

A América do Norte inclui 2 países: Canadá e Estados Unidos.

A América Latina e o Caribe compreende 21 países: Argentina, Bahamas, Barbados, Brasil, Chile, Colômbia, Costa Rica, Dominica, El Salvador, Granada, Guatemala, Haiti, Honduras, Jamaica, México, Paraguai, Peru, República Dominicana, São Cristóvão e Neves, Santa Lúcia e Uruguai.

A Ásia também inclui 21 países: Azerbaijão, Bangladesh, Camboja, Cazaquistão, China, Coreia do Norte, Coreia do Sul, Emirados Árabes Unidos, Filipinas, Ilhas Marshall, Índia, Indonésia, Israel, Japão, Jordânia, Líbano, Mongólia, Omã, Tailândia, Tadjiquistão e Vietnã.

A Oceania considera 6 países: Austrália, Ilhas Cook, Ilhas Salomão, Kiribati, Nova Zelândia e Samoa.

A União Europeia inclui os seus 27 membros: Alemanha, Áustria, Bélgica, Bulgária, Chipre, Croácia, Dinamarca, Eslovênia, Espanha, Estônia, Finlândia, França, Grécia, Hungria, Irlanda, Itália, Letônia, Lituânia, Luxemburgo, Malta, Países Baixos, Polônia, Portugal, República Eslovaca, República Tcheca, Romênia e Suécia.

O restante da Europa inclui 19 países: Albânia, Andorra, Armênia, Belarus, Bósnia e Herzegovina, Geórgia, Islândia, Liechtenstein, Macedônia, Moldávia, Mônaco, Montenegro, Noruega, Reino Unido, Rússia, Sérvia, Suíça, Turquia e Ucrânia.

Considerações metodológicas para estimar o nível de emissões de GEE em 2030 a partir das metas de mitigação anunciadas nas NDCs (tabela 1.3)

São analisados 133 países (de um total de 198 que assinaram o Acordo de Paris), pois são aqueles que informam uma meta global de redução de emissões de GEE em suas NDCs.

Para os países da América Latina e do Caribe, as NDCs foram revisadas até agosto de 2023. Para o restante dos países, foram utilizados os dados publicados no Relatório de Economia e Desenvolvimento de 2023, cuja data de corte para o levantamento das NDCs foi dezembro de 2022.

A forma de estabelecer a meta de redução de emissões de GEE varia entre os países, identificando-se os seguintes casos:

i) Meta absoluta de emissões, sem referência a um valor de comparação. Exemplos de países que aplicam esse tipo de meta são Argentina, Brasil, Chile e Colômbia.

ii) Meta relativa expressa como uma porcentagem de redução de emissões em relação a um ano de referência (ano-base) ou a um cenário hipotético de emissões na ausência de políticas de mitigação (também conhecido como cenário tendencial inercial ou

BAU, na sigla em inglês). Exemplos dessa modalidade são México, Panamá e Paraguai.

iii) Meta relativa expressa como uma porcentagem de redução de emissões por unidade de produto em relação a um ano de referência. É o caso da China e da Índia.

Para estimar o nível de emissões de GEE em 2030, é considerada a meta de mitigação anunciada por cada país em sua NDC.

No caso (i), em que a meta é absoluta, o nível alvo de emissões informado é utilizado diretamente.

No caso (ii), a meta (redução percentual) é aplicada ao nível de emissões do cenário BAU ou ano-base. A NDC geralmente indica qual é o valor das emissões de referência, mas nos casos em que a NDC não o indica e o ano de referência é um ano histórico, são utilizadas as emissões desse ano de acordo com o último inventário de emissões do país.

No caso (iii), são calculadas as emissões por unidade de produto no ano de referência:

$$(GEE_{i,ref}/PIB_{i,ref})$$

E aplica-se a redução NDC (Var_{NDC}):

$$GEE_{i,2030}/PIB_{i,2030} = GEE_{i,ref}/PIB_{i,ref} \times (1+Var_{NDC})$$

Por fim, o nível de emissões para 2030 é obtido como:

$$GEE_{i,2030} = PIB_{i,2030} \times (GEE_{i,2030}/PIB_{i,2030}).$$

O valor do PIB para 2030 é obtido a partir das projeções do FMI (2022) e do Banco Asiático de Desenvolvimento (ADB, 2023; Peschel e Liu, 2022).

Apêndice do capítulo 2

Esclarecimentos sobre os grupos de países e setores representados nas tabelas e gráficos

Tabela 2.1, 2.3 e 2.4

A América Latina inclui 19 países: Argentina, Belize, Bolívia, Brasil, Chile, Colômbia, Costa Rica, Equador, El Salvador, Guatemala, Guiana, Honduras, México, Nicarágua, Panamá, Paraguai, Peru, Suriname e Uruguai.

O Caribe inclui 7 países: Barbados, Cuba, Haiti, Jamaica, Granada, República Dominicana, Trindade e Tobago.

A OCDE é composta por 23 países: Alemanha, Austrália, Áustria, Bélgica, Canadá, Coreia do Sul, Dinamarca, Espanha, Estados Unidos, Finlândia, França, Grécia, Itália, Japão, Luxemburgo, Noruega, Nova Zelândia, Países Baixos, Portugal, Reino Unido, Suécia, Suíça e Turquia.

Tabela 2.2

A África inclui 37 países: África do Sul, Benim, Botsuana, Burquina Faso, Burundi, Cabo Verde, Camarões, Chade, Congo, Costa do Marfim, Djibuti, Eritreia, Essuatíni, Etiópia, Guiné, Guiné-Bissau, Guiné Equatorial, Lesoto, Libéria, Marrocos, Maurício, Mauritânia, Namíbia, Níger, Nigéria, Quênia, República Centro-Africana, República Democrática do Congo, Ruanda, São Tomé e Príncipe, Seicheles, Somália, Tanzânia, Togo, Tunísia, Uganda e Zâmbia.

A América do Norte inclui 2 países: Canadá e Estados Unidos.

A América Latina e o Caribe inclui 21 países: Argentina, Bahamas, Barbados, Brasil, Chile, Colômbia, Costa Rica, Dominica, El Salvador, Granada, Guatemala, Haiti, Honduras, Jamaica, México, Paraguai, Peru, República Dominicana, Santa Lúcia, São Cristóvão e Neves e Uruguai.

A Ásia inclui 21 países: Azerbaijão, Bangladesh, Camboja, Cazaquistão, China, Coreia do Norte, Coreia do Sul, Emirados Árabes Unidos, Filipinas, Ilhas Marshall, Índia, Indonésia, Israel, Japão, Jordânia, Líbano, Mongólia, Omã, Tailândia, Tadjiquistão e Vietnã.

A Oceania inclui 6 países: Austrália, Ilhas Cook, Ilhas Salomão, Kiribati, Nova Zelândia e Samoa.

A União Europeia é composta por seus 27 membros: Alemanha, Áustria, Bélgica, Bulgária, Chipre, Croácia, Dinamarca, Eslovênia, Estônia, Finlândia, França, Grécia, Hungria, Irlanda, Itália, Letônia, Lituânia, Luxemburgo, Malta, Países Baixos, Polônia, Portugal, República Eslovaca, República Tcheca, Romênia, Espanha e Suécia.

O restante da Europa compreende 19 países: Albânia, Andorra, Armênia, Belarus, Bósnia e Herzegovina, Geórgia, Islândia, Liechtenstein, Macedônia, Moldávia, Mônaco, Montenegro, Noruega, Reino Unido, Rússia, Sérvia, Suíça, Turquia, Ucrânia.

Gráfico 2.4

Em ambos os painéis, a América Latina inclui 20 países: Argentina, Belize, Bolívia, Brasil, Chile, Colômbia, Costa Rica, Equador, El Salvador, Guatemala, Guiana, Honduras, México, Nicarágua, Panamá, Paraguai, Peru, Suriname, Uruguai e Venezuela.

O Caribe considera 7 países no painel A: Barbados, Cuba, Granada, Haiti, Jamaica, República Dominicana e Trindade e Tobago. No painel B, considera 12 países: todos os mencionados acima, além de Bahamas, Dominica, Santa Lúcia, São Cristóvão e Neves e São Vicente e Granadinas.

Gráficos 2.5, 2.6 e 2.7

Os 59 setores econômicos que são consumidores finais de energia são assim considerados a partir das informações fornecidas pelo GTAP. O gráfico A.2.1 (mais adiante neste apêndice) detalha cada um desses setores e mostra sua participação percentual no valor agregado total para todos os países da região e da OCDE.

A América Latina e o Caribe inclui 19 países: Argentina, Bolívia, Brasil, Chile, Colômbia, Costa Rica, República Dominicana, Equador, El Salvador, Guatemala, Honduras, Jamaica, México, Nicarágua, Panamá, Paraguai, Peru, Trindade e Tobago e Uruguai.

A OCDE inclui todos os países membros, com exceção dos países latino-americanos (Chile, Colômbia, Costa Rica e México) e da Islândia, que não está incluída na base dos bancos de dados do GTAP.

Gráfico 2.8

A América Latina e o Caribe inclui 12 países: Bolívia, Brasil, Chile, Colômbia, Costa Rica, El Salvador, Honduras, Jamaica, México, Paraguai, Peru e República Dominicana.

A OCDE inclui os países membros, com exceção dos da América Latina (Chile, Colômbia, Costa Rica e México) e da Islândia, por não estarem incluídos nas bases de dados do GTAP.

Tabelas e gráficos complementares

Tabela A.2.1

Esforço na mitigação para 2030 nos países selecionados da América Latina e do Caribe

País	Variação média anual de emissões GEE por PIB em 2010-2020 (porcentagem)	Variação média anual de emissões GEE por PIB em 2020-2030 (porcentagem)			Emissões GEE 2030 - NDC (MtCO ₂ eq)
		Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	
Argentina	-0,37	-1,71	-3,64	-5,49	349
Bahamas	4,20	4,14	2,10	0,14	4
Barbados	0,69	-10,08	-11,84	-13,53	1
Brasil	-3,93	-2,68	-4,59	-6,42	1.176
Chile	-0,53	-1,48	-3,41	-5,26	95
Colômbia	-1,35	-5,14	-7,00	-8,79	169
Costa Rica	-8,25	1,95	-0,05	-1,97	9
Dominica	0,95	-6,20	-8,04	-9,81	0
El Salvador	-2,27	-8,29	-10,08	-11,81	5
Granada	-0,65	-25,68	-27,13	-28,53	0
Guatemala	-3,34	4,06	2,02	0,06	65
Haiti	0,43	3,80	1,76	-0,20	18
Honduras	-9,57	6,77	4,68	2,67	24
Jamaica	1,92	-3,33	-5,23	-7,05	5
México	-0,87	-0,10	-2,05	-3,94	644
Paraguai	-2,92	-1,66	-3,59	-5,45	92
Peru	-0,61	0,53	-1,44	-3,34	209
República Dominicana	-2,54	2,06	0,06	-1,86	47
São Cristóvão e Neves	-0,88	-11,48	-13,22	-14,89	0
Santa Lúcia	1,86	-4,13	-6,01	-7,81	0
Uruguai	1,30	0,67	-1,31	-3,20	37
Total	-3,19	-1,72	-3,65	-5,50	2.952

Nota: A tabela apresenta, para uma seleção de países da região, a taxa média de variação anual das emissões de GEE por unidade de produto entre 2010 e 2020 e a compara com a taxa de variação média anual necessária entre 2020 e 2030 para cumprir a meta de mitigação declarada por cada país em seu NDC sob três cenários diferentes: o cenário 1 considera a taxa de crescimento populacional decorrente das projeções populacionais das Nações Unidas e um crescimento do PIB per capita de 0% ao ano; os cenários 2 e 3 consideram a mesma taxa de crescimento demográfico que o anterior, mas o crescimento do PIB per capita é de 2% ao ano no segundo cenário e de 4% no terceiro. As emissões líquidas de GEE para 2030 foram estimadas aplicando a meta de mitigação incondicional dos países ao nível de emissões base declarado em seu NDC (no ano de referência ou em um cenário sem alterações). Para os países que não especificam os setores considerados na meta, presume-se que esta abrange todos os setores (incluindo o de LULUCF), enquanto, se os países esclarecerem que a meta não abrange o LULUCF, serão utilizadas as emissões sem esse setor.

Fonte: Elaboração própria com base no Banco Mundial (2023c, 2023f), Climate Watch (2023b), Nações Unidas (2022) e Secretaria da UNFCCC (2023).

Tabela A.2.2.

Consumo final de energia por fonte nos países selecionados da América Latina e do Caribe

	2000							2019						
	Carvão	Petróleo e derivados	Gás natural	Elettricidade	Biocombustíveis e resíduos	Outros	Total	Carbón	Petróleo e derivados	Gás natural	Elettricidade	Biocombustíveis e resíduos	Outros	Total
	Porcentagem							Porcentagem						
Argentina	0,6	38,7	35,9	15,7	2,7	6,4	100	0,6	39,2	34,0	18,9	2,0	5,3	100
Barbados	-	76,0	1,3	13,0	8,8	0,9	100	-	76,9	2,7	18,2	2,1	-	100
Belize	-	100,0	-	-	-	-	100	0,6	69,8	-	15,2	14,4	-	100
Bolívia	-	52,4	12,6	10,8	23,6	0,6	100	-	54,1	25,9	10,5	9,3	0,3	100
Brasil	6,0	49,0	3,8	17,6	15,2	8,4	100	3,2	49,8	5,4	19,1	13,4	9,1	100
Chile	2,6	54,9	6,3	15,8	19,7	0,7	100	0,5	56,2	6,0	22,4	13,4	1,6	100
Colômbia	10,2	43,3	8,6	13,6	24,0	0,3	100	6,9	46,3	14,8	18,4	13,6	0,0	100
Costa Rica	0,2	68,7	-	21,1	6,7	3,3	100	0,0	67,3	-	21,2	7,5	4,0	100
Cuba	0,8	54,3	1,3	15,7	25,7	2,2	100	0,9	56,7	1,3	21,4	16,0	3,7	100
Equador	-	80,2	-	11,4	6,2	2,3	100	-	78,2	0,3	16,6	3,4	1,5	100
El Salvador	0,8	70,3	-	10,7	16,9	1,3	100	0,5	74,7	-	18,1	5,8	0,9	100
Granada	1,3	72,9	-	16,8	8,3	0,7	100	1,8	70,8	-	19,8	7,2	0,5	100
Guatemala	0,3	35,8	-	5,1	58,0	0,7	100	-	35,9	-	7,3	56,1	0,7	100
Guiana	0,1	64,5	-	5,6	29,9	0,0	100	0,1	76,2	-	10,0	10,4	3,2	100
Haiti	26,1	18,7	-	1,1	53,5	0,5	100	26,9	23,6	-	1,1	48,3	0,1	100
Honduras	3,4	38,2	-	10,0	47,9	0,5	100	0,0	46,1	-	15,1	38,5	0,4	100
Jamaica	3,1	84,0	-	11,2	0,7	1,0	100	2,9	82,4	-	9,5	4,4	0,8	100
México	-	60,0	13,8	13,4	8,9	4,0	100	2,5	57,0	12,2	20,9	5,8	1,6	100
Nicarágua	1,1	35,9	-	7,2	54,4	1,4	100	0,3	43,4	-	12,4	41,4	2,5	100
Panamá	2,6	62,5	-	19,2	15,8	-	100	0,0	67,0	-	25,0	6,7	1,3	100
Paraguai	3,2	30,7	-	10,3	39,0	16,8	100	3,2	42,6	-	17,0	27,6	9,6	100
Peru	4,4	55,9	0,0	12,3	23,6	3,8	100	3,0	52,9	11,3	19,9	10,8	2,0	100
República Dominicana	2,0	60,1	-	19,9	15,2	2,7	100	2,5	61,5	1,6	20,8	9,9	3,6	100
Suriname	0,2	73,2	-	15,6	7,5	3,4	100	0,2	64,9	-	25,7	4,4	4,9	100
Trindade e Tobago	-	11,3	81,2	5,7	1,7	0,1	100	-	7,7	86,7	5,4	-	0,2	100
Uruguai	0,1	55,9	1,6	22,2	16,1	4,1	100	0,1	37,2	1,0	20,3	37,5	4,0	100
Venezuela	0,4	46,6	34,7	15,0	0,0	3,3	100	1,3	53,6	17,5	26,1	0,7	0,8	100

Fonte: Elaboração própria com base na OLADE (2023e).

Tabela A.2.3

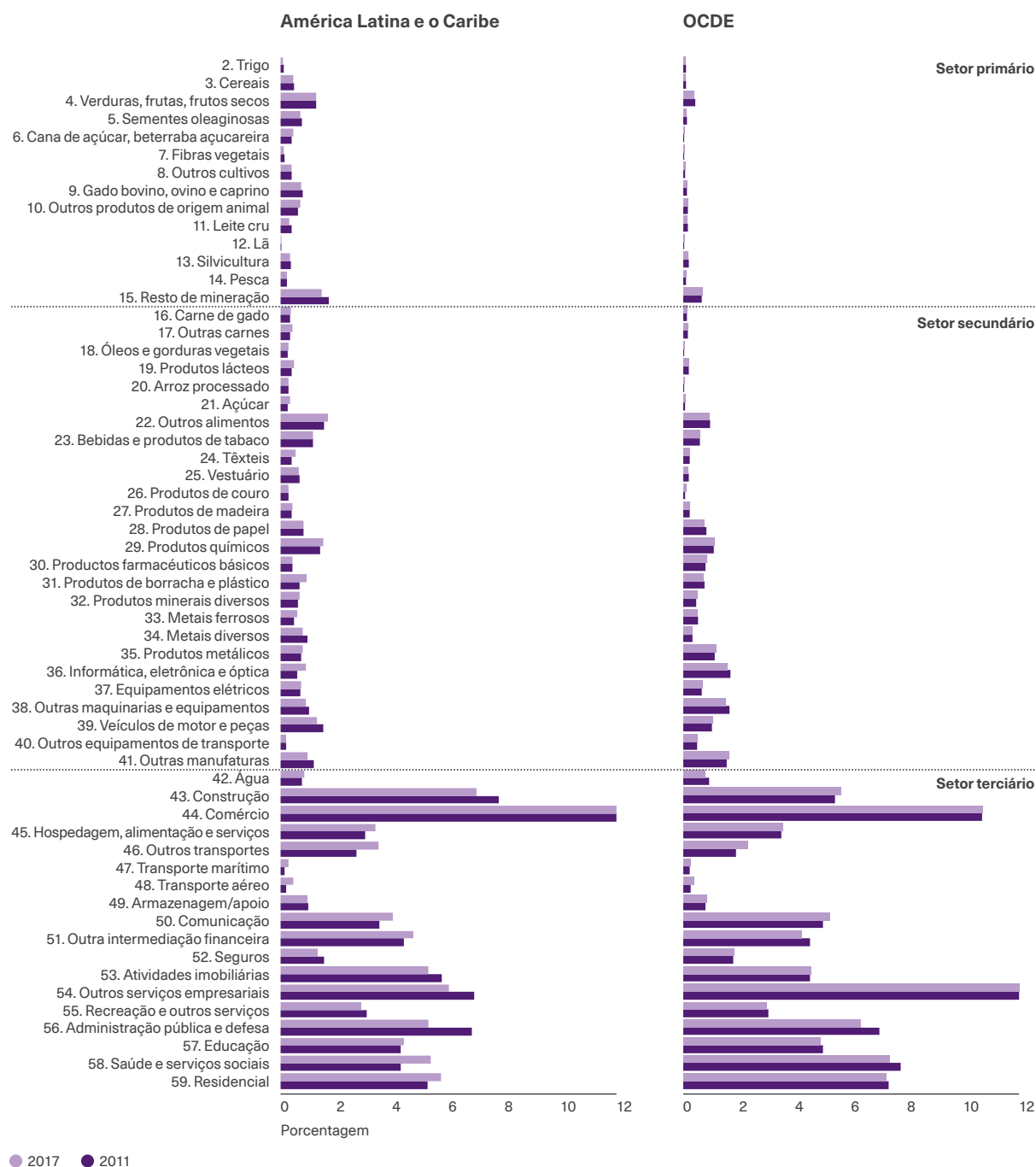
Geração de energia elétrica por fonte em países selecionados da América Latina e do Caribe

	2000										2019									
	Carvão	Gás	Hidráulica	Solar	Eólica	Petróleo	Nuclear	Bioenergia	Outras renováveis	Total	Carvão	Gás	Hidráulica	Solar	Eólica	Petróleo	Nuclear	Bioenergia	Outras renováveis	Total
	Porcentagem										Porcentagem									
Antígua e Barbuda	-	-	-	-	-	100,0	-	-	-	100	-	-	-	2,9	-	97,1	-	-	-	100
Argentina	2,0	53,9	33,4	-	0,0	3,2	7,0	0,4	-	100	0,8	64,7	20,5	0,6	3,7	2,4	6,0	-	1,2	100
Bahamas	-	-	-	-	-	100,0	-	-	-	100	-	-	-	-	-	100,0	-	-	-	100
Barbados	-	-	-	-	-	100,0	-	-	-	100	-	-	-	3,9	-	96,1	-	-	-	100
Belize	-	-	50,0	-	-	50,0	-	-	-	100	-	-	34,1	1,1	-	46,6	-	-	18,2	100
Bolívia	-	34,2	51,7	-	-	11,1	-	2,9	-	100	-	54,0	32,2	1,9	0,7	4,0	-	-	7,2	100
Brasil	3,1	1,1	88,0	-	-	4,2	1,4	2,2	-	100	3,8	9,4	64,3	1,1	9,0	1,5	2,5	-	8,5	100
Chile	22,9	25,6	47,5	-	-	3,9	-	-	-	100	36,7	18,5	26,9	8,2	6,2	3,1	-	0,3	-	100
Colômbia	6,8	16,3	75,3	0,0	-	1,2	-	0,5	-	100	7,5	16,2	67,8	0,2	0,1	6,9	-	-	1,5	100
Costa Rica	-	-	82,0	-	2,6	1,0	-	-	14,3	100	-	-	67,8	0,7	15,7	2,2	-	13,2	0,3	100
Cuba	-	-	0,6	-	-	99,4	-	-	-	100	-	7,7	0,7	1,2	0,1	77,0	-	-	13,3	100
Dominica	-	-	42,9	-	-	57,1	-	-	-	100	-	-	22,2	-	-	77,8	-	-	-	100
Equador	-	-	72,8	-	-	27,2	-	-	-	100	-	1,1	76,4	0,1	0,3	20,9	-	-	1,3	100
El Salvador	-	-	31,1	-	-	45,6	-	2,1	21,2	100	-	-	24,0	8,3	-	30,7	-	24,5	12,4	100
Granada	-	-	-	-	-	100,0	-	-	-	100	-	-	-	-	-	100,0	-	-	-	100
Guatemala	7,0	-	41,5	-	-	40,1	-	8,1	3,3	100	24,3	-	32,4	1,7	2,4	15,6	-	2,2	21,4	100
Guiana	-	-	-	-	-	93,2	-	6,8	-	100	-	-	-	0,8	-	86,9	-	-	12,3	100
Haiti	-	-	52,8	-	-	47,2	-	-	-	100	-	-	16,7	-	-	83,3	-	-	-	100
Honduras	-	-	63,3	-	-	36,7	-	-	-	100	4,5	-	21,9	10,1	7,4	44,0	-	2,7	9,5	100
Jamaica	-	-	1,8	-	-	92,6	-	5,6	-	100	-	29,2	3,8	2,1	6,4	55,5	-	-	3,1	100
México	8,9	18,9	16,9	0,0	0,0	45,2	4,0	3,0	3,0	100	9,2	59,1	7,4	2,2	5,3	9,8	3,4	1,6	2,1	100
Nicarágua	-	-	9,9	-	-	79,3	-	4,7	6,1	100	-	-	5,1	0,7	16,3	48,4	-	17,4	12,1	100
Panamá	-	-	71,0	-	-	28,6	-	0,4	-	100	9,3	8,4	49,1	3,3	7,0	22,2	-	-	0,7	100
Paraguai	-	-	100,0	-	-	0,0	-	-	-	100	-	-	99,7	-	-	0,1	-	-	0,1	100
Peru	1,2	2,6	81,9	-	-	14,0	-	0,3	-	100	0,9	30,8	55,3	1,4	2,9	7,5	-	-	1,3	100
República Dominicana	5,6	-	9,3	-	-	85,2	-	-	-	100	18,2	20,7	5,0	1,9	4,1	48,8	-	-	1,2	100
São Cristóvão e Neves	-	-	-	-	-	100,0	-	-	-	100	-	-	-	-	4,5	95,5	-	-	-	100
São Vicente e Granadinas	-	-	33,3	-	-	66,7	-	-	-	100	-	-	14,3	-	-	85,7	-	-	-	100
Santa Lúcia	-	-	-	-	-	100,0	-	-	-	100	-	-	-	-	-	100,0	-	-	-	100
Suriname	-	-	50,7	-	-	49,3	-	-	-	100	-	-	48,7	0,5	-	50,8	-	-	-	100
Trindade e Tobago	-	90,1	-	-	-	9,3	-	0,6	-	100	-	98,8	-	0,1	-	1,0	-	-	-	100
Uruguai	-	-	93,2	-	-	6,5	-	0,3	-	100	-	10,8	50,5	2,6	29,6	0,9	-	-	5,5	100
Venezuela	-	15,3	74,7	-	-	10,0	-	-	-	100	-	27,7	59,8	0,0	0,1	12,4	-	-	-	100

Fonte: Elaboração própria com base em dados processados por Our World in Data (2023b), tomados de Ember (2023) e Energy Institute (2023).

Gráfico A.2.1

Estrutura econômica da América Latina e do Caribe e da OCDE em 2011 e 2017

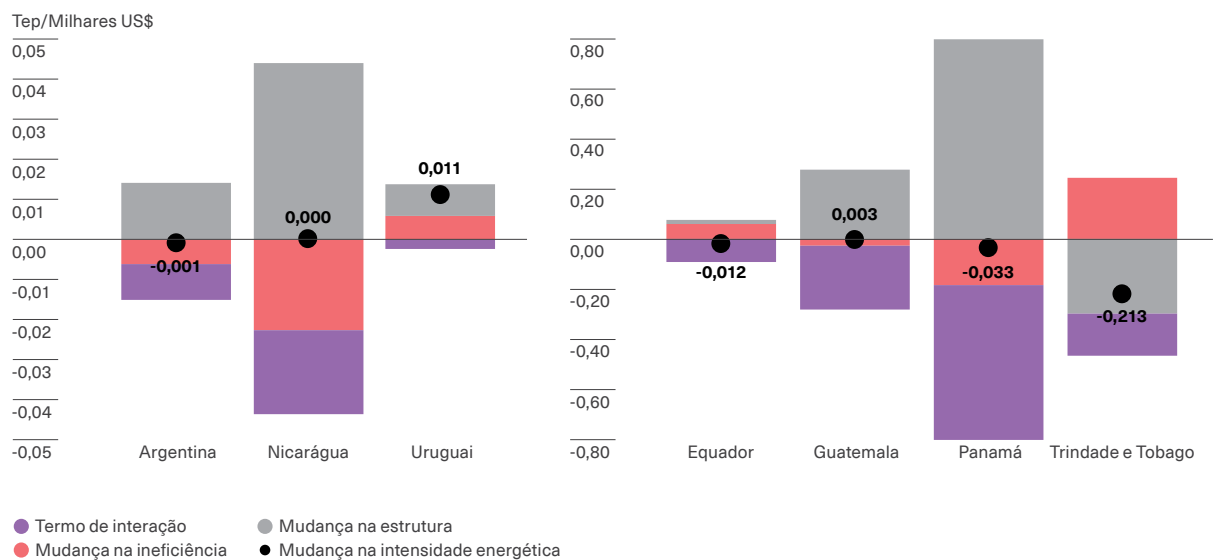


Nota: A América Latina e o Caribe inclui 19 países (Argentina, Bolívia, Brasil, Chile, Colômbia, Costa Rica, República Dominicana, Equador, El Salvador, Guatemala, Honduras, Jamaica, México, Nicarágua, Panamá, Paraguai, Peru, Trindade e Tobago e Uruguai). A OCDE inclui países membros, com exceção dos países latino-americanos (Chile, Colômbia, Costa Rica e México) e da Islândia, que não está incluída nos bancos de dados do GTAP.

Fonte: Elaboração própria com base no Banco Mundial (2023h, 2023i) e Aguiar et al. (2016, 2022).

Gráfico A.2.2

Decomposição das mudanças na intensidade energética
(países não incluídos no texto principal)



Fonte: Allub, Álvarez e Brugiafreddo (2024).

Apêndice do capítulo 3

Matriz energética da América Latina e do Caribe

A tabela 3.1 resume a matriz energética (ME) da América Latina e do Caribe para o período 2017-2021, com base nos dados da matriz energética da OLADE (2023b) e da geração de eletricidade dessa mesma organização (OLADE, 2023a). Todos os dados correspondem ao agregado regional e à média do período 2017-2021.

A tabela é composta por dois módulos: o módulo superior corresponde à submatriz elétrica e o inferior, à submatriz de combustíveis.

Submatriz elétrica

Inclui o consumo final de eletricidade em todos os setores não energéticos e todos os insumos primários necessários para atingir esse consumo. A tabela mostra, à direita, na coluna (e), o consumo final de eletricidade em todos os setores não energéticos (residencial; agricultura, pesca e mineração; comércio; transporte; indústria; e construção), conforme informado na ME. Além disso, à esquerda (coluna a), estão todos os insumos primários de energia necessários para produzir essa eletricidade, distinguindo entre insumos não combustíveis e combustíveis, bem como a composição dos insumos dentro dessas categorias. Os insumos primários não combustíveis informados são a energia hidrelétrica, geotérmica, solar, eólica e nuclear. Os insumos primários combustíveis incluem gás natural, carvão, petróleo e biomassa (que inclui todos os insumos de origem orgânica, como lenha e cana-de-açúcar).

Entre os insumos primários e o consumo de eletricidade nos setores não energéticos, ocorrem reduções associadas aos processos de transformação e transporte dos insumos até chegarem aos usuários. A coluna (d) mostra as perdas de eletricidade que ocorrem entre a geração total e o consumo, estimadas pela diferença entre a geração total de eletricidade

(produção de geradores e autoprodutores, conforme relatado na ME) e o consumo final de eletricidade.

A coluna (c) mostra a geração total de eletricidade, distinguindo entre a geração a partir de fontes de combustíveis e não combustíveis. Esses valores são calculados considerando a participação da geração de fontes térmicas em relação ao restante da MG e imputando-a à eletricidade gerada informada na ME. Além disso, são detalhadas as importações líquidas de eletricidade, que são praticamente inexistentes para a região como um todo.

A coluna (b) mostra as perdas de energia na geração de eletricidade, obtidas pela diferença entre os insumos utilizados e a eletricidade gerada. Essas perdas respondem, por um lado, àquelas que ocorrem durante a transformação de combustíveis primários (biomassa, petróleo e carvão mineral) em seus derivados (por exemplo, madeira, diesel, coque) e, por outro lado, àquelas registradas na fase de geração como resultado da eficiência operacional dos geradores. Por exemplo, a geração termelétrica envolve perdas substanciais de energia na forma de calor não utilizado.

A coluna (a) mostra os insumos de energia primária por fonte. Nessa coluna, os números correspondem à energia primária total estimada como necessária para obter os insumos para a geração de eletricidade por usinas de energia e autoprodutores informados na ME. No caso da energia hidrelétrica, geotérmica e nuclear, o valor informado corresponde às quantidades totais de oferta indicadas na ME. No caso da energia solar, os insumos totais são obtidos a partir do conceito “outras primárias” da ME, considerando a participação informada na MG da energia solar em relação ao conjunto de energia solar, eólica, outros e térmica renovável:

$$\text{Insumo energia solar} = \text{outras primárias}^{ME} \times \frac{\text{energia solar}^{MG}}{\text{solar}^{ME} + \text{eólica}^{ME} + \text{outros}^{ME} + \text{têrm. renovável}^{ME}}$$

Este procedimento é aplicado de forma análoga para a energia eólica.

No caso dos combustíveis utilizados na geração de energia elétrica, os totais de insumos necessários são estimados a partir dos valores informados na ME como insumos em usinas e autoprodutores, ajustados por: 1) autoconsumo de energia primária, 2) perdas de processos de transformação e 3) autoconsumo de energia secundária, conforme apropriado. Os fatores são calculados da seguinte forma:

$$\text{fator autoconsumo}_{s,p,i} = \frac{\text{produção}_i + \text{consumo próprio}_i + \text{perdas}_i + \text{ajustes}_i}{\text{produção}_i}$$

Onde i representa a fonte de energia, que pode ser primária (subscrito p) ou secundária (subscrito s).

$$\text{fator transformação}_i = \frac{\sum l_{cti}}{\sum O_{cti}}$$

Onde l e O correspondem, respectivamente, à energia que entra e sai do centro de transformação. O subscrito ct indica o tipo de centro de transformação correspondente: refinarias, centro de gás, coqueria e altos-fornos, central de carvão e outros centros de transformação. O subscrito i indica o tipo de combustível: petróleo, gás natural, carvão mineral, gasolina, diesel, carvão vegetal, etc.

Para o caso de combustíveis primários (carvão mineral, gás natural, petróleo, lenha e cana-de-açúcar) utilizados diretamente na geração de eletricidade, apenas o fator de autoconsumo de energia primária é ajustado, que responde à energia necessária para a produção primária e o transporte desses combustíveis. Para o caso de insumos de energia secundária,

ou seja, aqueles que passaram por processos de transformação, são aplicados o fator de autoconsumo de energia primária, o fator de redução por transformação e o fator de autoconsumo de energia secundária. Esse é o caso dos combustíveis derivados do petróleo (p. ex., diesel, óleo combustível), do carvão mineral (p. ex., coque) e da biomassa (p. ex., carvão vegetal). Na geração combustível de biomassa é considerada a soma da biomassa de lenha, de cana-de-açúcar e das outras ERNC, que corresponde ao valor líquido da energia solar e eólica.

Submatriz de combustíveis

No módulo inferior da tabela, essa submatriz apresenta o consumo de todos os tipos de combustíveis em setores não energéticos, incluindo o uso de energia e os insumos de processos produtivos. Acima da cadeia de suprimentos, a tabela inclui todos os insumos de energia necessários para obter os combustíveis consumidos nos setores não energéticos. O consumo de combustíveis em setores não energéticos é apresentado na coluna (e) por setor, conforme informado na ME.

A coluna (b) mostra as perdas de transformação dos combustíveis, obtidas pela diferença entre os valores informados de consumo final e as estimativas de insumos primários. A coluna (a) mostra os combustíveis primários por fonte (gás natural, petróleo, carvão mineral, biomassa), estimados pela diferença entre a oferta total de cada fonte informada na ME e a energia primária destinada à submatriz elétrica, cuja estimativa é descrita acima.

Cálculo dos fatores de emissões

A metodologia de cálculo dos fatores de emissões diretas, indiretas e fugitivas domésticas associados a combustíveis e eletricidade consumidos em setores não energéticos é detalhada a seguir.

Emissões de gás natural

1. Emissões diretas:

$$\text{Fator direto} = \alpha_{GN}$$

Esse valor corresponde ao fator de emissão de gás natural em fontes estacionárias do IPCC (2006).

2. Emissões indiretas contabilizando as perdas nos processos de produção, transporte e transformação:

$$\beta_{GN} = \alpha_{GN} \times \frac{\text{produção de GN} + \text{perdas de GN} + \text{ajustes de GN} + \text{cons. próprio de P e GN atribuído ao GN}}{\text{produção de GN}}$$

O termo consumo próprio atribuído refere-se ao consumo de petróleo e gás na fase de produção de ambos os produtos atribuível ao gás natural. O petróleo e o gás são geralmente extraídos juntos, o que requer energia para processos como a pressurização de reservatórios e o bombeamento em oleodutos. Como os dados de origem não permitem distinguir o auto-consumo associado à produção de petróleo daquele associado à produção de gás, eles são atribuídos de acordo com sua participação na produção conjunta.

3. Emissões indiretas contabilizando, adicionalmente, as emissões fugitivas de metano:

$$\gamma_{GN} = \beta_{GN} + \frac{\text{emissões de metano na produção e no transporte atribuídas ao GN}}{\text{cons. final de GN} + \text{cons. na geração elétrica de GN} + \text{exportações líquidas de GN}}$$

Esse fator informa o vazamento e a liberação de metano nos processos de exploração, produção e transporte, incluindo o vazamento em gasodutos e instalações de liquefação e regaseificação de gás natural. Os dados de emissões de metano são obtidos da AIE (2023j).

Emissões de derivados de petróleo (exemplo para gasolina)

1. Emissões diretas:

$$\text{Fator direto} = \alpha_G$$

Esse valor corresponde ao fator de emissão da gasolina em fontes estacionárias do IPCC (2006).

2. Emissões indiretas, contabilizando as perdas nos processos de transformação da gasolina.

$$\beta_G = \alpha_G \times \frac{\text{produção de P} + \text{perdas de P} + \text{ajustes de P} + \text{cons. próprio de P e GN atribuído ao P}}{\text{produção de P}} \dots$$

(Componente de consumo próprio do petróleo, P).

$$\times \frac{\text{insumo de P em centros de transformação}}{\text{produção de derivados do P}} \dots$$

(Componente de perdas de transformação do petróleo (P). O multiplicador é 1 se o petróleo não for refinado).

$$\times \frac{\text{produção de derivados} + \text{perdas de derivados} + \text{ajustes de derivados} + \text{cons. próprio de P e GN atribuído aos derivados}}{\text{produção de derivados}}$$

(Componente de consumo próprio de derivados do petróleo).

Para esse cálculo, as refinarias e os centros de gás informados na ME são considerados como centros de transformação.

O termo consumo próprio atribuído refere-se ao consumo de petróleo e gás na fase de produção de ambos os produtos atribuível ao petróleo. O petróleo e o gás são geralmente extraídos juntos, o que requer energia para processos como a pressurização de reservatórios e o bombeamento em oleodutos. Como os dados de origem não permitem distinguir o auto-consumo associado à produção de petróleo daquele associado à produção de gás, eles são atribuídos de acordo com sua participação na produção conjunta.

3. Emissões indiretas, contabilizando adicionalmente as emissões fugitivas e as liberações de metano atribuíveis à gasolina:

$$\gamma_G = \beta_G \times \frac{\text{emissões fugitivas de metano na produção e transporte atribuídas ao P}}{\text{cons. final de P e der.} + \text{cons. em geração elétrica de P e der.} + \text{exportações líquidas de P e der.}}$$

Esse fator informa o vazamento e a liberação de metano nos processos de exploração, produção e transporte de petróleo. Os dados de emissões de metano são obtidos da AIE (2023j). Esse termo se aplica a todos os derivados de petróleo.

Emissões associadas à eletricidade

1. Emissões diretas por combustão para a geração :

$$\alpha_E = \frac{\sum Q_i \alpha_i}{\text{Geração elétrica}}$$

Nessa fórmula, i refere-se aos diferentes combustíveis utilizados, Q_i é a quantidade de combustível e α_i é o fator aplicado a ele. Esse fator é uma média dos fatores de emissão de combustíveis em fontes estacionárias do IPCC (2006), ponderada pelas quantidades utilizadas em cada país.

2. Emissões indiretas, contabilizando as perdas de energia nos processos de transformação dos combustíveis utilizados na geração :

$$\beta_E = \frac{\sum Q_i \beta_i}{\text{Geração elétrica}}$$

Nessa fórmula, β são os fatores de emissões indiretas dos combustíveis estimados neste trabalho para o conjunto de países da América Latina e do Caribe.

3. Emissões indiretas, contabilizando as emissões fugitivas e a liberação de metano associadas aos combustíveis utilizado na geração :

$$\gamma_E = \frac{\sum Q_i \gamma_i}{\text{Geração elétrica}}$$

Nessa fórmula, γ são os fatores de emissões indiretas e fugitivas dos combustíveis estimados neste trabalho para o conjunto de países da América Latina e do Caribe.

4. Emissões indiretas, contabilizando o autoconsumo de eletricidade dos geradores e as perdas de transporte e distribuição de eletricidade de cada país :

$$\eta_E = \frac{\sum Q_i \gamma_i}{\text{geração elétrica}} \times \frac{\text{geração elétrica}}{\text{consumo elétrico}}$$

Apêndice do capítulo 4

Tecnologias de geração de energia elétrica

Combustão

As usinas de geração de energia que operam a combustão, hoje amplamente utilizadas, são frequentemente chamadas de usinas termelétricas. As usinas desse tipo podem ser classificadas em motores de combustão interna e geradores de turbina. Os primeiros (amplamente utilizados no transporte) são usados em aplicações de geração com uma ampla gama de capacidade, desde microgeradores para uso doméstico e industrial até grandes aplicações na escala de geração de atacado para cobrir a demanda de pico. Os segundos, utilizados na geração de eletricidade, são de dois tipos: turbinas a gás, em que o movimento é produzido pela queima de um combustível dentro da turbina, e turbinas a vapor, que são acionadas pelo vapor produzido em uma caldeira fora da turbina. As usinas a carvão, que tendem a ter a maior capacidade entre as termelétricas, são movidas por turbinas a vapor.

As usinas de geração térmica a gás natural de ciclo combinado possuem duas fases. A primeira consiste em uma turbina a gás, conforme descrito acima. A segunda utiliza os gases de alta temperatura resultantes da primeira fase e os faz circular por um trocador de calor para produzir vapor de água, que flui por uma turbina.

O tipo de tecnologia utilizada para a geração requer combustíveis com determinadas características. As termelétricas a vapor, como as descritas, realizam a combustão em caldeiras para produzir o vapor. Isso permite a compatibilidade ou a possibilidade de conversão dos tipos de combustíveis que podem ser utilizados. Por exemplo, a co-combustão de carvão (ou gás) e biomassa de fontes sustentáveis é reconhecida como uma estratégia promissora para a descarbonização do setor elétrico na transição, devido à sua capacidade de reduzir as emissões com

um tempo de execução e custos de capital relativamente baixos (IRENA e ETSAP, 2013).

Por outro lado, as termelétricas baseadas em turbinas de fluxo gasoso usam principalmente gás natural como combustível e permitem a incorporação de gases provenientes da fermentação de resíduos (biogás) ou hidrogênio, na forma pura ou misturada com o componente principal, que é o gás natural. Essas usinas não podem utilizar ou converter combustíveis sólidos de forma viável. A exceção é o processo de gaseificação de biomassa, que consome muita energia e tem poucos casos de implementação.

No processo de geração de eletricidade de base térmica, como em qualquer processo de conversão de calor em trabalho mecânico, uma parte significativa da energia é perdida na forma de calor residual, que geralmente é dissipado no meio ambiente ou pode ser usado para aplicações de menor qualidade energética. A eficiência (relação entre eletricidade produzida e os insumos utilizados) que as usinas termelétricas podem alcançar varia de acordo com o tipo de insumo e a tecnologia empregada. As usinas com motor de combustão interna normalmente têm eficiência de cerca de 45% e utilizam principalmente destilados pesados de petróleo, como diesel ou querosene, que são insumos relativamente mais caros e geram altas emissões e poluentes atmosféricos locais. As usinas a vapor movidas a carvão, o insumo mais barato, mas com emissões mais altas e mais poluentes atmosféricos, apresentam eficiências médias um pouco mais baixas, de 43%. As usinas de gás natural, um insumo com custos intermediários, que produz menos emissões de GEE e poluição local do que as a petróleo e a carvão, alcançam eficiências de 35% e 39% para usinas de ciclo aberto, enquanto as que incorporam um ciclo combinado alcançam eficiências de 51% (IRENA, 2019a).

As usinas termelétricas também diferem quanto à flexibilidade com que podem ser operadas. Cada usina tem limitações específicas em termos do tempo necessário para iniciar a operação, da carga mínima em que pode operar, da velocidade com que pode aumentar a produção e do tempo mínimo em que deve permanecer ligada ou desligada. A flexibilidade operacional é um atributo cada vez mais valioso à medida que fontes de geração intermitentes, como a solar e a eólica, são integradas. Isso acrescenta uma camada adicional de complexidade ao equilíbrio entre custos, eficiência e emissões. De modo geral, as usinas a carvão são as menos flexíveis e, normalmente, são projetadas para geração de base, seguidas pelas usinas a gás de ciclo combinado e, por fim, pelas usinas a gás de ciclo aberto. As usinas de combustão interna são as mais flexíveis e normalmente atendem a picos de consumo, especialmente os picos não planejados, mas também têm os custos operacionais mais altos (IRENA, 2019a).

Geotérmica

A energia geotérmica aproveita o calor interno da Terra, gerado principalmente por reações nucleares entre o manto e a crosta terrestre, bem como pelo calor primordial remanescente da formação do planeta. Esse calor é transferido para as camadas superiores mais frias, e sua acessibilidade para usos energéticos depende de fatores como a profundidade do depósito e a presença de falhas geológicas. Quando a temperatura no depósito ultrapassa 150 °C, é possível gerar energia elétrica a partir de vapor de água.

A aplicação da energia geotérmica se divide em duas categorias: geração de energia elétrica e usos diretos. Os últimos, por exemplo, aquecimento e resfriamento, aproveitam recursos geotérmicos menos profundos e de temperatura mais baixa. Em contrapartida, a geração de eletricidade requer acesso a depósitos mais profundos (geralmente além de 2 km), onde a temperatura e a pressão são altas o suficiente para produzir vapor de água. Esse vapor é extraído por um sistema de perfuração, trazido à superfície para acionar um sistema turbogerador e, em seguida, reinjetado no reservatório para manter seu nível e pressão.

A energia geotérmica oferece um recurso renovável e sustentável, mas apresenta barreiras importantes para o aumento da capacidade instalada devido a restrições na disponibilidade de recursos, elevada incerteza e altos custos de investimento associados à exploração e perfuração. Esses fatores tornam o desenvolvimento da energia geotérmica arriscado e geralmente dependente do financiamento do setor público.

Nuclear

A energia nuclear se destaca por fornecer eletricidade com baixas emissões de GEE, sem depender de condições naturais para a geração, como no caso da fonte solar, eólica, geotérmica e hidráulica. Além disso, a geração nuclear tem a vantagem de ser menos afetada pela volatilidade do custo dos insumos, já que o combustível representa uma parcela muito baixa dos custos operacionais em comparação com a geração fóssil e os intervalos entre os reabastecimentos são longos. Portanto, pode ser um complemento valioso para a crescente incorporação de fontes intermitentes. Na região, apenas três países têm usinas de geração nuclear: Argentina, três usinas com capacidade total de 1,8 GW; Brasil, duas usinas totalizando 2 GW; e México, uma usina com 1,5 GW.

Uma grande barreira para o crescimento da energia nuclear são os padrões de segurança cada vez mais rigorosos que os novos projetos precisam enfrentar. Enquanto os custos nivelados da geração de eletricidade a partir de energia solar e eólica diminuíram continuamente nas últimas décadas, os custos da nuclear aumentaram, especialmente após o acidente em 2011 de Fukushima (Japão), quando os padrões de segurança foram elevados. Atualmente, os custos nivelados para a geração nuclear começam em US\$ 141/MWh, aproximadamente o dobro da faixa superior das estimativas para a energia eólica (Lazard, 2023).

No entanto, a comparação merece um cuidado especial, pois a energia nuclear tem um suprimento firme, que pode atender aos períodos de escassez de recursos renováveis em que o valor da energia gerada é mais alto. Ao mesmo tempo, pode fornecer serviços auxiliares, como a regulação de frequência, que são remunerados de forma adicional à geração. Além disso, a maioria das usinas nucleares em operação e todas as que estão atualmente em construção têm alguma capacidade operacional flexível. Essa flexibilidade permite que sua geração seja sempre ajustada às necessidades da demanda e varie sazonalmente sua oferta para otimizar a disponibilidade de recursos hídricos (AIE, 2019b; Jenkins et al., 2018).

Um desenvolvimento promissor para a geração de energia nuclear são os chamados reatores nucleares modulares (SMR, na sigla em inglês). Trata-se de pesquisa e o desenvolvimento de geradores nucleares de baixa capacidade (entre 10 MW e 300 MW de potência)¹ e microgeradores (de até 10 MW) que podem ser construídos centralmente, de forma padronizada e aproveitando as economias de escala. Essas duas características, juntamente com a menor escala de investimento de capital exigida pelos SMRs em comparação com as usinas de energia tradicionais, superariam as principais barreiras que afetam os novos projetos de geração nuclear.

Há vários formatos de pequenos SMRs em desenvolvimento, principalmente nos Estados Unidos, França, China e Rússia, que estão trabalhando na produção em larga escala de microgeradores de energia elétrica com capacidades de 1 MW a 350 MW (Derdevet e Mazzucchi, 2021). Em 2020, a AIE identificou mais de 70 projetos em 16 países diferentes (Perczyk e Rabinovich, 2023). Embora a tecnologia de pequenos reatores modulares ainda não esteja madura, mas em fase de pesquisa, desenvolvimento e demonstração, ela pode desempenhar um papel importante na segurança do fornecimento em locais e momentos em que os recursos renováveis são escassos.

Hidráulica

Os cursos de água foram aproveitados pelas sociedades durante séculos como fonte de energia motriz, principalmente para acionar moinhos para a produção de farinha. Atualmente, a água é a fonte de geração das maiores usinas de energia do mundo. Entre elas está a represa de Itaipu, uma usina hidrelétrica compartilhada igualmente pelo Paraguai e pelo Brasil, classificada em segundo lugar no mundo em termos de geração média anual.

Existem dois tipos principais de usinas hidrelétricas, dependendo se possuem ou não capacidade de armazenar água. As usinas hidrelétricas com barragem têm um reservatório que lhes permite administrar a geração de energia elétrica fechando as comportas da barragem e aumentando o volume armazenado quando a demanda de eletricidade é baixa, ou abrindo as comportas para permitir que a água flua da barragem ainda mais do que a água que ela recebe. As hidrelétricas a fio d'água, por outro lado, tem pouca ou nenhuma capacidade de armazenamento.

A capacidade de armazenamento de água apresenta grandes vantagens ao sistema elétrico, pois permite responder às necessidades do sistema de forma flexível, atendendo às necessidades diárias, sazonais ou, às vezes, plurianuais. Além disso, pode fornecer serviços auxiliares aos sistemas elétricos, como reserva de potência e regulação de frequência, que outras tecnologias renováveis não são capazes de fornecer e, portanto, são um complemento ideal para promover a penetração de todas as tecnologias renováveis.

Por outro lado, a construção de uma barragem pode causar grandes impactos ambientais e sociais, entre os quais estão os impactos sobre o aquecimento global. A inundação de grandes áreas de terra com vegetação e a retenção de sedimentos orgânicos para a construção de uma represa hidrelétrica podem resultar em emissões de CO₂ e metano devido à decomposição da matéria orgânica. Cerca de 10% das usinas hidrelétricas do mundo apresentam

¹ 300 MW de potência nuclear equivalem a cerca de 2 MWh por ano. Para efeito de comparação, a capacidade média das usinas nucleares no mundo é de mais de 2.000 MW.

intensidade de emissões semelhante ou superior à das usinas termelétricas baseadas em combustíveis fósseis (Scherer e Pfister, 2016). O perfil de emissões dos reservatórios artificiais de água em função do carbono contido na vegetação e nos solos inundados aumenta com a temperatura da água e é aproximadamente proporcional à área da superfície do reservatório. Portanto, a escolha do local das represas é fundamental para que a intensidade de emissões da eletricidade resultante seja baixa (Almeida et al., 2019).

Uma classe de usinas hidrelétricas de crescente interesse são as usinas hidrelétricas de bombeamento. Essas usinas consistem em duas represas com capacidade de armazenamento ao longo do mesmo curso de água. Nos momentos de maior demanda, podem gerar eletricidade permitindo que a água flua do reservatório superior para o inferior, enquanto que, nos momentos de abundância de eletricidade, podem bombear a água e armazenar a energia no reservatório superior. Essas instalações se tornarão cada vez mais valiosas em face da integração de fontes de geração intermitentes. Ao mesmo tempo, a região possui um grande potencial inexplorado para essa tecnologia, devido às condições favoráveis de topografia e à disponibilidade de água nos Andes (Perczyk e Rabinovich, 2023).

Solar

A energia solar fotovoltaica é uma fonte de energia proveniente da radiação solar que permite a produção de eletricidade por meio de dispositivos semicondutores ou filmes finos de deposição de metal.

Até o momento, foram projetados dois tipos de instalações de energia solar fotovoltaica (FV): (1) parques de alta potência elétrica conectados à rede de transmissão; e (2) instalações individuais residenciais, comerciais ou industriais que podem ou não estar conectadas à rede de distribuição (geração distribuída). Em ambos os casos, também podem incluir sistemas de armazenamento de bateria e são muito úteis em sistemas isolados ou em locais distantes das redes de transmissão.

A energia solar também pode ser transformada em eletricidade por meio de uma tecnologia conhecida como energia solar concentrada (CSP, na sigla em inglês). Essa tecnologia produz eletricidade concentrando os raios solares por meio de dispositivos ópticos que aquecem um meio (geralmente um líquido ou gás), produzindo vapor que é então usado para acionar uma turbina ou gás para acionar um gerador elétrico. Uma alternativa dessa tecnologia permite o armazenamento termoquímico, aquecendo sais fundidos para gerar eletricidade mesmo em momentos em que o recurso solar não está disponível.

Eólica

A energia eólica consiste em aproveitar a energia motriz do vento para transformá-la em trabalho útil. Pode ser utilizada na forma de energia mecânica, como em aplicações de bombeamento de água subterrânea ou acionamento de moinhos, tecnologias que remontam ao século XIX. Atualmente, é utilizada principalmente para acionar um gerador e produzir eletricidade.

Os parques eólicos foram originalmente construídos no continente, mas estão cada vez mais localizados no mar, onde as características do vento são geralmente mais favoráveis. Essa localização também reduz os impactos negativos sobre a paisagem e o meio ambiente. No entanto, os parques eólicos offshore são mais caros e seu desenvolvimento exige ganhos apreciáveis de competitividade para reduzir os custos unitários de geração. Há dois tipos de tecnologias para os parques eólicos offshore: os que são instalados em áreas costeiras rasas e podem ser apoiados no fundo do mar (por exemplo, com uma profundidade de 30 metros no Mar do Norte, na Europa, a uma distância média da costa de 33 km) e aquele que requerem estruturas flutuantes com plataformas semissubmersíveis ou plataformas de apoio tensionadas no fundo do mar em áreas costeiras mais profundas (como as da área do Pacífico da América).

A evolução tecnológica, essencialmente com o aumento dos módulos unitários de potência dos aerogeradores e a consequente redução dos custos unitários de produção, facilitou a rápida penetração dessa tecnologia na matriz elétrica mundial. A melhoria na eficiência dos aerogeradores também possibilitou o aumento da capacidade dos parques eólicos existentes, por meio da substituição de equipamentos de menor tamanho por unidades de maior potência, aumentando assim a capacidade instalada e aproveitando a mesma área de superfície.

Baterias e outros meios de armazenamento

Ao contrário de outros vetores de energia, a eletricidade tem apresentado os maiores desafios em termos de armazenamento. A principal função das baterias e de outros dispositivos de armazenamento é fornecer serviços relacionados ao tempo: alguns segundos ou minutos, no caso do controle de frequência, e horas ou dias, quando deve ser liberada no momento em que é demandada (arbitragem entre horas ou dias). Os mecanismos mais utilizados atualmente são o sistema hidrelétrico bombeado, que tem custos mais baixos do que outras alternativas e maior uso para arbitragem; volantes de inércia (*flywheels*) para controle de frequência e energia de reserva; e, em menor escala, sistemas de armazenamento de ar comprimido.

Embora as baterias existam há muito tempo, elas ganharam destaque como meio de armazenamento para atividades de arbitragem. Também ganharam importância no atendimento às necessidades de demanda no horário de ponta e nos serviços de regulação de frequência, tanto para baterias grandes (*utility scale*) quanto para aquelas localizadas em parques solares ou eólicos ou atrás do medidor (baterias independentes ou acopladas a painéis solares de geração distribuída em escala residencial ou industrial)². O custo das baterias de íon de lítio tem diminuído tanto para a geração em grande escala quanto para a geração distribuída, mas ainda são necessárias reduções adicionais para que se tornem competitivas. À medida que o mercado se desenvolve, também surgirão gradualmente soluções competitivas para reciclagem ou descarte (Pellow et al., 2020).

2 Vide Noussan (2022) e Lazard (2023). Por outro lado, as baterias de íon de lítio também são utilizadas para alimentar veículos elétricos.

Evolução da geração com ERNC (eólica e solar) entre 2010 e 2021

Tabela A.4.1

Evolução da geração eólica e solar entre 2010 e 2021 em GWh anual e como porcentagem da geração anual

País	Eólica		Solar		% ERNC na geração 2010	% ERNC na geração 2021
	2010	2021	2010	2021		
Argentina	25	12.938	0	2.196	0%	11,1%
Barbados	0	0	2	85	0%	8,0%
Belize	0	0	1	3	0%	1,0%
Bolívia	0	120	0	351	0%	4,3%
Brasil	2.177	72.286	0	16.752	0%	13,6%
Chile	318	7.210	0	10.787	1%	22,1%
Colômbia	39	60	0	323	0%	0,5%
Costa Rica	359	1.573	0	9	4%	12,6%
Cuba	11	28	1	237	0%	1,4%
Equador	3	62	0	37	0%	0,3%
El Salvador	0	132	0	1.074	0%	18,6%
Granada	0	0	0	4	0%	1,8%
Guatemala	0	324	0	230	0%	4,6%
Guiana	0	1	0	13	0%	1,2%
Haiti	0	0	0	4	0%	0,4%
Honduras	0	775	0	1.129	0%	17,4%
Jamaica	53	264	0	132	1%	9,2%
México	166	21.075	0	20.194	0%	12,6%
Nicarágua	163	656	0	27	4%	16,2%
Panamá	0	530	0	586	0%	8,0%
Paraguai	0	0	0	0	0%	0,0%
Peru	1	1.823	0	802	0%	4,6%
Rep. Dominicana	0	1.231	0	486	0%	8,0%
Suriname	0	0	0	13	0%	0,5%
Trindade e Tobago	0	0	0	0	0%	0,0%
Uruguai	70	4.991	0	483	1%	34,3%
Venezuela	0	18	2	0	0%	0,0%

Nota: A tabela mostra os valores totais e a participação da energia solar e eólica na geração total em 2010 e 2021, para os países da ALC com informações disponíveis.

Fonte: Elaboração própria com base em dados da OLADE (2023a).

Tabela A.4.2

Preços atribuídos em leilões de energia solar e eólica

Fonte	País	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Eólica	Argentina								56,2	40,9		58,0				
	Brasil	76,5	75,2	59,3	45,0	54,2	58,0	57,5		31,0	24,3	24,7		33,0	35,0	
	Chile							57,1	45,3	34,1						
	Colômbia											30,3		41,6		
	Costa Rica					71,6	62,8	74,8	80,0	77,7	77,0	77,4		81,7	86,0	
	El Salvador									98,8						
	Jamaica															
	México								52,9	40,9	19,0	18,6				
	Panamá			90,6		96,7			95,0							
	Peru		80,4	69,0						37,8						
	Uruguai		85,0	63,0	63,0											
Solar	Argentina								57,0	42,8		57,6				
	Brasil						91,4	89,8		45,6	32,3	20,3		29,6	35,2	
	Chile							62,3	29,1	35,7						
	Colômbia										29,5			41,6		
	Costa Rica					136,1	90,4	211,3								
	El Salvador					184,7	118,0			55,3						
	Jamaica							85,4								
	México						50,7	30,1	37,8	21,8	19,0					
	Panamá						95,4		74,9					55,1	104,8	
	Peru		221,0	119,9						48,1						
	Uruguai					87,5										

Nota: A tabela apresenta os preços atribuídos nos diferentes leilões de eletricidade realizados nos países da ALC com informações disponíveis, tendo a energia eólica e solar como fontes de geração. Os valores excluem licitações que foram declaradas nulas ou casos que não especificam a tecnologia atribuída. Em países específicos, pode haver preços diferenciados para fontes geotérmicas e de biomassa. A Guatemala não é informada porque os valores dos leilões correspondem à potência. No México e no Panamá, são publicados os valores dos leilões de energia (consulte OLADE, 2020 para ver os valores dos leilões de potência). No caso do Panamá, os preços atribuídos para 2021 e 2023 correspondem às empresas de energia solar Photovoltaics Development Corp e Photovoltaics Investment Corp (ano de 2021) e Gensol e Spower (ano de 2023), existindo paralelamente preços atribuídos a partir de outras fontes renováveis não convencionais de energia, como a energia hidráulica.

Fonte: Elaboração própria com base em Rodríguez Pardina (2022), CCEE (2023), Grupo ICE (2020, 2021, 2022), ETESA (2021, 2023) e OLADE (2020).

Tabela A.4.3

Países e territórios da América Latina e do Caribe incorporados no gráfico 4.9 com o código ISO correspondente

País	ISO	País	ISO
Aruba	ABW	Haiti	HTI
Argentina	ARG	Jamaica	JAM
Antígua e Barbuda	ATG	São Cristóvão e Neves	KNA
Bahamas	BHS	Santa Lúcia	LCA
Belize	BLZ	México	MEX
Bolívia	BOL	Nicarágua	NIC
Brasil	BRA	Panamá	PAN
Barbados	BRB	Peru	PER
Chile	CHL	Porto Rico	PRI
Colômbia	COL	Paraguai	PRY
Costa Rica	CRI	El Salvador	SLV
Cuba	CUB	Suriname	SUR
Curaçao	CUW	São Martinho (Países Baixos)	SXM
Ilhas Cayman	CYM	Ilhas Turcas e Caicos	TCA
Dominica	DMA	Trinidad e Tobago	TTO
República Dominicana	DOM	Uruguai	URY
Equador	ECU	São Vicente e Granadinas	VCT
Granada	GRD	Venezuela	VEN
Guatemala	GTM	Ilhas Virgens Britânicas	VGB
Guiana	GUY	Ilhas Virgens dos Estados Unidos	VIR
Honduras	HND		

Incorporação da geração renovável não convencional: a experiência dos países da região

Os mecanismos utilizados por diferentes países para incorporar a geração de ERNC ao fornecimento de eletricidade são descritos a seguir.

Argentina

A estrutura legislativa da Argentina (Leis 26190 de 2006 e 27191 de 2015) propôs cobrir 8% da demanda com fontes renováveis não convencionais até 2017 e 20% até 2025. Em uma primeira tentativa, entre 2009 e 2011, foram realizados vários leilões como parte do Programa de Geração de Energia Elétrica a partir de Fontes Renováveis (GENREN). Embora os preços atribuídos tenham sido de US\$ 125,97/MWh para a energia eólica e US\$ 567,71/MWh para a energia solar fotovoltaica, menos de 25% da energia licitada foi efetivamente colocada em serviço. Entre 2016 e 2019, o então Ministério da Energia realizou um programa de leilões de energia renovável, chamado RenovAr, promovendo leilões diferenciados por tipo de tecnologia. Os lances vencedores foram estruturados com um contrato de compra e venda de energia (PPA, na sigla em inglês para Power Purchase Agreement) com a CAMMESA, a agência responsável pelo despacho, que remunera a capacidade ou a energia entregue ao sistema. A diferença entre o preço garantido no PPA e o preço pago pela demanda (que é subsidiado) é coberta por fundos públicos. Entre as rodadas sucessivas, entraram recursos de fonte eólica, solar fotovoltaica (FV), biomassa, biogás, pequenas usinas hidrelétricas e biogás de aterros sanitários. No final de 2021, uma resolução da Secretaria de Energia (1260/21) propôs rescindir ou reconduzir os contratos dos projetos que, naquele momento, não haviam obtido autorização comercial, a fim de liberar compromissos de capacidade e de rede para novos projetos. Bellato (2022) detalha que os 91 projetos não iniciados estão em diversas instâncias de rescisão, renegociação, negociação de saída ou proteção judicial.

Brasil

Devido à rigidez na incorporação de capacidade, principalmente em decorrência da situação de seca sofrida em 2001 (Dutra e Menezes, 2005), o mercado de geração passou por uma reforma em 2004, sendo estruturado com base na combinação de um mecanismo de leilões, contratos de longo prazo e coordenação centralizada (Hochberg e Poudineh, 2021). As distribuidoras devem contratar 100% da demanda prevista. Esses leilões são centralizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE, o órgão responsável pelo despacho), que estabelece a origem da energia (nova ou existente), as tecnologias elegíveis, as cotas por tipo de tecnologia e serviço prestado (os serviços de energia de reserva são leiloados separadamente e o comprador é a CCEE, que é financiada por uma taxa cobrada de todos os usuários), as quantidades e a duração dos contratos (os de energia existente, de 1 a 15 anos, independentemente da tecnologia; os de energia hidráulica nova, 30 anos; os de energia térmica nova, 20 a 25 anos). Por sua vez, os grandes usuários (aqueles com demanda superior a 1,5 MW e alguns consumidores com demanda superior a 0,5 MW que se enquadram em categorias especiais) negociam livremente com os geradores ou comercializadores as condições de fornecimento (contratos bilaterais ou leilões privados). Todos os contratos devem ser respaldados por certificados de energia firme (a capacidade que um gerador pode contratar), emitidos pelo Ministério de Minas e Energia.

Esse mecanismo acomodou facilmente a incorporação de ERNC, no começo por meio de tarifas garantidas de alimentação da rede (*feed-in tariffs*) e, desde 2007, por meio de leilões. Inicialmente foi aplicado à energia nova (com tecnologias eólica, solar, hidrelétrica, de biomassa e de resíduos sólidos urbanos) e a contratos de 20 anos e, posteriormente, a leilões de energia existente.

Chile

Este país realiza licitações para o fornecimento de energia elétrica desde 2013. Esses leilões são feitos por blocos de energia (GWh), diferentemente de outros países, onde a capacidade de energia (MW) é licitada. Os contratos são neutros em termos de tecnologia, ou seja, as adjudicações não são específicas, portanto não visam diretamente a geração elétrica com ERNC (OLADE, 2020). Dessa forma, as energias renováveis competem em preço com a energia de fontes convencionais, diferentemente do que ocorre em países como Argentina e Peru (Rodríguez Pardina et al., 2022). O sistema de licitação é realizado por meio de “blocos de fornecimento”, que representam uma quantidade máxima de fornecimento que o licitante pode assumir, sendo também o total de energia que se pretende adjudicar na referida licitação (OLADE, 2020).

O desenho do mercado é baseado em um sistema de leilões para atender à parte significativa da demanda regulada, que pode ser descentralizada (a nível de distribuidoras ou grupos de distribuidoras) ou parcialmente centralizada (delegando à Comissão Nacional de Energia [CNE] a responsabilidade pelo desenho e administração dos leilões), executados com contratos de 5 a 30 anos. Para promover a integração das ERNC foi estipulado que uma fração da contribuição dos geradores viria de tais fontes (10% em 2008 e 20% desde 2013), direta ou indiretamente (por meio de outras empresas). Com base nisso, o sistema de leilões foi ampliado para blocos de energia em intervalos horários (23:00 às 08:00, 08:00 às 18:00 e 18:00 às 23:00) ou trimestrais. O Ministério da Energia ficou encarregado de monitorar a evolução e, se necessário, implementar leilões complementares para atingir as cotas exigidas. Não foi previsto nenhum subsídio, mas sim a transferência direta para a tarifa, mas foram concedidos benefícios através da isenção total ou parcial do pagamento de tarifas de transmissão para geradores pequenos (9 MW, posteriormente ampliados para 20 MW). A combinação dos preços de energia existentes e a evolução dos custos de geração eólica ou solar fez com que a incorporação dessas fontes não tivesse repercussões (Moreno e Larrahondo, 2021).

Outra forma pela qual o Chile incorpora as ERNC em seus sistemas de eletricidade é por meio da estrutura de Pequenos Meios de Geração (PMG) e Pequenos

Meios de Geração Distribuída (PMGD) (Decreto Supremo nº 244 de 2006, atualizado pelo Decreto Supremo nº 88 de 2020). Essa estrutura incorpora melhorias no procedimento de interconexão, energização e comissionamento dos PMG e PMGD e estabelece uma metodologia pela qual os geradores podem optar para a cobrança de um preço estabilizado nas vendas de energia (Garrigues, 2020; Ministério da Energia, 2022). A diferença entre eles é que os PMG são conectados ao sistema de transmissão e os PMGD são conectados a um sistema de distribuição. Eles podem injetar energia excedente e potência de no máximo 9 MW e ser utilizados para autoconsumo ou para injeção de energia no sistema elétrico (ACESOL, 2022; CNE, 2021). Os projetos que operam sob essa estrutura são autogerenciáveis, recebem reduções nas taxas de transmissão e têm acesso a um regime de preços estabilizados, que é menos volátil do que os preços do mercado *spot*. Os PMGD podem ser desenvolvidos sob diferentes modalidades: injeção direta e instalação compartilhada (prossumidor).

De acordo com Sphera Energy (2023), os PMG e PMGD representaram uma capacidade de 2,6 GW (88% dos quais são PMGD), o que corresponde a 8% da capacidade instalada no Sistema Energético Nacional (SEN) em junho de 2023. Esses meios produziram 4% da energia injetada no sistema, dividida entre fontes solar fotovoltaica (57% de contribuição), hidráulica (33%) e eólica (4%). O valor da capacidade instalada em 2023 representa um aumento de 400% em relação à capacidade instalada dos PMGD em 2016.

Colômbia

A Colômbia incorporou a modalidade de renováveis não convencionais por meio de um mecanismo de leilão, principalmente para projetos que vendem energia gerada com fonte solar ou eólica em lotes de 0,5 MW e em blocos horários. Esse esquema foi acompanhado por um mecanismo complementar para cobrir a diferença entre a demanda que se esperava que fosse atendida pelo leilão e a quantidade de energia finalmente atribuída como resultado da licitação.

O marco regulatório foi a Lei 1715 de 2014 e o Decreto 570 de 2018. A energia comprada por esses mecanismos é considerada dentro das obrigações dos

comercializadores de fornecer uma porcentagem de sua energia por meio das ERNC (entre 8% e 10% em 2019, de acordo com a Lei 1955 de 2019).

Entre 2019 e 2021 foram realizados três leilões (o primeiro não concedeu projetos). O segundo promoveu projetos de geração a partir de fontes não convencionais de energia renovável, adjudicando contratos por 15 anos (a partir de janeiro de 2022). No terceiro leilão, foi utilizado um mecanismo de duas fases (leilão principal e mecanismo complementar, com condições favoráveis para os licitantes caso a cota do mecanismo principal não fosse atingida), obtendo compromissos para 83% da demanda-alvo de 5.520 MWh/dia (55% para o leilão principal e 45% para o mecanismo complementar). No futuro, espera-se que sejam feitas adaptações nos detalhes do leilão para evitar comportamentos estratégicos, o que já vem sendo alertado há algum tempo (vide Klemperer (2002)).

Costa Rica

A entidade responsável pela comercialização de energia elétrica é o Instituto Costarricense de Eletricidade (ICE), que compra eletricidade de cooperativas e empresas privadas em duas modalidades: contratos diretos com geradores interessados que cumprem a Lei de Eletricidade (Lei 7200 de 1990) e um regime de concorrência. Essa segunda modalidade contempla a compra de energia em um processo competitivo, para cotas de 50 MW, com contratos entre o ICE e operadores privados com prazo máximo de 20 anos. As tecnologias das ERNCE não podem exceder 30% do número total de usinas que compõem o Sistema Elétrico Nacional (OLADE, 2020).

El Salvador

O mercado elétrico em El Salvador é composto pelo mercado de contratos (de longo prazo) e pelo mercado regulatório do sistema. Nesse contexto, as licitações são regidas pela Lei Geral de Eletricidade e são convocadas pela distribuidora de eletricidade DELSUR, que elabora as condições da licitação. Isso estabelece a potência necessária para cada tipo de tecnologia

e atribui a potência a cada empresa de distribuição (que ela representa). Essas bases de licitação são revisadas e aprovadas pela Superintendência Geral de Eletricidade e Telecomunicações (SIGET), que é a autoridade concedente do processo de licitação.

A DELSUR (representando 7 empresas de distribuição) realizou 3 processos de licitação de ERNC entre 2013 e 2017. No primeiro (2013), foram promovidas tecnologias de pequenas usinas hidrelétricas, energia solar fotovoltaica e biogás. Em 2014, foram promovidas as fontes solar fotovoltaica e eólica, embora apenas tenham sido realizados projetos solares (com PPA de 20 anos). Em 2017, também foram promovidas a solar fotovoltaica e a eólica. Posteriormente, as empresas de distribuição de El Salvador, o Conselho Nacional de Energia (CNE) e a SIGET realizaram um leilão de energia renovável distribuída, buscando promover uma capacidade total de até 15 MW (com PPA de 15 anos), seguido por um processo realizado pelo CNE para obter mais 28 MW (IRENA, 2020; OLADE, 2020).

Guatemala

Regidas pela Lei Geral de Eletricidade, as empresas de distribuição da Guatemala devem comprar eletricidade por meio de licitações abertas. No entanto, a lei não faz distinção por tipo de tecnologia, o que impede a especificidade ou exclusividade de tecnologias renováveis, permitindo assim a participação de tecnologias convencionais. Por sua vez, a lei estabelece um período máximo de 15 anos para contratações feitas por meio de licitações para adicionar nova potência instalada.

A Comissão Nacional de Energia Elétrica (CNEE) é a entidade responsável pela elaboração dos termos de referência, onde serão definidos os critérios que as distribuidoras deverão cumprir para proceder à elaboração das bases de licitação, também a cargo das distribuidoras, com posterior aprovação da CNEE (OLADE, 2020).

O procedimento de avaliação econômica envolve rodadas sucessivas com preços decrescentes. De acordo com OLADE (2020), em cada rodada, o administrador do sistema realiza o processo de otimização, que determina se foi ou não atribuída potência garantida a um licitante. Após cada uma dessas rodadas poderão

ser feitos ajustes de preço ou novas propostas para que sejam reatribuídas aos licitantes. As respectivas rodadas continuam até que o administrador considere necessário. Concluído esse processo, cada licitante fará sua oferta final. O administrador então avalia cada uma dessas ofertas finais para determinar quais usinas serão adjudicadas. Os licitantes adjudicados assinam um contrato de fornecimento com a distribuidora (OLADE, 2020). O último leilão entre 2022 e 2023 incorporou 235 MW, 81% dos quais correspondem a energia nova (pv magazine, 2023).

Jamaica

Na Jamaica, o *Office of Utilities Regulation* (OUR) (Agência de regulação de serviços públicos) é a entidade responsável pela implementação e desenvolvimento do processo de leilão de energia e pela elaboração do edital de convocação e do memorial descritivo. Os interessados em participar apresentam uma proposta indicando o tipo de tecnologia e a capacidade de geração. Entre os candidatos que atendem às condições técnicas, é iniciada uma rodada de negociação final, seguida da adjudicação do contrato e da assinatura do contrato do projeto (PPA).

De acordo com a OLADE (2020), o leilão de 2008 contém poucas informações (apenas a capacidade das fontes eólica e pequenas usinas hidrelétricas, totalizando 9,4 MW), enquanto o leilão de 2015 mostra que foram adjudicados projetos de energia solar (33,1 MW). Em setembro de 2023 foi lançado um chamamento amplo para 100 MW, de novas ou existentes fontes solar, hidráulica ou eólica, sendo projetos isolados ou híbridos acompanhados de armazenamento (GPE, 2023).

México

Entre 2015 e 2017, foram realizadas licitações de geração renovável no âmbito da Lei do Setor Elétrico, do Regulamento da Lei da Indústria Elétrica, das Bases do Mercado de Energia Elétrica, do Manual de Leilão de Longo Prazo e do Guia Operacional da Câmara de Compensação (OLADE, 2020). A tentativa de licitação em 2018 foi cancelada (CENACE, 2019).

Os leilões realizados permitiram variabilidade em duas dimensões. Por um lado, discriminou por fonte de geração (eólica, solar, geotérmica). Por outro lado, discriminou por base de contratação: energia, potência e certificados de energia limpa (vide detalhes na OLADE, 2020). Desde a intervenção de 2019, as perspectivas futuras são incertas após as mudanças legislativas e regulatórias. O acordo aprovado em 2023 pela Comissão de Regulação da Eletricidade (Acordo A/018/2023 CRE) permite que parte da produção de gás natural em ciclos combinados obtenha certificados de energia limpa, desestimulando investimentos em renováveis devido à queda no valor dos certificados (CEL) (vide detalhes em Perczyk e Rabinovich (2023)).

Panamá

De acordo com a Lei n.º 6 de 2009, a empresa Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA) é responsável pelos processos de licitação, o que envolve o desenvolvimento dos termos de referência e a condução dos processos de licitação e adjudicação, que podem ser para o fornecimento de energia ou potência. Essa lei também estabelece uma porcentagem preferencial de 5% para o preço avaliado das tecnologias de energias renováveis, enquanto a Lei n.º 44 estabelece o regime de incentivos para a promoção da construção e exploração de usinas eólicas destinadas à prestação do serviço público de eletricidade, que visa promover o uso de fontes ERNC e, especificamente, essa fonte.

Desde 2011, são realizadas licitações específicas por tipo de tecnologia, tanto para usinas ERNC quanto convencionais, para a contratação de potência firme, energia ou ambas, podendo ser de curto ou longo prazo (OLADE, 2020).

As adjudicações feitas pela ETESA são principalmente para projetos hidrelétricos, embora as de energia proveniente de fontes eólica e a solar sejam significativas e incluam também tecnologias de geração térmica (OLADE, 2020). Na licitação de 2021, houve ofertas limitadas no componente de energia (relativamente à licitação de energia) (ETESA, 2021; Singh, 2021), enquanto, em 2023, foi feita uma adjudicação da licitação de curto prazo, que recebeu uma alta porcentagem de propostas de fontes renováveis (hidráulica e, em menor grau, solar e eólica) (ETESA, 2023; Singh, 2023).

Peru

O Decreto Legislativo nº 1002 de 2008 promove o uso de recursos energéticos renováveis (RER) e prioriza o despacho de carga em detrimento da geração de energia renovável. Os geradores vendem sua energia no mercado de curto prazo, sujeitos a uma garantia de acordo com o preço obtido. Nesse contexto, foram realizados quatro leilões especificamente para energias renováveis, dois em 2009, um em 2011, outro em 2013 e o último em 2016. No total, foram adjudicados 1.312 MW de potência de energias renováveis, com preços médios decrescentes ao longo do tempo. Em cada um deles, o Ministério de Energia e Minas (MINEM) foi responsável pela elaboração e aprovação das bases para os leilões, enquanto o Órgão Supervisor de Investimentos em Energia e Mineração (OSINERGMIN) os convocou.

O mecanismo incorpora as ofertas que atenderam aos critérios técnicos, por ordem de mérito, até que a energia requerida por cada tecnologia seja coberta (OLADE, 2020).

Uruguai

O marco regulatório do setor elétrico uruguaio (Decreto 360/2002) prevê a realização de licitações para a adjudicação de contratos especiais para a

geração de ERNC. No caso da distribuidora, esse contrato é repassado para a tarifa (a UTE é a empresa estatal responsável pela transmissão e distribuição de eletricidade no Uruguai). Entre 2007 e 2011, foram realizados três leilões (um quarto leilão deveria ser realizado em 2012, mas os proponentes do terceiro leilão concordaram em produzir pelo preço resultante do ano anterior). Paralelamente, o Estado construiu capacidade eólica por meio de PPPs. Assim, entre 2007 e 2012, foram iniciados projetos de 1.500 MW, principalmente com fonte eólica e uma capacidade menor de biomassa (Factor, 2017).

Além da realização de leilões e da adesão de outros geradores a uma tarifa *feed-in*, em 2014, o Estado promoveu o mecanismo de parcerias público-privadas (PPP), incorporando outros 420 MW em seis parques de 70 MW. Nesses casos, a UTE gerencia a PPP e é a compradora da energia gerada. O PPA assinado entre a UTE e a PPP estipula o mesmo valor que o resultado do leilão: U\$S 63/MWh (Factor, 2017).

Por outro lado, é interessante observar que, em 2013, foi realizada uma experiência de arrendamento (*leasing*) eólico para um parque de 70 MW. Nesse caso, a UTE forneceu o terreno e o recurso eólico e leiloou a construção de um parque no local por um investidor, que foi então arrendado por 20 anos (o parque, sua operação e manutenção), com uma opção de compra no final do período. Através desse procedimento obteve-se um preço de MWh significativamente inferior ao dos leilões, pois o risco do recurso para o ofertante era menor (Factor, 2017).

Desafios para a incorporação da geração distribuída na região

As tecnologias de geração distribuída foram integradas aos sistemas de eletricidade à medida que eram habilitadas nos marcos regulatórios e incentivadas por meio de diferentes mecanismos. Este apêndice destaca três desafios regulatórios: a compensação dos fluxos consumidos e entregues ao sistema, a forma como os saldos se acumulam e o tipo de restrições enfrentadas pelos usuários e suas tecnologias.

Em primeiro lugar, a forma como os fluxos são compensados tem efeitos nos incentivos para a incorporação da geração distribuída. A medição líquida tem vantagens

para o usuário, pois valoriza a injeção pelo mesmo preço da compra de uma unidade de energia (taxa variável de acordo com a tarifa), ainda mais se o esquema tarifário tiver blocos crescentes. No entanto, pode afetar o financiamento do sistema e levar ao fenômeno conhecido como espiral da morte para a distribuidora (que deixa de receber essas receitas e precisa aumentar a tarifa média para os usuários remanescentes, os quais diminuem ao longo do tempo). O faturamento líquido, por outro lado, é menos atraente para o consumidor, especialmente quando as injeções de energia são valorizadas pelo preço da energia, mas fornece melhores sinais

para a introdução dessa fonte de geração e é o mecanismo sugerido para avançar para fases mais maduras (MRC e PSR, próxima publicação) ³.

A segunda dimensão diz respeito aos esquemas de acúmulo de saldos, dentre os quais são identificados o sistema de reembolso, a renovação e o cancelamento desses saldos.

A terceira dimensão está relacionada com as restrições enfrentadas pelos usuários para incorporar painéis solares. Podem ser restrições quantitativas (ou seja, painéis com capacidade máxima) ou qualitativas (procedimentos técnicos para a instalação e uso de painéis), que visam evitar riscos nas redes de distribuição. A tabela A.4.4 resume a situação dessas variáveis nos países da região.

Tabela A.4.4

Mecanismos de faturamento e acúmulo de balanços na América Latina e no Caribe

País	Mecanismo	Período de acumulação		Unidade de acumulação	Vencimento
		Número	Unidade		
Argentina	Faturamento líquido	6	Mês	\$	Pagamento
Bahamas		1	Ano	kWh	Pagamento
Barbados	Faturamento líquido	3	Mês	\$	Pagamento
Brasil	Medição líquida	60	Mês	Mixto	Perda
Chile	Faturamento líquido	12	Mês	\$	Perda
Colômbia	Misto	Indefinido		\$	
Costa Rica	Faturamento líquido	12	Mês	Misto	Pagamento
Equador	Medição líquida				
El Salvador	Faturamento líquido	Indefinido		\$	
Guatemala		Indefinido		kWh	
Honduras		Indefinido		\$	
Jamaica	Faturamento líquido	1	Mês	\$	Pagamento
México	Misto	12	Mês	\$	Pagamento
Nicarágua	Faturamento líquido	12	Mês	\$	Pagamento
Panamá	Medição líquida	12	Mês	\$	Pagamento
Paraguai	Não identificado				
Peru	Não identificado				
R. Dominicana	Medição líquida	1	Período de faturamento	\$	Perda
Suriname		12	Mês	kWh	Pagamento
Uruguai	Medição líquida	0	Mês	kWh	Pagamento

Nota: A tabela mostra os mecanismos tarifários e o acúmulo de saldos nos países da ALC com informações disponíveis. A coluna 2 apresenta as alternativas tarifárias para cada país: medição líquida, faturamento líquido e a possibilidade de uma alternativa mista de ambos os mecanismos. As colunas seguintes mostram os mecanismos de acumulação de desequilíbrios (dinheiro [\$] ou energia, em kWh), o período de acumulação em número e unidade de tempo e a compensação ao final desse período.

Fonte: Elaboração própria com base em Muñoz et al. (2017), Hochberg e Poudineh (2021), MRC e PSR (próxima publicação) e López Soto et al. (2019).

³ Um componente importante são as tarifas de uso do sistema (wheeling charge) quando a autoprodução e a demanda estão localizadas em pontos diferentes da rede, pois remunera os custos da rede utilizada nas transações bilaterais de energia (peer to peer).

Apêndice do capítulo 5

Cadeia de valor do petróleo e do gás natural

A extração de petróleo bruto e gás natural pode ser esquematizada em quatro fases: exploração, desenvolvimento, produção e recuperação e descomissionamento. A etapa de exploração consiste, geralmente, em aquisição de dados sísmicos, seguida pela perfuração. Em média, aproximadamente 1 em cada 5 campos explorados tem potencial para exploração comercial. Dado esse perfil de riscos, o processo é financiado, geralmente e quase exclusivamente, com recursos próprios (ou participação do Estado), o que resulta em altas barreiras de entrada.

Após a conclusão da etapa de exploração e havendo decisão de prosseguir com a extração de petróleo, inicia-se a fase de desenvolvimento. Os investimentos necessários na fase de desenvolvimento são significativos, representando entre 40% e 60% do custo total do projeto. No entanto, essa fase possui um perfil de riscos mais limitados, uma vez que a maioria das incógnitas sobre a viabilidade da exploração comercial foi esclarecida na fase anterior.

A fase de produção consiste em manter operacionais os elementos de extração e bombeamento do petróleo bruto e do gás para os locais de armazenagem e transporte até a refinaria. A produção dos campos consta de uma fase de recuperação primária, em que a própria pressão do campo permite a extração do petróleo bruto e do gás; secundária, que depende da injeção de gás ou água no campo para manter a pressão que permite a extração; e terciária, em que são necessários processos térmicos ou químicos para liberar e separar o petróleo bruto das terras e capilares rochosos que o envolvem, permitindo sua extração. Os custos operacionais variam amplamente, dependendo da dificuldade de extração (gás, petróleo, petróleo pesado, etc.), do tamanho do campo, da localização geográfica e das condições físicas e ambientais (em terra ou mar, região, deserto, floresta, extremo norte, zonas temperadas, etc.).

Finalmente, após esgotadas as possibilidades de exploração comercial de um campo, as regulamentações e contratos contemplam, geralmente, as atividades de descomissionamento e reabilitação dos locais. Esta etapa envolve um custo considerável; como exemplo, o descomissionamento de uma plataforma de petróleo em alto mar tem custos equivalentes aos de sua instalação.

O próximo elo na cadeia de valor do petróleo e seus derivados é o refino para a produção de combustíveis líquidos, lubrificantes e outros bens de uso final. O estabelecimento e operação de uma refinaria de petróleo moderna envolvem uma complexidade e investimentos robustos. O investimento inicial necessário é substancial, especialmente para as refinarias complexas; ou seja, aquelas com capacidade de conversão de petróleo bruto (craqueamento e reforma catalítica). A instalação da infraestrutura de transporte para levar o petróleo bruto até a refinaria é outro componente significativo dos custos de capital. Esta pode incluir oleodutos, barcaças, caminhões e outros meios de transporte, cada um com seus próprios custos e complexidades logísticas. Dependendo da distância entre os campos de petróleo e a refinaria, os custos de investimento inicial em infraestrutura de transporte podem variar consideravelmente e adicionar uma camada de complexidade e custo às operações.

A cadeia de valor do petróleo está integrada à indústria petroquímica, cujo desenvolvimento em proximidade geográfica pode oferecer vantagens econômicas significativas à indústria da refinação. O fornecimento direto de insumos e serviços de apoio comuns entre as operações de refino e petroquímicas pode resultar em economias de escala e escopo, otimizando assim os custos unitários e melhorando as margens.

Esclarecimentos sobre o gráfico 5.1

Os países representados na categoria “restante dos países” são os seguintes: Belize, Bolívia, Barbados, Chile, El Salvador, Granada, Guatemala, Guiana,

Honduras, Haiti, Jamaica, México, Nicarágua, Panamá, Peru, República Dominicana, Suriname, Trindade e Tobago e Venezuela.

Apêndice do capítulo 6

A seguir, apresenta-se a lista de países e territórios incluídos na análise de Minx et al. (2021).

Na América Latina: Argentina, Belize, Bolívia, Brasil, Chile, Colômbia, Costa Rica, Equador, El Salvador, Guatemala, Guiana Francesa, Guiana, Honduras, Ilhas Malvinas, México, Nicarágua, Panamá, Paraguai, Peru, Suriname, Uruguai e Venezuela.

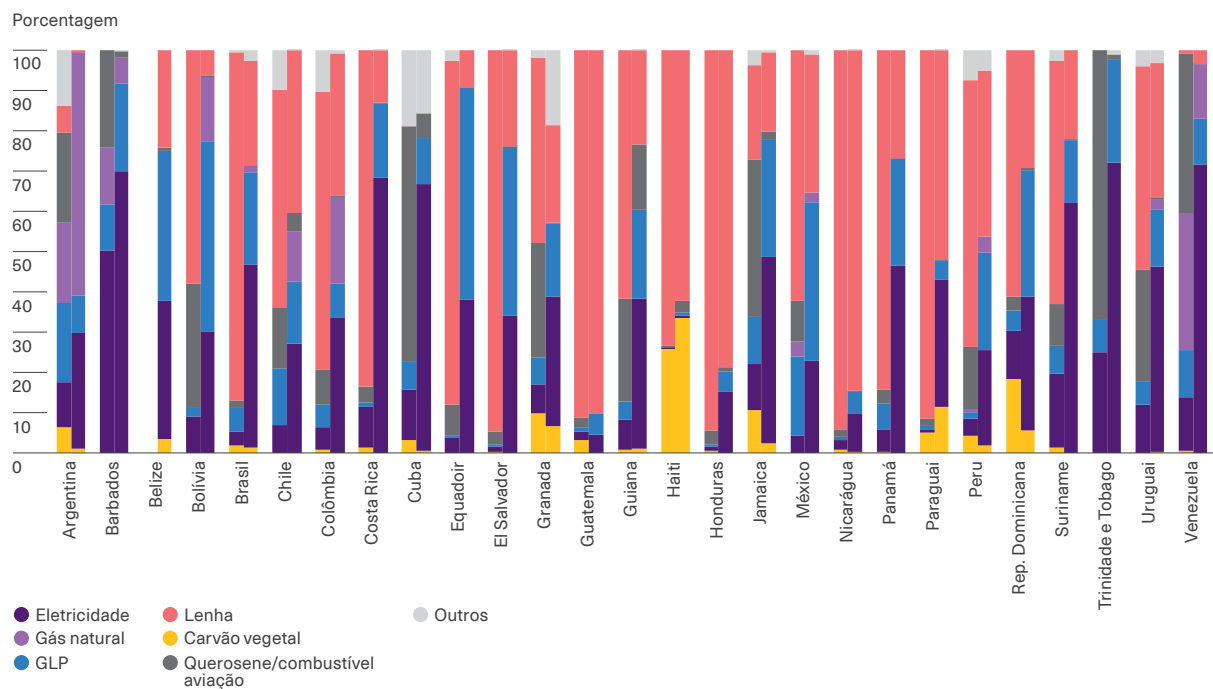
No Caribe: Aruba, Anguila, Antilhas Holandesas, Antígua e Barbuda, Bahamas, Barbados, Cuba, Dominica, República Dominicana, Granada, Guadalupe, Haiti, Ilhas Cayman, Jamaica, Martinica, Montserrat, Porto Rico, São Cristóvão e Neves, São Vicente e Granadinas, Santa Lúcia, Trindade e Tobago e Ilhas Virgens Britânicas.

Apêndice do capítulo 7

Gráficos e tabelas complementares

Gráfico A.7.1

Consumo residencial de energia por fonte em 1990 e 2021

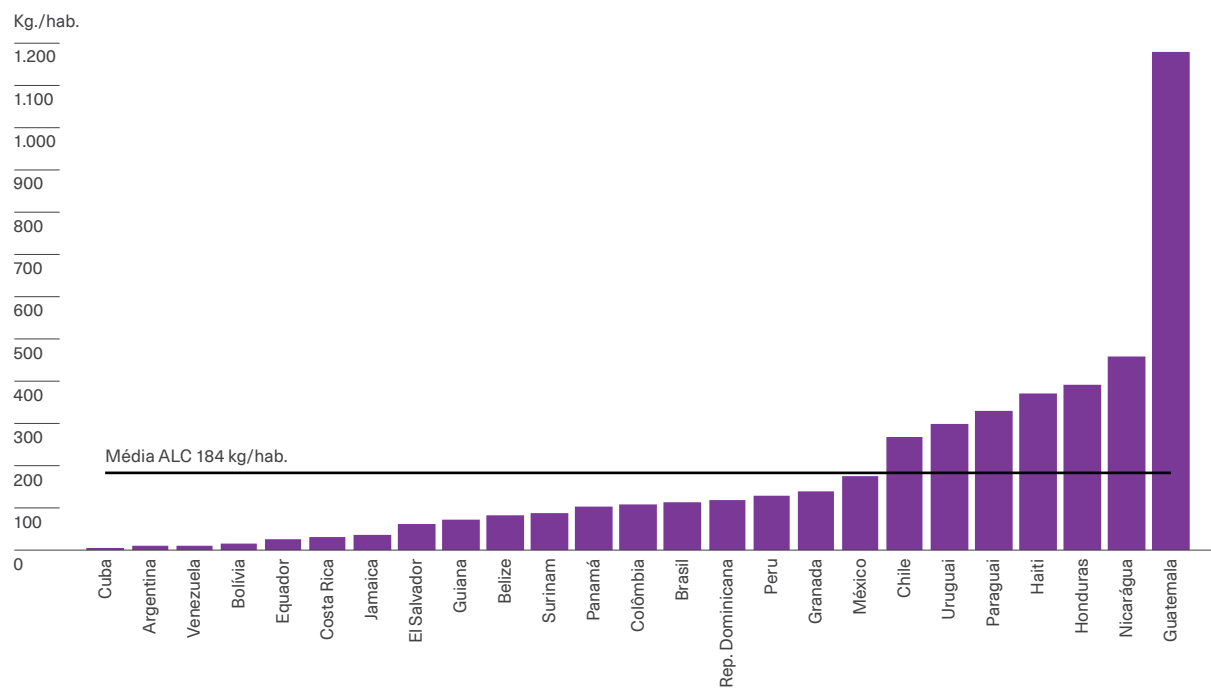


Nota: O gráfico mostra a distribuição percentual do consumo residencial de energia por fonte em 27 países da ALC em 1990 (coluna da esquerda) e 2021 (coluna da direita).

Fonte: Elaboração própria com base em dados da OLADE (2021b).

Gráfico A.7.2

Consumo residencial de lenha per capita em 2021



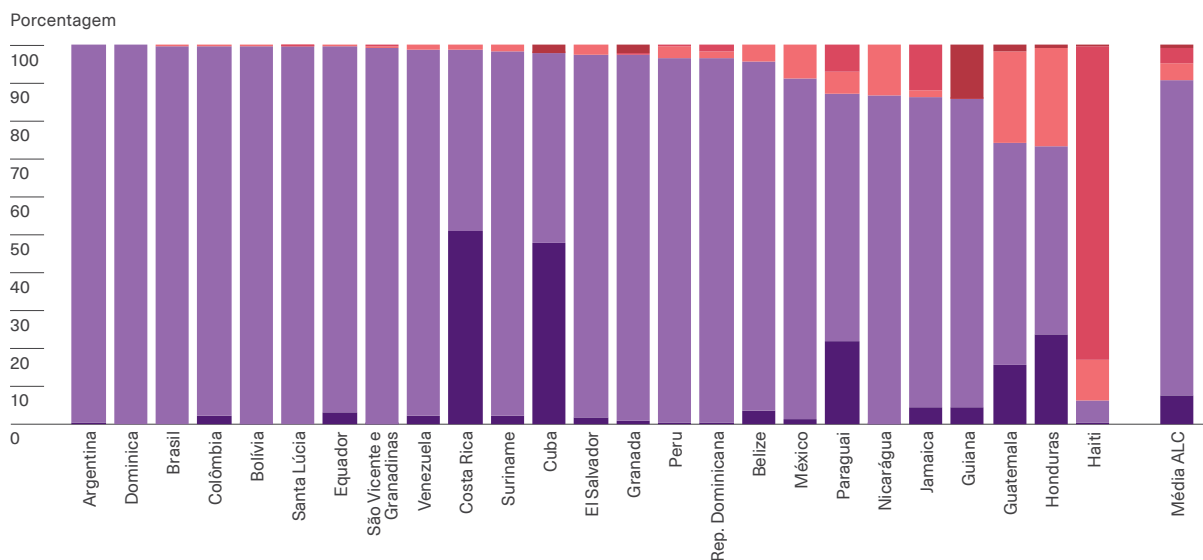
Nota: O gráfico mostra o consumo residencial, medido em toneladas per capita, em 25 países e a média da América Latina e do Caribe em 2021.

Fonte: Elaboração própria com base em dados da OLADE (2021b).

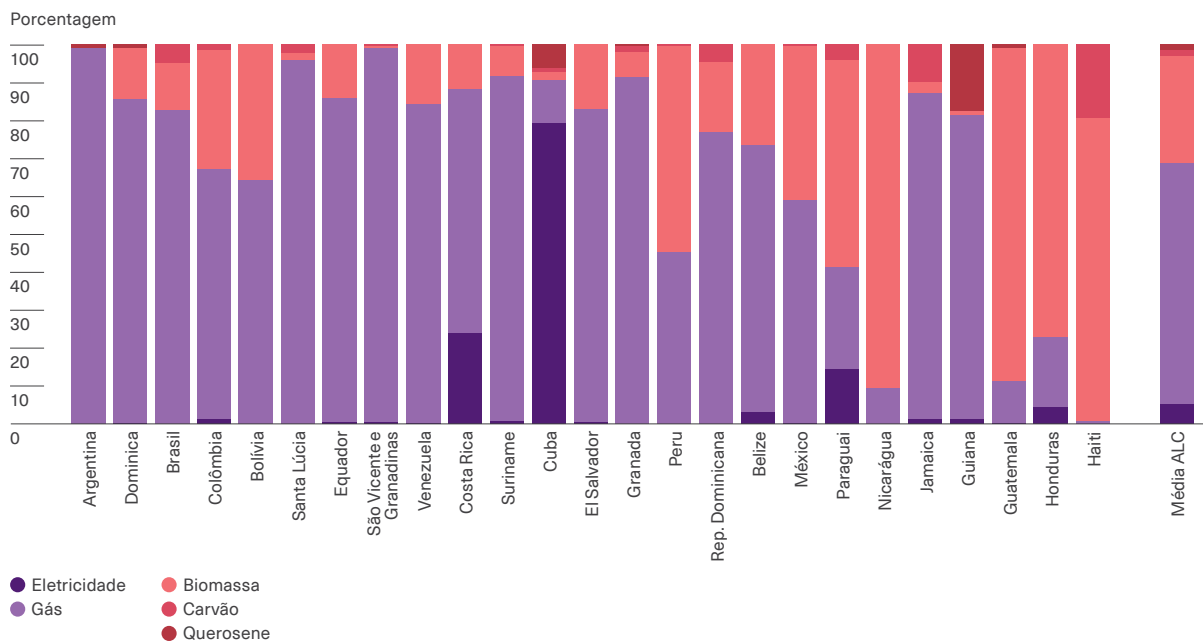
Gráfico A.7.3

Principal fonte de energia utilizada para cozinhar em residências urbanas e rurais em 2021

Painel A.
Famílias urbanas



Painel B.
Famílias rurais



Nota: O gráfico mostra a distribuição dos principais combustíveis utilizados para cozinhar em lares urbanos (painel A) e rurais (painel B) em 25 países e a média da ALC em 2021. As fontes de energia mais limpas (eletricidade e gás) são identificadas em roxo e violeta e as mais sujas em termos de emissões (biomassa, carvão e querosene) são identificadas em diferentes tons de vermelho.

Fonte: Elaboração própria com base em dados da OMS (2021).

Tabela A.7.1

Ano das pesquisas domiciliares utilizadas para os gráficos 7.5 e 7.7

País	Atualidade	Inícios de século
Argentina	2017/2018	2004/2005
Barbados	2016	-
Bolívia	2021	2001
Brasil	2019	2001
Chile	2017	2003
Colômbia	2021	2001
Costa Rica	2021	2001
Equador	2021	2003
El Salvador	2021	2001
Guatemala	2014	2000
Honduras	2019	2001
Jamaica	2018	-
México	2020	2000
Nicarágua	2014	2001
Panamá	2021	-
Paraguai	2021	2001
Peru	2021	2003
República Dominicana	2021	-
Uruguai	2021	-

Nota: A tabela especifica o ano em que foram realizadas as pesquisas domiciliares utilizadas nos gráficos 7.5 e 7.6, bem como para obter a variável "porcentagem de residências com conexão elétrica" para 19 países da ALC, nos períodos "atual" e "início do século", apresentados no gráfico 7.7.

Fonte: Puig e Tornarolli (2023).

Tabela A.7.2

Subsídios à eletricidade como porcentagem do PIB (média 2011-2013)

País	Porcentagem do PIB	País	Porcentagem do PIB
Antígua e Barbuda	0,8	Haiti	2,7
Argentina	1,8	Honduras	0,9
Bahamas	0,5	Jamaica	0,1
Barbados	0,2	México	0,7
Belize	2,7	Nicarágua	2,1
Bolívia	0,0	Panamá	0,5
Brasil	0,1	Paraguai	0,1
Chile	0,0	Peru	0,0
Colômbia	0,2	República Dominicana	1,9
Costa Rica	0,0	São Cristóvão e Neves	0,5
Dominica	0,1	São Vicente e Granadinas	0,0
Equador	0,4	Santa Lúcia	0,0
El Salvador	1,5	Suriname	1,7
Granada	0,5	Trindade e Tobago	0,6
Guatemala	0,4	Uruguai	0,0
Guiana	1,3	Venezuela	1,8

Nota: A tabela mostra os subsídios à eletricidade como porcentagem do PIB médio no período 2011-2013 para 32 países da região.

Fonte: Elaboração própria com base em dados de Di Bella et al. (2015).

Esclarecimentos sobre os gráficos e tabelas do capítulo

Gráficos 7.1, 7.4 e 7.5

Os países da América Latina e do Caribe e da Europa representados nos gráficos 7.1, 7.4 e 7.5 são os que aparecem nesta tabela.

Os códigos ISO usados nos outros gráficos são os mesmos que constam nesta lista.

América Latina e Caribe	Código ISO	Outros países	Código ISO
Argentina	ARG	Albânia	ALB
Barbados	BRB	Alemanha	GER
Belize	BLZ	Áustria	AUT
Bolívia	BOL	Bélgica	BEL
Brasil	BRA	Bósnia e Herzegovina	BIH
Chile	CHL	Bulgária	BGR
Colômbia	COL	China	CHN
CHN	CRI	Chipre	CYP
Costa Rica	CRI	Chipre	CYP
Cuba	CUB	Croácia	HRV
Equador	ECU	Dinamarca	DNK
El Salvador	SLV	Eslovênia	SVN
Granada	GRD	Espanha	ESP
Guatemala	GTM	Estônia	LVA
Guiana	GUY	Finlândia	FIN
Haiti	HTI	França	FRA
Honduras	HND	Geórgia	GEO
Jamaica	JAM	Grécia	GRC
México	MEX	Hungria	HUN
Nicarágua	NIC	Irlanda	IRL
Panamá	PAN	Itália	ITA
Paraguai	PRY	Letônia	LVA
Peru	PER	Lituânia	LTU
República Dominicana	DOM	Luxemburgo	LUX
Suriname	SUR	Macedônia do Norte	MKD
Trindade e Tobago	TTO	Malta	MLT
Uruguai	URY	Moldávia	MDA
Venezuela	VEN	Noruega	NOR
		Países Baixos	NLD
		Polônia	POL
		Portugal	PRT
		República Tcheca	MDA
		República Eslovaca	SVK
		Romênia	ROU
		Sérvia	SRB
		Suécia	SWE

As regiões representadas no gráfico 7.3 são compostas da seguinte forma:

África inclui 47 países: Argélia, Angola, África do Sul, Benim, Botsuana, Burquina Faso, Burundi, Cabo Verde, Camarões, Chade, Comores, Congo, Costa do Marfim, Eritreia, Essuatíni, Etiópia, Gabão, Gâmbia, Gana, Guiné, Guiné Equatorial, Guiné-Bissau, Ilhas Maurício, Quênia, Lesoto, Libéria, Madagascar, Malawi, Mali, Mauritânia, Moçambique, Namíbia, Níger, Nigéria, República Centro-Africana, República Democrática do Congo, Ruanda, São Tomé e Príncipe, Senegal, Seicheles, Serra Leoa, Sudão do Sul, Tanzânia, Togo, Uganda, Zâmbia e Zimbábue.

A Europa é composta por 53 países: Albânia, Alemanha, Andorra, Armênia, Áustria, Azerbaijão, Belarus, Bélgica, Bósnia e Herzegovina, Bulgária, Croácia, Chipre, Dinamarca, Eslováquia, Eslovênia, Espanha, Estônia, Finlândia, França, Geórgia, Grécia, Hungria, Islândia, Irlanda, Israel, Itália, Cazaquistão, Quirguistão, Letônia, Lituânia, Luxemburgo, Macedônia do Norte, Malta, Moldávia, Mônaco, Montenegro, Noruega, Países Baixos, Polónia, Portugal, República Checa, Romênia, Rússia, San Marino, Sérvia, Suécia, Suíça, Tadjiquistão, Turquemenistão, Turquia, Ucrânia, Reino Unido e Uzbequistão.

O Sudeste Asiático considera 11 países: Bangladesh, Birmânia, Butão, Coreia do Norte, Índia, Indonésia, Maldivas, Mianmar, Nepal, Sri Lanka, Tailândia e Timor-Leste.

Tabela 1 do quadro 7.2

Nos cálculos, são considerados 33 países da ALC. A região do Caribe compreende Antígua e Barbuda, Bahamas, Barbados, Cuba, Dominica, Granada, Haiti, Jamaica, República Dominicana, São Cristóvão e Neves, São Vicente e Granadinas, Santa Lúcia e Trindade e Tobago. A América Central reúne Belize, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicarágua e Panamá. A América do Sul inclui Argentina, Bolívia, Brasil, Chile, Colômbia, Equador, Guiana, Paraguai, Peru, Suriname, Uruguai e Venezuela.

Apêndice do capítulo 8

Tabela A.8.1

Ano das pesquisas domiciliares processadas para a elaboração do gráfico 8.2 e o gráfico 1 do quadro 8.2

País	Ano
Argentina	2017/2018
Barbados	2016
Bolívia	2021
Brasil	2019
Chile	2017
Colômbia	2021
Costa Rica	2021
Equador	2013/2014
El Salvador	2021
Guatemala	2014
Honduras	2019
Jamaica	2018
México	2020
Nicarágua	2014
Panamá	2021
Paraguai	2021
Peru	2021
República Dominicana	2021
Uruguai	2021

Tabela A.8.2

Idade média dos veículos particulares urbanos em países da América Latina

País	Idade média	Ano	Fonte
Argentina	13	2022	AFAC (2023)
Brasil	10,7	2020	Rodrigues (2023)
Chile	9,4	2021	ANAC (2021)
Colômbia	17,5	2021	Andemos (2023)
Costa Rica	16	2019	RITEVE (2020)
Equador	16,1	2019	AEADE (2021)
México	17	2022	Morales Romero (2023)
Panamá	9	2011	BBVA Research (2011)
Peru	13,6	2019	AAP (2019)
Uruguai	12	2017	CPA Ferrere (2020)
Venezuela	22	2022	Primicia (2023)

Tabela A.8.3

Países pesquisados e taxa de câmbio de referência utilizada para expressar os preços em dólares na tabela 8.1

País	Moeda	Taxa de câmbio (UMN/US\$)
Argentina	Peso argentino	356,5
Brasil	Real	4,9
Chile	Peso chileno	883,6
Colômbia	Peso colombiano	3.921,60
Costa Rica	Colón costarriquenho	534,7
Equador	Dólar americano	1
México	Peso mexicano	17,1
Panamá	Balboa	1,02
Peru	Sol peruano	4,01
República Dominicana	Peso dominicano	56,7

Nota: UMN= Unidade Monetária Nacional. A taxa de câmbio de referência de cada país foi obtida do respectivo banco central.

Tabela A.8.4

Disponibilidade dos modelos de automóveis em cada país exibidos na tabela 8.1

Modelo \ País	Argentina	Brasil	Chile	Colômbia	Costa Rica	Equador	México	Panamá	Peru	República Dominicana
Toyota Corolla Cross Híbrido	x	x	x	x	x	x	x		x	x
Toyota Corolla Cross Fóssil	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Nissan Leaf Híbrido	x	x	x	x	x	x	x			
Nissan Sentra Fóssil	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
BYD Dolphin Elétrico		x	x	x			x			x
BYD Han Elétrico		x	x	x			x			x
BYD Yuan Plus Elétrico		x	x	x			x			x
Renault KWID Fóssil		x	x	x			x	x	x	
Volkswagen Taos Fóssil	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Tesla Model S Elétrico							x			

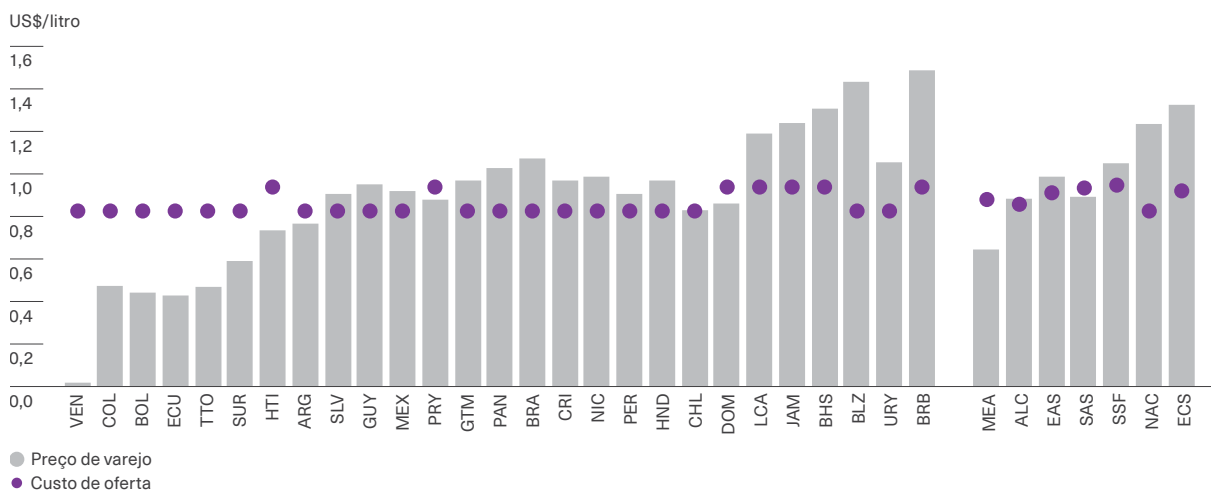
Tabela A.8.5

Fontes de informação para os dados da figura 8.1

País	Fonte	País	Fonte
Argentina	Liborio (2023)	Honduras	Electromaps (2023)
Bolívia	Electromaps (2023)	México	Instituto Mexicano del Transporte (2022)
Brasil	Venditti (2023)	Nicarágua	Electromaps (2023)
Chile	Diario Sustentable (2023)	Panamá	Electromaps (2023)
Colômbia	Electromaps (2023)	Paraguai	Electromaps (2023)
Costa Rica	Electromaps (2023)	Peru	Electromaps (2023)
Cuba	Electromaps (2023)	Porto Rico	Electromaps (2023)
Equador	Electromaps (2023)	República Dominicana	Electromaps (2023)
El Salvador	Electromaps (2023)	Uruguai	Electromaps (2023)
Guatemala	Electromaps (2023)	Venezuela	Electromaps (2023)

Gráfico A.8.1

Custos e preços de varejo incluindo impostos do diesel por litro em 2022



Nota: O gráfico mostra o custo e o preço de varejo (incluindo impostos e subsídios) do diesel por litro, em US\$ constantes de 2021 para 27 países da ALC e médias regionais para o resto do mundo em 2022.

Fonte: Elaboração própria com base em dados de Black et al (2023).

Tabela A.8.6

Rota dos electrocorredores em operação na América Latina e no Caribe em 2023

	Extensão aproximada (km)	Rota	Fonte
(1) Argentina	212	Província de San Luis	PNUMA (2020a)
	512	Retiro (CABA) - Cariló (Costa Atlântica)	La Nación (2022)
	-	Plano de iniciativa privada Shell: Córdoba - Rosário - PBA - Costa Atlântica	Ámbito (2023)
(2) Uruguai	300	Colônia - Punta del Este	Electromovilidad (2018)
(3) Chile	730	Marbella - Termuco	PNUMA (2020a)
	570	Termuco - Chiloé - Coihaique - Aisen	PNUMA (2020a)
(4) Brasil	434	Rio de Janeiro - São Paulo	PNUMA (2020a)
	1200	Salvador (Bahia) - Natal (Rio Grande do Norte)	Neoenergía (2020)
(5) Colômbia	256	Eixo cafeeiro: Caldas - Risaralda - Quindío	Mobility Portal (2022)
(6) Panamá	450	Eco Ruta	Move (2021)
(7) Costa Rica	-	La Fortuna e Monteverde	Move (2021)
Panamá e (7) Costa Rica	900	San José - Cidade do Panamá	Move (2021)
(8) México	620	Potosí - CDMX - Puebla	PNUMA (2020a)
(9) Corredor Panamericano Enel X	-	Conecta 11 países de Ushuaia (ARG) a Ensenada (MEX)	Enel X (2020)

Esclarecimentos referentes ao gráfico 8.4

As regiões representadas no gráfico estão formadas da seguinte forma:

O Oriente Médio e o Norte de África inclui 19 países: Argélia, Arábia Saudita, Bahrein, Egito, Emirados Árabes Unidos, Irã, Iraque, Israel, Jordânia, Kuwait, Líbano, Líbia, Malta, Marrocos, Omã, Qatar, Tunísia, Iémen e Djibuti.

O Leste da Ásia e o Pacífico compreende 21 países: Austrália, Birmânia, Brunei, Camboja, China, Coreia do Sul, Filipinas, Fiji, Indonésia, Ilhas Salomão, Japão, Kiribati, Laos, Malásia, Mongólia, Nova Zelândia, Papua Nova Guiné, Singapura, Tailândia, Tonga, Vietnã.

O Sul da Ásia considera 8 países: Afeganistão, Bangladesh, Butão, Índia, Maldivas, Nepal, Paquistão e Sri Lanka.

A África Subsaariana inclui 44 países: Angola, Benim, Botsuana, Burquina Faso, Burundi, Cabo Verde, Camarões, Chade, Comores, Congo, Costa do Marfim, Etiópia, Gabão, Gâmbia, Gana, Guiné, Guiné-Bissau, Guiné Equatorial, Quênia, Lesoto, Libéria, Madagascar, Malawi, Mali, Maurítânia, Maurício, Moçambique, Namíbia, Níger, Nigéria, República Centro-Africana, República Democrática do Congo, Ruanda, São Tomé e Príncipe, Senegal, Seychelles, Serra Leoa, África do Sul, Sudão, Tanzânia, Togo, Uganda, Zâmbia, Zimbábue.

A América do Norte consiste em 2 países: Canadá e Estados Unidos.

A Europa e a Ásia Central compreendem 46 países: Albânia, Armênia, Áustria, Azerbaijão, Bielorrússia, Bélgica, Bósnia e Herzegovina, Bulgária, Croácia, Chipre, Dinamarca, Eslováquia, Eslovênia, Espanha, Estônia, Finlândia, França, Geórgia, Alemanha, Grécia, Hungria, Islândia, Irlanda, Itália, Cazaquistão, Quirguistão, Letônia, Lituânia, Luxemburgo, Macedônia do Norte, Moldávia, Noruega, Países Baixos, Polónia, Portugal, Reino Unido, República Tcheca, Romênia, Rússia, Sérvia, Suécia, Suíça, Tadjiquistão, Turquia, Turcomenistão, Ucrânia e Uzbequistão.

Apêndice do capítulo 9

Tabela A.9.1

Multiplicadores para trás dos tipos I e II por país normalizados pelo valor médio da economia

BL1	Setores de geração elétrica							Setores extrativistas				
	Carvão	Gás	Petróleo	Eólica	Solar	Hidrelétrica	Nuclear	Carvão	Petróleo	Gás	Extração mineral	Eletricidade
Argentina	1,2	1,6	3,0	1,4	1,3	1,4	1,5	1,4	1,2	1,3	1,4	2,0
Bolívia	0,7	1,6	1,7	0,8	0,8	0,8	0,7	1,1	0,9	0,9	0,9	1,4
Brasil	0,8	1,2	1,6	0,7	0,7	0,7	0,8	1,2	1,1	1,1	1,1	0,9
Chile	0,9	1,0	0,9	0,8	0,8	0,8	0,6	1,0	0,9	1,0	1,1	0,9
Colômbia	1,2	1,6	1,5	0,8	0,8	0,8	0,7	0,9	0,8	1,0	1,2	1,0
Costa Rica	0,7	0,7	1,1	0,9	0,9	0,9	0,7	1,3	1,3	1,3	1,0	1,0
El Salvador	0,7	1,4	1,7	1,1	1,0	1,0	0,7	1,2	0,9	0,8	1,0	1,2
Equador	0,7	0,7	0,9	0,7	0,9	0,9	0,7	1,3	1,3	1,1	3,2	1,0
Guatemala	0,9	0,7	0,9	0,9	0,9	0,9	0,7	1,0	0,9	1,0	0,9	1,0
Haiti	0,2	0,2	0,3	0,2	0,3	0,3	0,2	1,1	0,9	0,3	0,7	0,3
Honduras	1,6	0,7	0,9	1,0	1,0	1,0	0,7	1,3	1,3	1,2	1,1	1,0
Jamaica	0,7	0,8	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7	1,1	1,1	0,9	1,0	0,9
México	1,3	0,9	1,7	1,0	0,9	0,9	1,0	1,0	0,9	0,9	1,1	1,1
Nicarágua	0,7	0,7	1,0	0,9	0,9	0,9	0,7	1,1	0,9	1,0	1,3	1,0
Panamá	1,0	0,7	0,9	1,0	0,9	0,9	0,7	0,7	0,8	0,9	0,9	1,0
Paraguai	0,7	0,7	1,3	0,7	0,7	0,9	0,7	1,0	0,8	1,0	1,1	0,7
Peru	1,0	1,2	1,4	0,7	0,7	0,7	0,6	0,7	0,8	0,7	1,1	0,8
Porto Rico	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,6	1,2	1,1	0,9	1,1	0,7
Rep. Dominicana	1,1	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9	0,7	1,1	1,2	1,0	1,1	1,1
Trindade e Tobago	0,7	1,3	2,1	0,8	0,8	0,7	0,7	0,9	1,0	0,9	1,0	1,2
Uruguai	0,7	0,7	1,1	0,9	0,8	0,8	0,7	0,8	1,0	0,8	1,0	0,9
Venezuela	0,5	1,5	2,4	0,8	0,8	0,8	0,5	0,9	0,6	0,8	0,9	1,1
Restante da América Central	0,8	0,8	1,3	0,8	0,9	0,9	0,8	0,9	0,9	1,2	1,0	1,0
Restante do Caribe	0,7	2,1	1,1	10,1	1,6	2,4	0,7	1,0	0,9	1,0	1,0	1,1
Restante da América do Sul	0,7	0,7	1,1	0,8	0,8	0,8	0,7	1,1	0,9	3,3	1,0	1,2
América Latina e Caribe	1,3	1,4	2,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,3	1,5	1,4

Continua na próxima página →

BL2	Setores de geração elétrica							Setores extrativistas				
	Carvão	Gás	Petróleo	Eólica	Solar	Hidrelétrica	Nuclear	Carvão	Petróleo	Gás	Extração mineral	Eletricidade
Argentina	0,5	0,9	1,6	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,4	1,2
Bolívia	0,2	1,1	1,0	0,9	0,9	0,9	0,2	0,9	0,9	0,9	0,9	1,2
Brasil	0,7	1,0	1,2	0,9	0,9	0,9	0,9	1,1	1,0	1,0	1,0	1,3
Chile	0,8	0,6	0,6	1,0	1,0	1,0	0,3	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9
Colômbia	1,1	1,2	1,0	1,0	1,0	1,0	0,2	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Costa Rica	0,3	0,3	0,9	1,0	1,0	1,0	0,3	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0
El Salvador	0,3	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	0,3	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0
Equador	0,3	0,3	0,6	0,3	1,0	1,0	0,3	1,0	1,0	1,0	4,7	0,9
Guatemala	0,7	0,2	0,5	1,0	1,0	1,0	0,2	0,7	0,8	0,8	1,0	0,9
Haiti	0,1	0,1	0,2	0,1	0,6	0,6	0,1	1,0	1,0	0,8	0,8	0,2
Honduras	1,0	0,3	0,5	0,9	0,9	0,9	0,3	1,0	1,0	1,0	0,8	0,8
Jamaica	0,2	0,5	0,5	1,1	1,1	1,1	0,2	0,9	0,9	0,9	0,5	0,7
México	0,9	0,4	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,7	1,0	0,8
Nicarágua	0,3	0,3	0,7	1,0	1,0	1,0	0,3	1,1	0,9	1,0	1,0	0,9
Panamá	0,7	0,3	0,5	1,0	1,0	1,0	0,3	0,3	0,3	1,0	1,0	0,9
Paraguai	0,2	0,2	0,9	0,2	0,2	1,0	0,2	1,0	0,7	1,0	1,0	1,2
Peru	0,9	1,1	0,9	0,9	0,9	0,9	0,2	0,9	0,9	0,9	1,0	0,9
Porto Rico	0,1	0,1	0,2	0,5	0,5	0,5	0,1	1,0	1,0	0,9	0,8	0,3
Rep. Dominicana	1,1	1,0	0,6	1,1	1,1	1,1	0,2	0,9	1,0	0,8	1,0	0,8
Trindade e Tobago	0,3	1,1	1,1	1,0	1,0	0,3	0,3	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1
Uruguai	0,2	0,3	0,8	1,0	1,0	1,0	0,2	0,4	0,9	1,0	1,0	1,0
Venezuela	0,0	1,3	0,8	1,0	1,0	1,0	0,0	0,9	0,8	0,8	0,9	0,3
Restante da América Central	0,3	0,3	0,8	0,3	0,9	0,9	0,3	0,6	0,7	0,9	1,0	0,8
Restante do Caribe	0,3	1,8	0,6	27,1	3,5	6,2	0,3	0,9	1,0	1,0	0,9	0,7
Restante da América do Sul	0,3	0,3	0,7	1,0	1,0	1,0	0,3	1,0	1,0	2,1	1,0	1,0
América Latina e Caribe	1,1	1,0	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,4	1,3

Nota: BL é o acrônimo em inglês para encadeamento para trás.

Fonte: Elaboração própria com base em Aguiar et al. (2022).

Tabela A.9.2

Mecanismos fiscais nas indústrias extrativistas: avaliação diante dos principais objetivos

Objetivos	Bonificação	Royalty	Royalty com escala móvel	Imposto sobre a renda dos recursos naturais	IRE e IVR	Participação estatal
Maximizar o VPL para o governo.	Todo o risco é suportado pelo investidor, portanto, o nível de receitas públicas esperado é mais baixo, embora as receitas ocorram mais cedo. Um mecanismo de licitação útil para absorver a renda esperada.	Desacelera alguns projetos e não captura o benefício dos projetos que seguem adiante.	Efeito diferente em diferentes projetos; potencialmente dissuasivo para projetos de baixa qualidade ou alto custo.	Captura um maior VPL esperado para o governo em troca de assumir mais risco.	Relativamente neutro e progressivo. Vulnerabilidade à subcapitalização.	Se for totalmente não concessionária (imposto Brown), maximizaria a receita esperada para o governo em troca de assumir uma proporção igual do risco. No entanto, geralmente há um elemento concessionário, portanto, isso produz distorções.
Progressividade (maiores retornos por preços).	Sem efeito: regressivo (a bonificação reflete os preços esperados, não os reais).	Regressivo: a participação do governo nos ganhos diminui à medida que os preços das matérias-primas aumentam.	Efeito diferente (participação nos ganhos) sobre diferentes projetos.	Captura efetivamente o benefício, mas pode adiar uma maior participação. Reduz a carga no caso de preços baixos.	Resposta instantânea do IVR às variações de rentabilidade.	A participação gratuita é regressiva (assim como a retenção na fonte do imposto sobre os dividendos); o envolvimento passivo é progressivo.
Progressividade (rendimentos mais altos por menores custos).	Sem efeito: regressivo.	Não responde: regressivo.	Não responde: regressivo.	Captura o benefício, independentemente de sua causa. Automaticamente reduz o ônus em projetos de alto custo.	Resposta instantânea do IVR às variações de custos.	A participação gratuita é regressiva; a participação passiva é progressiva.
Neutralidade (evitar distorções nas decisões de investimento e operacionais, dissipando assim o potencial de receitas)	Impacto nas decisões de prospecção; sem impacto nas decisões de desenvolvimento ou operacionais.	Risco de frear projetos marginais e encurtar o ciclo de vida ou reduzir a produção de projetos viáveis.	Efeito diferente em diferentes projetos, portanto, gera distorções. Alto risco de que os parâmetros sejam especificados incorretamente.	Neutro: apenas os projetos que realmente excedem o retorno mínimo pagam a participação.	Depende do design dos parâmetros. Potencial distorção no IVR devido à depreciação (mudança drástica na taxa).	A participação gratuita ou passiva tem um impacto negativo nas decisões de prospecção.
Garantir incentivos adequados para o investimento.	Aumenta o risco de prospecção, mas é relativamente neutro se faz parte de uma oferta competitiva.	É dissuasivo se for muito alto; aumenta o risco de projetos inviáveis.	Depende dos parâmetros. Reduz o benefício para o investidor: provavelmente dissuasivo.	Efeito dissuasivo moderado desde que haja um benefício suficiente para o investidor.	Efetivo desde que a taxa máxima não seja fixada em um nível muito alto.	Suscita uma percepção negativa dos investidores a menos que seja totalmente não concessionária, mas oferece alguns benefícios de mitigação do risco.
Risco para o governo.	Minimiza o risco para o governo.	Risco a cargo do investidor.	Risco a cargo do investidor.	Risco (de não receber receita ou recebê-la apenas em estágios tardios) a cargo do governo.	O governo assume o risco se a taxa mínima do IVR for inferior à taxa do IRE.	Depende dos termos e condições: se a participação gratuita atuar como um imposto sobre os dividendos retidos na fonte, baixo risco; se a participação passiva atuar como um imposto sobre as rendas dos recursos naturais, risco mais alto.
Minimizar o encargo e os riscos administrativos.	Simple de administrar.	Cálculos relativamente simples, mas com riscos de medição e avaliação.	Complexo: requer múltiplos parâmetros para cada mineral. O royalty de margem líquida requer definição da margem.	Relativamente simples. Os mesmos dados necessários para o imposto de renda. Cálculo adicional simples (para o imposto sobre renda de recursos naturais sobre o fluxo de caixa).	Os mesmos dados para o IVR são os necessários para o IRE. Cálculo adicional simples da taxa.	Complexo. Gera pressão para negociar às custas de outros elementos fiscais.

Notas: IRE: Imposto sobre a renda das empresas. IVR: Imposto variável sobre a renda. VPL: Valor presente líquido. Bonificação: Pagamento de montante global efetuado por direitos de mineração (petróleo, gás ou minerais) ou na subscrição do contrato, ou quando se atingem determinados limiares de produção. Royalty: Taxa pela extração de minerais, geralmente, sobre os rendimentos brutos, mas pode ser específica (quantia fixa) por volume ou peso, ou variar com o preço. Também é usado "royalty de ganho líquido" quando certos custos são deduzidos, nesse caso, é semelhante a um imposto sobre a renda.

Fonte: FMI (2012).

Modelos insumo-produto

O objetivo principal dos modelos insumo-produto é analisar a interdependência das indústrias em uma economia, permitindo avaliar os efeitos de um projeto ou política sobre variáveis socioeconômicas específicas. Uma matriz insumo-produto (MIP) registra as transações entre os setores produtivos tanto de bens para a demanda final quanto de bens de consumo intermediário, podendo refletir a diversidade e a estrutura produtiva do país ou região. Isso nos permite

inter-relacionar os diversos setores produtivos e quantificar os impactos diretos e indiretos sobre o emprego e a produção de um aumento na demanda final e na demanda intermediária (tabela A.9.3). Esse tipo de modelo permite realizar uma análise do impacto de mudanças exógenas no nível de produção setorial quando as mudanças ocorrem no curto prazo e envolvem um número pequeno de agentes.

Tabela A.9.3

Modelos insumo-produto fechado e aberto

		PRODUTORES COMO CONSUMIDORES							DEMANDA FINAL				
		Agricultura	Mineração	Construção	Manufaturas	Comércio	Transporte	Serviços	Outras indústrias	Gastos de consumo pessoal	Investimento privado interno bruto	Gastos do governo	Exportações líquidas de bens e serviços
PRODUTORES	Agricultura												
	Mineração												
	Construção												
	Manufaturas												
	Comércio												
	Transporte												
	Serviços												
	Outras indústrias												
VALOR AGREGADO	Funcionários	Compensação dos funcionários											
	Capital e donos de empresas	Lucro e alocação de consumo de capital							PRODUTO INTERNO BRUTO				
	Governo	Impostos comerciais indiretos											

A: matriz de coef. técnicos

y: vetor de demanda final

x: vetor de produção de c/setor

(1 - A)⁻¹: matriz inversa de Leontief **L**

$$a_{ij} = \frac{z_{ij}}{x_j} = \frac{\text{valor do insumo } i}{\text{valor do produto } j}$$

$$x = Ax + y$$

$$x = (I - A)^{-1} \cdot y$$

Fonte: Elaboração própria com base em Miller e Blair (2009).

Um modelo I-P em notação matricial tem a seguinte estrutura: $x = Ax + y$ (2), onde A é a matriz de coeficientes técnicos, y é um vetor de demanda final e x é um vetor de produção correspondente a cada setor.

A equação acima pode ser reorganizada na seguinte expressão: $x = (I - A)^{-1} \cdot y$ (3), onde $(I - A)^{-1}$ é a matriz inversa de Leontief e cada elemento dela indica os requisitos diretos e indiretos de produção necessários para satisfazer a demanda final. Por sua vez, essa matriz é conhecida como matriz de multiplicadores, pois mede a resposta na produção total frente a mudanças na demanda final.

Encadeamentos e multiplicadores

A noção do multiplicador significa capturar a diferença entre o efeito inicial de uma mudança exógena e os efeitos totais dessa mudança. Os efeitos totais incluem os efeitos diretos e indiretos (multiplicadores simples ou tipo I) e os efeitos induzidos (multiplicadores totais ou tipo II) (Henriques et al., 2016).

Os efeitos diretos medem a resposta de uma indústria específica a mudanças na demanda final dessa mesma indústria. Os efeitos indiretos representam a resposta de todas as indústrias que fornecem insumos às mudanças na demanda final de uma indústria específica. Por fim, os efeitos induzidos representam as respostas de todas as indústrias causadas por aumentos nos gastos das famílias e nas transferências interindustriais.

Nos modelos I-P, uma mudança na produção de um setor tem dois tipos de efeitos sobre os outros setores da economia. Por um lado, o aumento na produção de um setor implica o aumento na demanda desse setor, como comprador, para os setores cujos bens são utilizados como insumos. O termo “encadeamento para trás” (*backward linkage* [BL]) é usado para medir a interconexão de um setor em particular com aqueles setores dos quais compra insumos. Por outro lado, um aumento na produção de um setor implica, por sua vez, que unidades adicionais de seus produtos estarão disponíveis para que outros setores os utilizem em sua produção, ou seja, aumenta a oferta do setor para setores que usam seu produto como insumo. Nesse caso, o termo “encadeamento para frente” (*forward linkage*, FL) é usado para medir a interconexão de um setor em particular com aqueles setores para os quais vende sua produção (Miller e Blair, 2009).

Os encadeamentos para trás de cada setor são calculados como a soma das colunas da matriz de Leontief, coincidindo com os multiplicadores de produto mencionados anteriormente. Por sua vez, os encadeamentos para frente de cada setor são calculados como a soma das linhas da matriz de Leontief.

Apêndice do capítulo 10

Tabela A.10.1.

Indicadores de desenvolvimento por país

	PIB per capita em relação aos EUA (porcentagem)		Índice de Gini		Taxa de incidência de pobreza (porcentagem)	
	1970-1979	2009-2019	1970-1997	2009-2019	2002	2020
Países da América Latina e do Caribe						
América Latina	19,6	22,6	52,5	47,4	45,9	27,1
Argentina	15,0	37,0	40,8 (1980)	42,10	62,4	34,2
Belize	15,0	11,8				
Bolívia	8,4	12,5	58,2 (1997)	45,80	66,8	32,3
Brasil	17,9	26,4	57,9 (1981)	53,06	37,8	18,4
Chile	23,3	39,3	56,2 (1987)	45,52	40 (2003)	14,2
Colômbia	22,6	23,4	51,5 (1992)	52,11	53,8	39,8
Costa Rica	26,8	28,0	47,5 (1981)	48,65	28	19,4
Equador	23,1	19,5	53,4 (1994)	46,18	53,5 (2001)	30,6
El Salvador	3,7	12,9	54,0 (1991)	41,31	50,6 (2001)	30,7
Guatemala	12,2	13,0				
Guiana	14,5	19,0				
Honduras	9,4	8,4	59,5 (1989)	50,53	57,4 (2001)	52,3 (2019)
México	38,0	32,0	50,6 (1989)	47,80	46,4	37,4
Nicarágua	25,1	8,7				
Panamá	20,9	42,1	58,9 (1989)	50,77	34	14,6 (2019)
Paraguai	12,0	20,3	40,8 (1990)	48,57	47,9	22,3
Peru	14,5	20,0	53,3 (1997)	43,90	43,3	28,4
Suriname	20,6	25,2				
Uruguai	29,7	34,5			20,7	5
Venezuela	40,0	17,6				
Caribe	29,6	26,9	47,8	45,5	33,6	21,8
Antígua e Barbuda	25,5	29,6				
Bahamas	82,8	56,4				
Barbados	50,4	23,1				
Dominica	19,9	17,6				
Granada	10,4	22,4				
Haiti	5,6	3,0				
Jamaica	24,2	13,9				
República Dominicana	13,9	26,0	47,8 (1986)	45,52	33,6 (2002)	21,8
São Cristóvão e Neves	20,0	37,1				
Santa Lúcia	22,2	22,2				

Continua na próxima página →

	PIB per capita em relação aos EUA (porcentagem)		Índice de Gini		Taxa de incidência de pobreza (porcentagem)	
	1970-1979	2009-2019	1970-1997	2009-2019	2002	2020
São Vicente e Granadinas	15,4	18,5				
Trindade e Tobago	65,1	53,2				
Países da OCDE						
OCDE	62,4	79,5	31,7	32,7		11,1
Alemanha	64,5	84,2	29,5 (1991)	31,2		11,6
Austrália	78,9	89,7	31,3 (1981)	34,3		12,6
Áustria	61,3	85,6	30,8 (1994)	30,6		9,6
Bélgica	67,4	76,2	25,2 (1985)	27,8		7,3
Canadá	86,8	83,2	37,3 (1971)	33,2		8,6
Dinamarca	75,4	85,9	26,2 (1987)	27,9		
Eslovênia						7,0
Espanha	49,4	62,5	34,5 (1980)	35,4		15,4
Estados Unidos	100,0	100,0	36,6 (1970)	41,0		16,4
Estônia						15,8
Finlândia	62,3	74,3	22,2 (1987)	27,3		5,7
França	73,5	71,6	37,1 (1970)	32,5		7,7
Grécia	48,7	46,2	37,0 (1995)	34,7		13,0
Hungria	27,3	44,2				8,7
Irlanda	39,0	123,5	35,5 (1987)	32,2		7,7
Islândia	81,5	81,7				
Israel	61,9	63,3	36,3 (1979)	40,4		16,9
Itália	56,3	67,0	32,5 (1986)	35,0		13,5
Japão	56,3	68,2				
Letônia						16,9
Lituânia						14,1
Luxemburgo	89,0	136,3	26,3 (1985)	32,7		9,8
Noruega	68,3	138,0	26,9 (1979)	26,8		8,4
Nova Zelândia	64,2	65,4				12,4
Países Baixos	79,0	91,4	28,4 (1983)	28,2		8,2
Polônia	24,5	47,0				9,1
Portugal	35,4	50,4				12,8
Reino Unido	64,7	72,4	28,0 (1970)	33,3		11,2
República Tcheca						5,3
República da Coreia	14,5	65,7				15,3
República Eslovaca						9,4
Suécia	74,2	86,2	24,3 (1975)	28,6		8,8
Suíça	114,1	123,8	36,0 (1982)	32,5		9,9
Turquia	29,9	42,3	43,5 (1987)	40,9		14,7

Nota: Para o período de 1970 a 1997, os anos correspondentes aos dados do índice de Gini são detalhados entre parênteses. Não há dados de pobreza disponíveis antes de 2004 para os países da OCDE, com exceção do Canadá, Finlândia e Reino Unido, cujas taxas de pobreza em 2002 foram de 12,3%, 6,2% e 12,6%, respectivamente.

Fonte: Elaboração própria com base no Banco Mundial (2024), CEPAL (2022), Feenstra et al. (2015) e OCDE (2024)..

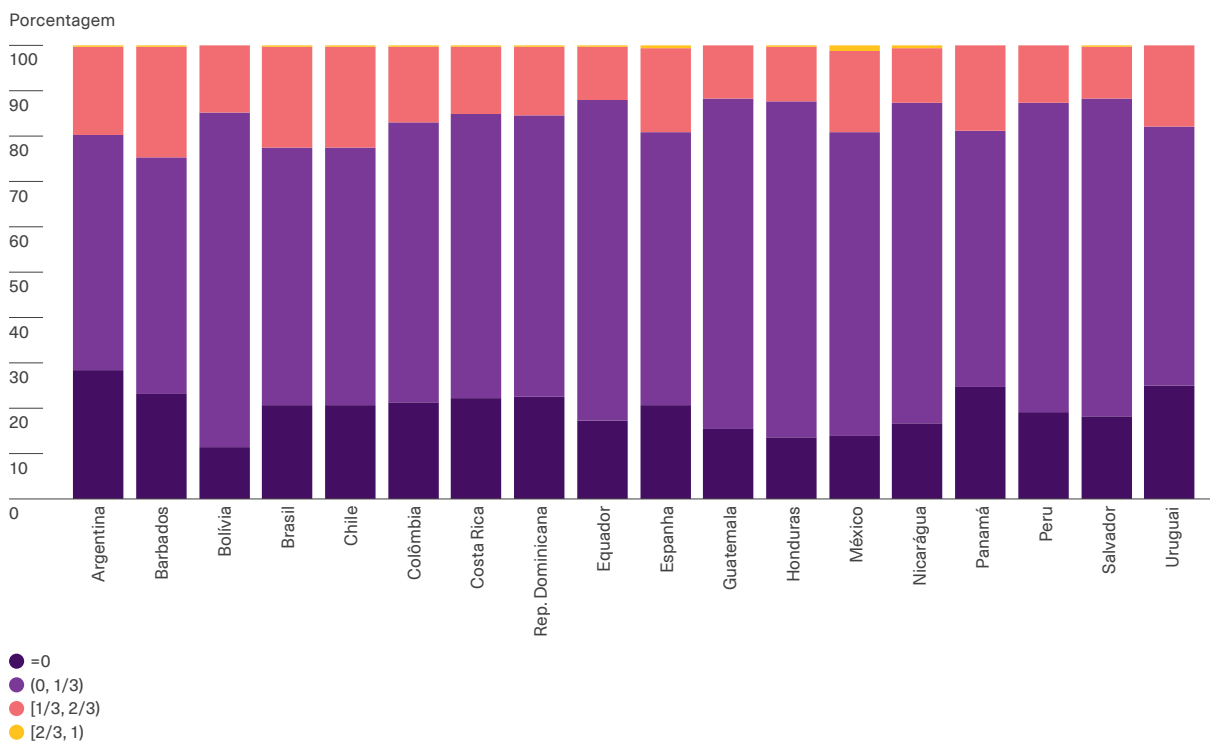
Esclarecimentos a respeito das tabelas 10.1 e 10.2

Os países da América Latina considerados na tabela 10.1 são o Chile, Equador, México e Peru (sem informações sobre salários), e na tabela 10.2, os mesmos países, exceto o Peru.

Os países da OCDE considerados em ambos as tabelas são a Alemanha, Áustria, Bélgica, Coreia do Sul, Dinamarca, Eslováquia, Espanha, França, Holanda, Irlanda, Israel, Itália, Japão, Lituânia, Nova Zelândia, Polônia, Reino Unido, Suécia e Turquia.

Gráfico A.10.1

Distribuição do emprego verde e não verde conforme o tipo de tarefas



Nota: Elaborado com dados da O*NET e das pesquisas domiciliares com codificação de 2 dígitos. Recebe o valor 0 o conjunto de ocupações composto inteiramente por ocupações não verdes. Entre 0 e 1/3, o conjunto que tem menos de um terço de ocupações verdes. Entre 1/3 e 2/3, o conjunto que tem entre um terço e dois terços de ocupações verdes, e entre 2/3 e 1, aquele que tem entre dois terços e a totalidade de suas ocupações verdes.

Fonte: Elaboração própria com dados de la Vega et al. (2024).

Processo de desenvolvimento e esquema de governança de uma taxonomia⁴

O desenvolvimento de uma taxonomia não é um processo único, mas varia com o contexto e as circunstâncias nacionais. Em termos gerais, de acordo com as experiências internacionais, as seguintes etapas podem ser identificadas no desenvolvimento de uma taxonomia verde:

1. Detecta-se a necessidade de desenvolver uma taxonomia verde

Esta necessidade pode surgir de diferentes fontes: por meio de mecanismos como pesquisas ou entrevistas com atores-chave, por sugestão de um comitê independente e da análise das necessidades do mercado, entre outros.

2. Processo de desenvolvimento de uma taxonomia

Implica a definição de uma metodologia, a identificação de quais setores e atividades incluir e o estabelecimento dos critérios de elegibilidade.

Em todo este processo, é necessária a coordenação e consulta entre os atores envolvidos (órgãos públicos, empresas privadas, instituições financeiras, especialistas técnicos). Embora não haja um processo padronizado para o desenvolvimento de uma taxonomia, é possível identificar etapas ou tarefas com um denominador comum nas experiências existentes, tais como:

- Definição de objetivos estratégicos.
- Criação de mesas institucionais.
- Estabelecimento de uma estrutura de governança (definição de papéis).
- Identificação de políticas nacionais que abordam objetivos ambientais.

- Análise das lacunas entre objetivos estratégicos, metas nacionais (NDCs) e políticas nacionais.
- Revisão de experiências internacionais e avaliação da aplicabilidade de taxonomias internacionais no contexto nacional.
- Definição inicial de setores, atividades e critérios de elegibilidade.
- Mesas técnicas setoriais e consultas a especialistas.

Como resultado deste processo iterativo de consultas, discussões técnicas, revisões, etc., surge um rascunho.

As tarefas para o desenvolvimento de uma taxonomia dependem das estruturas de governança existentes em cada país. Por exemplo, as mesas técnicas (públicas ou de caráter público-privado) para o intercâmbio de informações, a conformação de equipes técnicas interministeriais ou a constituição de comitês superiores das taxonomias, entre outros.

3. Consulta pública

Uma estratégia comum observada nas taxonomias existentes é submeter o rascunho à consulta pública.

4. Revisão e atualização

Com base nos comentários e contribuições recebidos na consulta pública, a taxonomia é submetida à revisão (setores incluídos, atividades e critérios de elegibilidade adotados). Vale ressaltar que as taxonomias não são estáticas, mas, pelo contrário, um instrumento dinâmico e flexível que responde às mudanças tecnológicas e científicas, bem como ao surgimento de novas atividades e dados.

⁴ Com base na CBI (2021).

Governança de uma taxonomia

O processo de desenvolvimento de uma taxonomia envolve a coordenação entre diversos atores, sendo necessário que interajam sob uma estrutura hierárquica de funções estabelecidas.

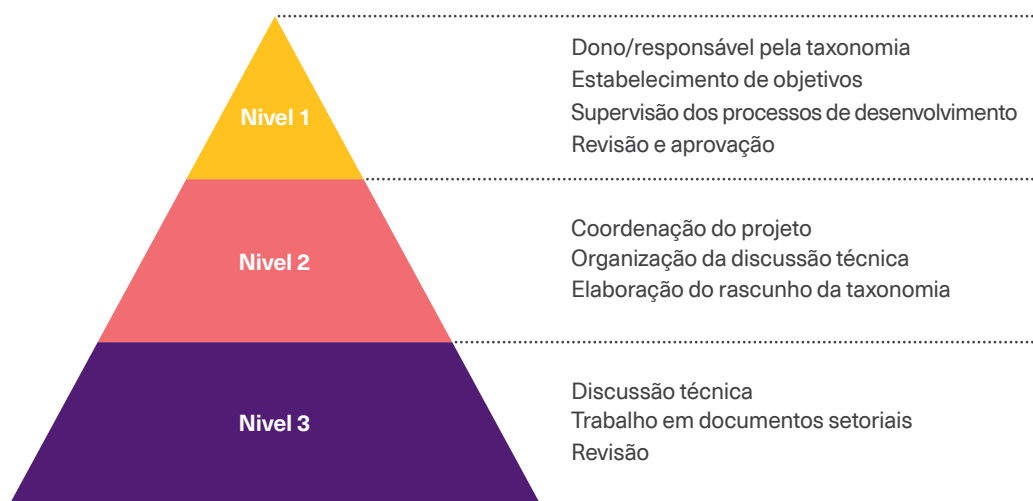
O nível 1 tem como função estabelecer os objetivos, garantir seu alinhamento com as metas e políticas nacionais (como as NDCs, por exemplo), revisar, aprovar e publicar a taxonomia e supervisionar todo o processo de desenvolvimento.

O nível 2 é composto pelos coordenadores e consultores de todo o processo de desenvolvimento da taxonomia, pois sua função é executar e harmonizar todas as tarefas envolvidas. Eles são responsáveis

pelo trabalho administrativo, pela coordenação com especialistas técnicos e coleta de seus comentários, bem como pela elaboração do rascunho da taxonomia, a ser apresentado ao Comitê principal para aprovação.

O nível 3 é composto por especialistas técnicos por setor e indústria, que são designados por seu conhecimento técnico e regulatório no respectivo setor econômico. Eles são os principais responsáveis pelas discussões técnicas, pela revisão do rascunho da taxonomia, pelo fornecimento de insumos para a inclusão ou alteração de atividades e pela definição de critérios de elegibilidade.

Figura A.10.1
Estrutura de governança de uma taxonomia



Fonte: CBI (2021).

Desde o começo da revolução industrial, o crescimento econômico esteve intimamente ligado ao aumento das emissões de gases de efeito estufa e seu consequente impacto nas mudanças climáticas. Os seus efeitos adversos já começaram a ser sentidos, causando um aumento nas temperaturas e uma maior frequência de eventos climáticos extremos, como enchentes ou secas. Se esse processo continuar, níveis de temperatura incompatíveis com a vida no planeta poderão ser alcançados. Um dos principais responsáveis pela geração desses gases é o consumo de energia de origem fóssil, razão pela qual a transição energética é essencial para alcançar o desenvolvimento sustentável.

Este relatório destaca a necessidade de uma transição energética justa a partir da perspectiva da América Latina e do Caribe, reconhecendo as realidades específicas de cada país e a necessidade de enfrentar, ao mesmo tempo, os atrasos de desenvolvimento de longa data, incluindo as disparidades de PIB per capita em relação ao mundo desenvolvido e os altos níveis de pobreza e desigualdade na região.

Do lado da oferta de energia, o relatório destaca a importância de aumentar a presença de energias renováveis nas matrizes energéticas e de substituir os combustíveis fósseis por outros mais limpos, bem como o papel que o gás pode desempenhar na transição. Do lado da demanda, destacam-se a eficiência energética, as mudanças de comportamento e os processos industriais (incluindo os princípios da economia circular), a mobilidade sustentável e a eletrificação do consumo industrial e residencial. No caso específico da demanda residencial, também é destacada a necessidade de resolver problemas focalizados de acessibilidade à energia de qualidade.

Finalmente, o relatório aponta os desafios macroeconômicos desse processo, bem como as oportunidades de desenvolvimento produtivo que a transição energética oferece à região em virtude de seus recursos e vantagens naturais.



Como um banco verde e um banco de desenvolvimento sustentável e inclusivo na América Latina e no Caribe, o CAF demonstra seu compromisso com a agenda global de Transição Energética Justa, promovendo projetos, iniciativas e conhecimento.

Saiba mais neste vídeo ao longo da RED:

Las ventajas competitivas de América Latina y el Caribe para la transición energética, CAF en la COP ([youtube.com](https://www.youtube.com))