

## **FACILITADORES DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA: SOLUÇÕES TÉCNICAS PARA PAÍSES LATINO-AMERICANOS**

Felipe Botelho Tavares  
Patrícia V. S. C. Oliveira  
Diogo Lisbona Romeiro

*Universidade Federal do Rio de Janeiro  
IDB Invest*

### **RESUMO**

Não existe uma única transição energética futura e sim várias experiências locais. As iniciativas aqui denominadas “facilitadores técnicos” não são necessariamente evidentes, mas podem estimular transições, proporcionando flexibilidade e o uso mais eficiente de recursos energético, respeitando especificidades locais. Este artigo analisa três estudos de caso de países latino-americanos e do Caribe (Brasil, Chile e República Dominicana) sobre suas condições de transição energética, facilitadores técnicos e política energética.

Palavras-chave: transição energética, facilitadores técnicos, flexibilidade, Brasil, Chile, República Dominicana.

### **ABSTRACT**

There is no single future energy transition but rather various local experiences. Initiatives herein called “technical enablers” are not necessarily evident, but they might stimulate transition providing flexibility and a more efficient use of energy resources while respecting local specificities. This paper analyzes three case studies of Latin American and the Caribbean countries (Brazil, Chile and Dominican Republic) regarding their energy transition conditions, technical enabling options and policy measures.

Keywords: Energy transition, Technical enablers, Flexibility, Brazil, Chile, Dominican Republic.

## 1. INTRODUÇÃO

A pesquisa com o tema “transição energética” evoluiu e ganhou força (Grubler, 2012). A maioria dos estudos de transição energética à baixo carbono (TEBC) reduz o escopo conceitual e sistêmico do termo, enfatizando apenas o desenvolvimento da geração por fontes renováveis (Andersen, 2014). No entanto, à medida que as fontes renováveis variáveis (ERV) se desenvolvem, suas limitações se tornam aparentes.

Tratando-se de países em desenvolvimento, existem oportunidades de transformação sistêmica aliadas ao desenvolvimento econômico em vias sustentáveis (Bentham, 2015). Para avançar em direção a uma matriz energética de baixo carbono, países latino-americanos e do Caribe (LAC) estabeleceram planos para promover suas TEBC, adaptando sua produção e consumo (UNFCCC, 2018). Vale notar que dentre esses países, vários já apresentam matrizes elétricas à baixo carbono, possuindo os maiores potenciais de energias renováveis no mundo.

Este artigo traz evidências da busca por facilitadores técnicos que acelerem um processo de TEBC. A partir de três estudos de caso de países LAC (Brasil, Chile e República Dominicana) serão discutidos facilitadores técnicos para a TEBC.

## 2. PROMOVENDO A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

Não há uma única transição energética, mas várias experiências locais. As dotações energéticas domésticas, *path dependence*, elasticidade, renda da demanda e decisões políticas moldaram transições passadas, impondo diferentes caminhos e ritmos ao desenvolvimento dos sistemas de energia (Rubio & Folchi, 2012; Fouquet, 2016). Enquanto a ciência busca soluções para a conversão de energia em um mundo heterogêneo, os sistemas e mercados de eletricidade se redesenham para lidar com novas tecnologias (Pollit & Anaya, 2016; Neuhoff et al., 2016). Na linha de frente política, os compromissos ambientais quanto à emissões são eixos estratégicos, legitimando reformas. Nesse contexto, a identificação de soluções sistêmicas é um objetivo para os formuladores de políticas.

### 2.1 O que são facilitadores técnicos?

“Facilitadores técnicos” serão tratados neste artigo como melhorias técnicas em um sistema de energia, que proporcionam um uso eficiente dos recursos deste sistema, respeitando as especificidades locais. Eles não são necessariamente evidentes ou soluções únicas,

mas sim pré-condições para um processo de TEBC. A busca por facilitadores técnicos deve partir de uma avaliação das características e restrições dos sistemas. Deve-se explorar as opções viáveis em termos econômicos e políticos.

Como a TEBC se baseia em fontes renováveis (principalmente ERV), os sistemas devem adaptar-se às suas características intrínsecas<sup>1</sup>. Na medida em que o armazenamento de energia em larga escala ainda é limitado a um custo razoável, a oferta deve seguir a demanda instantaneamente, mantendo a confiabilidade, a estabilidade e a segurança do sistema. A falta de flexibilidade se torna um problema central. Segundo a IEA (2014), existem quatro diferentes fontes de flexibilidade:

- Infraestrutura de rede: traz dois benefícios fundamentais que são alcançar locais distantes (flexibilidade de localização) e suavizar a variabilidade da geração agregando diferentes padrões de ERV (flexibilidade temporal).

- Geração despachável: permite maior controle de geração. Comumente, unidades térmicas movidas a combustíveis fósseis que usufruem da flexibilidade operacional do uso de seus estoques de combustível.

- Armazenamento: oferece tanta flexibilidade quanto for seu desempenho e capacidade. O armazenamento de energia é geralmente a fonte mais cara de flexibilidade.

- Integração pelo lado da demanda: fornece flexibilidade econômica ao sistema, pois permite um uso racional dos recursos do sistema por parte dos consumidores.

Da mesma forma que o custo total ao sistema é uma preocupação, a literatura recente também investiga qual seria a contribuição de cada elemento tecnológico ao sistema. Nesse sentido, a chamada “abordagem de valor sistêmico” considera o benefício líquido da adição de uma dada tecnologia dentro de um portfólio energético (IEA, 2016a), podendo ser positivo ou negativo, dependendo do portfólio e nível de flexibilidade do sistema. De acordo com Hirth (2016), o valor marginal de ERV aumenta em sistemas que têm maior flexibilidade. Portanto, uma TEBC que busque elevada participação de ERV deve considerar este valor.

### 3. ANÁLISE COMPARATIVA: ESTUDOS DE CASO

Este artigo analisa os requisitos de países LAC em relação às suas condições de TEBC, soluções técnicas facilitadoras e políticas energéticas. A América Latina e Caribe apresenta uma variedade

<sup>1</sup> Conforme discutido em Hirth (2015), o aspecto “variável” representa três propriedades inerentes: variabilidade ao longo do tempo, previsibilidade limitada e limites por localização.

de experiências e dotações naturais significativas. Em comparação com o mundo, os países LAC têm um consumo de energia per capita reduzido, mas em vias de crescimento. Porém, já apresentam emissões que vêm crescendo (de 1990 a 2013, cresceram mais de 90%) (IEA, 2016b).

### 3.1 Metodologia e seleção de casos

Neste artigo realizamos a avaliação empírica de três casos que ilustram contextos muito diferentes dentro da região LAC:

1) Caso brasileiro: país de tamanho continental, com uma variedade de opções de fontes renováveis e com o desafio de atender uma demanda crescente de energia ao longo do tempo;

2) Caso chileno: país de tamanho médio com uma geografia desafiadora, metas ambiciosas de energia renovável e redução de sua dependência externa;

3) Caso da República Dominicana: ilha com população de baixa renda e condições de infraestrutura ainda precárias, com potencial de desenvolvimento de energias renováveis.

A variedade de contextos tem por objetivo demonstrar como soluções técnicas são específicas da cada país. Assim, apresenta-se uma revisão das políticas nacionais de energia e do clima em países selecionados, bem como sua oferta e demanda de eletricidade e infraestrutura. Os dados nacionais têm como fontes: IEA, the World Bank, BID, IRENA e agências nacionais de energia, órgãos reguladores, associações e ministérios. Alguns estudos fornecem evidências dos desafios e impactos futuros associados às soluções técnicas analisadas.

### 3.2 Estudos de caso

#### 3.2.1 - Caso brasileiro

O sistema brasileiro é caracterizado por (i) um portfólio de geração principalmente renovável, com predominância da hidroeletricidade com grandes reservatórios; (ii) um Sistema Interligado Nacional (SIN); e (iii) tendência de crescimento do consumo de energia requerendo uma expansão persistente.

A capacidade instalada total do SIN brasileiro é de 158 GW, na qual a energia renovável representa 85%. Historicamente, o setor elétrico brasileiro foi estruturado em torno de seu potencial hidráulico.

Algumas unidades com grandes reservatórios são capazes de regularizar forte variabilidade dos fluxos hídricos<sup>1</sup>. A medida que o território brasileiro foi interligado, permitiram-se trocas de energia entre regiões, compensando a escassez de energia e reduzindo o risco hidrológico. O consumo per capita gira em torno de 2.500 kWh/habitante (em 2015), nível comparável a países em desenvolvimento (MME, 2016). O último Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) prevê uma taxa média de crescimento de consumo de 3,7% ao ano entre 2016 e 2026, exigindo 64,1 GW de nova capacidade instalada, principalmente por fontes renováveis (EPE, 2017)<sup>2</sup>.

No Brasil, a geração de energia térmica desempenha um papel complementar à geração hidrelétrica, atuando como *backup* em situações hidrológicas adversas. Em outras palavras, as linhas de transmissão de alta tensão fornecem trocas de energia entre os subsistemas regionais e a energia térmica fornece a complementaridade da geração. A operação do sistema brasileiro dissocia a geração de energia da comercialização de energia, dependendo fortemente de contratos financeiros de garantias físicas de provisão, principalmente contratos de longo prazo. Como toda demanda deve ser contratada com antecipação, não há mercado *spot*, mas sim uma liquidação mensal entre os fluxos de energia reais em relação aos contratados. Desta forma, os preços não são revelados pelas decisões de curto prazo dos agentes, mas sim pelo custo de oportunidade da água armazenada nos reservatórios calculados centralmente pelo ONS.

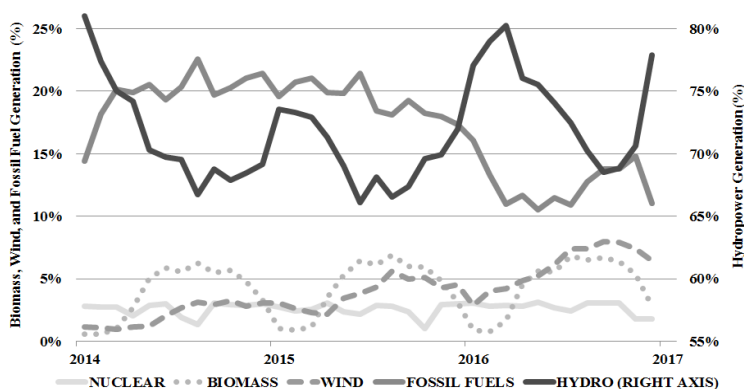


Gráfico 1 – Geração mensal de energia por fonte - % da geração total (Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE)

1 Para a região Sudeste / Centro-Oeste, a diferença de aflúências mensais pode ser cinco vezes maior durante a estação chuvosa, considerando os níveis mínimo e máximo histórico.

2 13.8 GW por grandes hidrelétricas ( $\geq 30$  MW) e 34.5 GW por outras fontes renováveis.

O Gráfico 1 mostra a participação relativa de cada fonte de geração e sua complementariedade. Observa-se que quando a geração de energia hidrelétrica é reduzida (período seco, abril/outubro), a geração térmica por combustíveis fósseis garante a segurança do abastecimento complementando as hidrelétricas. Note que a biomassa e eólica também são complementares, porém ainda em menor nível.

O PDE indica a meta de manter em torno de 85% a participação renovável no sistema (EPE, 2017). No Acordo de Paris (COP 21), o Brasil se comprometeu a reduzir suas emissões de gases de efeito estufa (GEE) em 37% e 43% abaixo dos níveis de 2005 em 2025 e 2030, respectivamente<sup>1</sup>. No entanto, a exploração do potencial hidráulico remanescente é muito sensível à política energética brasileira. As limitações atuais na expansão de energia hidrelétrica levantam dúvidas sobre a capacidade do país em cumprir suas metas. A relação carga anual e capacidade de armazenamento tende a diminuir gradualmente com o crescimento da demanda (Gráfico 2), sugerindo que as fontes complementares serão cada vez mais relevantes para garantir o fornecimento de energia.

Neste contexto, a penetração de ERV irá adicionar variabilidade ao sistema. O sistema de energia brasileiro já possui um alto nível de flexibilidade, principalmente por seus reservatórios e sistema interligado nacional<sup>2</sup>. Porém, a flexibilidade existente da geração (e.g. serviços ancilares) não é adequadamente remunerada, i.e., os atuais recursos de flexibilidade são explorados para fins energéticos, gerando na base.

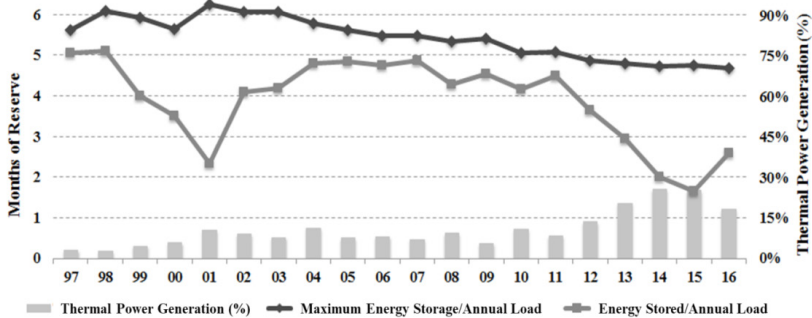


Gráfico 2 – Perda de níveis de armazenamento de reservatórios de energia hidrelétrica - meses de reserva  
(Fonte: Elaboração própria com dados do ONS)

1 Além do setor de energia, o país tem como desafio as emissões decorrentes de mudanças no uso da terra e florestas, historicamente a maior fonte de GEE. Em 2015, o setor de energia elétrica representou 18% das emissões totais de energia (EPE, 2016).

2 De acordo com o IEA (2016a), o SIN brasileiro pode acomodar uma expansão significativa de até 42% de geração por ERV.

Em uma abordagem de valor sistêmico (IEA, 2016b; Ueckerdt et al, 2013; Hirth, 2016), o valor marginal da penetração de ERV é maior em sistemas hidrelétricos do que em sistemas térmicos com menor flexibilidade. A penetração de ERV desloca a energia hidrelétrica, preservando a capacidade de armazenamento de reservatórios e garantindo maior nível de flexibilidade ao sistema. No curto e médio prazos, as térmicas com baixas emissões (e.g. biomassa, nucleares e gás natural), ao gerarem na base, podem permitir a penetração das fontes renováveis, transferindo a geração hidrelétrica à provisão de flexibilidade. A fim de permitir um novo papel para os reservatórios (do fornecimento de energia para a provisão de flexibilidade), a operação do sistema e a comercialização de energia devem passar por horizontes de tempo mais curtos permitindo uma remuneração adequada aos serviços de flexibilidade. Por essa razão, em 2016, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) lançou a “Chamada Estratégica 21” buscando projetos de pesquisa que avaliassem fontes de flexibilidade por armazenamento e serviços ancilares. Além disso, desde 2017, o governo brasileiro vem discutindo novas reformas setoriais incluindo o compromisso de estabelecer um mercado atacadista diário e intradiário para estar operacional, no máximo, até 2020 (MME, 2017).

### 3.2.2 - Caso chileno

O sistema chileno é estruturado principalmente por dois sistemas<sup>1</sup>:

a) SING (Sistema Interligado do Norte): possui 600 km de extensão e linhas de transmissão. Abrange as regiões de Arica y Parinacota, Tarapacá e Antofagasta (185.142 km<sup>2</sup>) e representa 23% do consumo de energia do Chile, com fornecimento em uma área espalhada com grandes cargas pontuais (principalmente ao setor de mineração) e composto por usinas movidas a carvão, diesel, gás natural e, recentemente, unidades solares (Ministerio de Energía [Chile], 2015)

b) SIC (Sistema Interligado Central): tem 1.800 km de extensão e linhas de transmissão de até 500 kV. Abrange uma área entre Tal-Tal e a Ilha de Chiloé (326.412 km<sup>2</sup>) e representa 76% do consumo de energia do Chile, abastecendo mais de 90% da população do Chile. É composto por usinas hidrelétricas, movidas a carvão e a gás natural.

Estes sistemas têm cerca de 23 GW de capacidade instalada, sendo cerca de 43% fontes renováveis. As unidades à combustíveis fósseis adicionam uma dependência externa relevante, já que o Chile

---

1 Outros sistemas, como o SEA (Sistema de Energia Aysén) e o SEM (Sistema de Energia Magallanes), são sistemas isolados que atendem a pequenas áreas no sul do país e respondem por não mais de 1% do consumo nacional de energia.

não é autossuficiente nesses combustíveis. A demanda por eletricidade cresceu 42% de 2006 a 2016 (IEA, 2018) e de acordo com o plano energético chileno, o consumo deve mais que dobrar até 2050 (Ministerio de Energía [Chile], 2016).

Até a década de 1990, a hidroeletricidade era a principal fonte de geração. Após diversas crises de energia devido às secas, foi construída uma linha de transmissão e gasodutos com a Argentina. No entanto, desde 2004, o gás argentino tornou-se restrito, exigindo um aumento no consumo de fontes de combustível fóssil, mais caras, para garantir o suprimento. À medida que os preços internacionais dos combustíveis aumentaram, a exposição de suas contas externa reforçou a urgência pela diversificação.

Em 2013, as emissões de GEE relacionadas à energia representaram 77% do total de emissões no Chile (excluindo silvicultura e uso da terra). O setor de energia representou cerca de 30%. Em janeiro de 2017, o país ratificou o Acordo de Paris, se comprometendo à uma redução incondicional de 30% de seus níveis de emissão de 2007 até 2030. Essa meta aumentaria para 35-45%, dependendo de apoio financeiro internacional (IEA, 2018). Até 2050, o Chile pretende ter pelo menos 70% de sua energia proveniente de fontes renováveis (Ministerio de Energía [Chile], 2016). A energia solar é particularmente atraente devido à alta radiação solar.

Essas metas promissoras de penetração renovável exigem não apenas incentivos políticos e estímulo ao investimento, mas também a coordenação entre projetos e a adaptação da infraestrutura da rede. O Chile carece de suficiente capacidade de transmissão, resultando em congestionamentos relevantes.

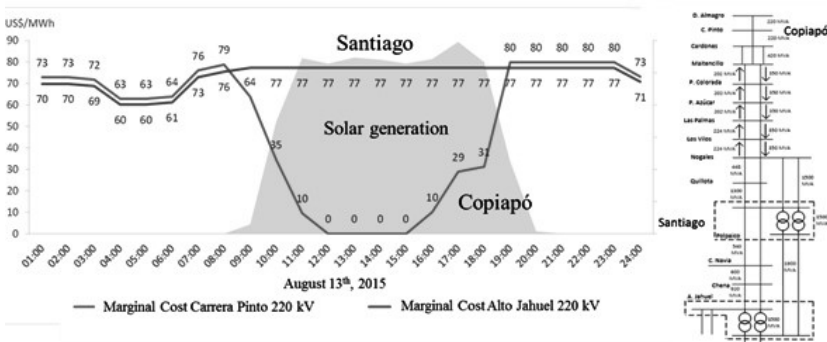


Gráfico 3 – Custos marginais de curto prazo dissociados de congestionamentos de transmissão no sistema SIC (13 de agosto de 2015) (Fonte: Rudnick, 2016)



O Gráfico 3 mostra o efeito de congestionamentos de transmissão, dentro de um dia no sistema SIC, devido ao excesso de geração renovável. Esse efeito não só distorce as condições do mercado aumentando a volatilidade dos preços, mas também afeta a segurança do sistema. Outro desafio para os formuladores de políticas e planejadores de energia é coordenar diferentes prazos dos projetos de geração e transmissão. Enquanto unidades geradoras renováveis podem ser construídas em poucos meses ou alguns anos, grandes linhas de transmissão podem levar de 3 a 6 anos para estarem operacionais. A coordenação entre projetos de renováveis e interconexões exige processos de planejamento de transmissão antecipada (Rudnick, 2016)<sup>1</sup>.

Portanto, reforços e novas linhas de transmissão são uma opção facilitadora para explorar o potencial renovável chileno. Alguns estudos indicam que a expansão da transmissão para um sistema nacional é necessária para gerenciar e integrar uma geração de 30% de ERV, sem que haja aumento nos custos gerais do sistema (Ministério de Energia & GIZ, 2015) e que uma transmissão restringida causaria dois terços dos custos de integração de ERV para o sistema (Carvalho et al, 2014). A este respeito, em 2016, o Chile estabeleceu, a partir da Lei n. 20.936 (“Lei de Transmissão”), um Novo Sistema de Transmissão de Energia, criando o Coordenador Independente para gerenciar um SIN no Chile. Os sistemas SING e SIC receberão novas interconexões (incluindo uma linha de transmissão de 500 kV de 600 km). O SIN chileno iniciou suas operações no final de 2017.

### 3.2.3 - Caso da República Dominicana

O setor elétrico na República Dominicana (RD) é caracterizado pela participação do setor público na transmissão e distribuição, enquanto as atividades das empresas privadas são limitadas principalmente à geração em seu SIN (*Sistema Eléctrico Nacional Interconectado – SENI*). O SIN fornece cerca de 90% de toda a eletricidade do país, enquanto outros autoprodutores e instalações isoladas fornecem outros 10%.

A *Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales* (CDEEE) é a *holding* estatal do setor elétrico. Até o final de 2016, a energia fornecida ao SIN dominicano foi de 14.893 GWh (OC, 2017), dos quais cerca de 90% foram entregues pelas distribuidoras<sup>2</sup> (CDEEE, 2016). A demanda nacional por eletricidade cresceu aproximadamente

---

<sup>1</sup> De acordo com Nasirov et al. (2015), as restrições de conexão à rede e a falta de capacidade são vistas como as barreiras mais significativas por investidores, seguidas pelo tempo de processamento e pelo número de permissões, garantia de locação de terras e água e acesso financeiro.

<sup>2</sup> 30% distribuídos pela EdeNorte, 37% pela EdeSur e 33% pela EdeEste.

45% na última década (IRENA, 2016). Em 2016, o consumo de eletricidade per capita da RD ficou em torno de 1.516 kWh (The World Bank, 2016a).

O fornecimento de eletricidade é baseado em combustível fóssil, com apenas 19% de geração renovável. Nos últimos anos, duas usinas a carvão (360 MW cada) foram construídas. Espera-se que, ao operarem, a capacidade instalada de fontes fósseis suba para 84%, caindo para 16% a participação renovável. O governo terá 50% de propriedade, o que aumenta sua participação na geração. O investimento em usinas a carvão foi definido no Plano Estratégico<sup>1</sup> (CDEEE, 2013) e alinhado com o esforço de diversificação do governo, conforme definido pela Estratégia Nacional de Desenvolvimento - END (MEPyD, 2012)<sup>2</sup>. Sob tal estratégia, formulou-se o Pacto Eléctrico com a sociedade civil e diferentes organizações, como forma de chegar a um acordo sobre uma ampla reforma do setor elétrico para resolver restrições técnicas e financeiras.

Paralelamente, a RD assinou o Acordo de Paris em 2016, comprometendo-se a reduzir em 25% suas emissões de GEE até 2030 comparado ao nível de 2010 (UNFCCC, 2018). O país detalhou os setores que contribuiriam para essas reduções, incluindo o setor de energia (principal fonte de emissões do país). A RD tem um relevante potencial de energia renovável não explorado, especialmente recursos eólicos e solares. No entanto, a estratégia atual e os investimentos em geração a carvão prejudicam as metas de geração renovável de 25% até 2025, estabelecida pela Lei de Energia Renovável aprovada em 2007<sup>3</sup>. Além disso, a END define como uma das linhas estratégicas, promover a diversificação por meio de energias renováveis.

O foco na geração desvia a atenção da necessidade de ganhos em eficiência energética na rede de distribuição. A capacidade de geração é atualmente suficiente para atender à demanda do país<sup>4</sup>. No entanto, parte da população não tem acesso a serviços de eletricidade e o país é classificado como um dos três piores países LAC em relação à qualidade dos serviços (WEF, 2014). O alto nível de perdas na distribuição é o principal gargalo para o setor elétrico na RD, levando a problemas operacionais, financeiros e de confiabilidade no serviço. Independentemente da demanda ser atendida com combustíveis fósseis ou recursos renováveis, a rede de eletricidade da RD exigirá atualizações

---

1 O Plano Estratégico CDEEE 2013-2016 definiu uma mudança do mix de geração com uma expansão da capacidade atual de energia, que incluiu as duas usinas movidas a carvão.

2 O END havia planejado um complexo de energia a carvão de 1.500 MW.

3 A Lei Geral de Eletricidade (Lei 125 de 2001) e a Lei de Energia Renovável (Lei 57 de 2007) definem o marco legal para o setor elétrico da RD.

4 Enquanto a capacidade instalada atingiu 3.552 MW em 2015 (SIE, 2016), a demanda máxima foi de aproximadamente 2.079 MW (OC, 2017).

e expansão para acomodar a crescente demanda de energia.

Conforme declarado pelo Plano Estratégico CDEEE 2013, os investimentos na rede de distribuição de eletricidade da RD contribuíram para reduzir as perdas e aumentar as taxas de coleta e recuperação de custos (CDEEE, 2013). Embora melhorias tenham sido feitas, em 2016, as perdas de distribuição para as três principais distribuidoras (EDEs) ainda atingiram 31,4% (CDEEE, 2016), bem acima dos níveis regionais<sup>1</sup>, principalmente devido a perdas não técnicas. A taxa de coleta ficou em torno de 94,8%, mas o índice de recuperação de custos apenas 64,5%, afetando a capacidade das distribuidoras de recuperar seus custos. Esse contexto resultou em uma série de interrupções no fornecimento e levou a custos fiscais de US\$ 1.270 milhões em 2013, incluindo transferências para as empresas de distribuição e outros subsídios para a eletricidade<sup>2</sup> (EIU, 2015).

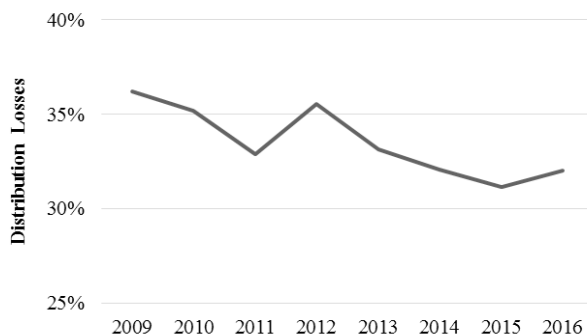


Gráfico 4 – Perdas de distribuição da EDE de 2009 a 2016 (Fonte: Elaboração própria com dados da CDEEE)

Atualmente, não há meta de eficiência energética para os setores residencial, comercial ou industrial<sup>3</sup>. Criado em 2013, o Ministério de Energia e Minas é a entidade responsável pela estratégia de eficiência energética, mas algumas de suas responsabilidades ainda se sobrepõem às da Comissão Nacional de Energia (CNE), que haviam iniciado o processo de nova legislação de eficiência energética (WWI, 2015).

1 As perdas de distribuição estão em torno de 15% na região (IRENA, 2016).

2 Inclui subsídios para cobrir a tarifa de eletricidade e subsídios focados para a compra de eletricidade para famílias de baixa renda, conhecida como BonoLuz.

3 O país é o quarto pior país LAC em eficiência energética (The World Bank, 2016b)

A Lei de Eficiência Energética foi elaborada pela CNE, mas o Congresso não a aprovou. Ainda não está claro como esse processo evoluirá. Aumentar a eficiência energética a partir de reforços de rede e melhorias de sua gestão no nível de distribuição apresenta-se como condição facilitadora para a RD.

#### 4. CONCLUSÕES

Os estudos de caso apresentados trazem lições e levantam questões sobre o que seria uma trajetória viável para uma TEBC sustentada. Os países analisados variaram em seus compromissos no Acordo de Paris, mas todos enfatizaram a necessidade de energia limpa em seus sistemas. Os casos propostos fornecem evidências de que, além do conhecimento convencional sobre novos projetos em renováveis, uma transição deve ser vista em um sentido amplo através das lentes de seus facilitadores técnicos e recursos de flexibilidade. A Tabela 1 resume os resultados dos estudos de caso.

Tabela 1 – Resumo dos estudos de caso: facilitadores técnicos e recursos de flexibilidade

Caso	Facilitador Técnico	Recursos de Flexibilidade
<b>1. Brasil</b>	Geração térmica na base Valoração dos recursos hídricos	(ii) geração despachável; (iii) armazenamento
<b>2. Chile</b>	Expansão de transmissão	(i) infraestrutura de rede
<b>3. República Dominicana</b>	Melhorias na distribuição (rede e gestão)	(i) infraestrutura de rede; (iv) integração pelo lado da demanda

O Brasil pode acomodar uma parcela crescente de ERV com seu armazenamento de energia, se reconhecer o valor da flexibilidade dos reservatórios. Como a capacidade futura de armazenamento de energia hídrica é limitada, o despacho deve migrar para unidades térmicas na base a médio prazo, permitindo uma redução das emissões a longo prazo pela maior penetração de renováveis. Reformas setoriais estão atualmente sendo discutidas para tratar da questão.

Por sua vez, o Chile, com um novo SIN, pode mudar drasticamente a maneira pela qual explora seus recursos naturais, atendendo metas ambientais e reduzindo sua exposição externa. No entanto, as

novas instalações de transmissão são dispendiosas, controversas e podem tardar a serem construídas.

Finalmente, a República Dominicana deve resolver seus desafios na distribuição como pré-condição para o uso eficiente de energia, evitando maiores custos fiscais. Uma estratégia de investimento de renováveis por si só não resolve a questão energética que o país enfrenta. Nesse sentido, as reformas estão sendo elaboradas e discutidas por meio de seu Pacto Eléctrico.

Em suma, se a TEBC é uma meta legítima para políticas de energia, os facilitadores técnicos são pré-requisitos para dar robustez aos sistemas. Existem facilitadores técnicos que trazem benefícios maiores do que outros, mas em todo caso, eles facilitariam uma transição acelerada. Como apresentado, facilitadores técnicos não são necessariamente evidentes e devem ser analisados caso a caso.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANDERSEN, A. "No transition without transmission: HVDC electricity infrastructure as an enabler for renewable energy?" *Environmental Innovation and Societal Transitions* 13 (2014) 75–95.

ARANEDA, J., et al. "Challenges on integrating renewables into the Chilean grid." *Power System Technology (POWERCON)*, 2010 International Conference on. IEEE, 2010.

BENTHEM, A. "Energy leapfrogging. *Journal of the Association of Environmental and Resource Economists*." The University of Chicago Press 2 No. 1, March 2015, pp. 93-132.

CARVALHO, J.; GONZALEZ-HIDALGO, P; KAMMEN, D. "Envisioning a sustainable Chile: Five findings about the future of the Chilean electricity and energy system." University of California, Berkeley USA. 2014

CDEEE "Plan Estratégico 2013-2016." Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales. 2013.

CDEEE "Informe de desempeño del sector eléctrico." CORPORACIÓN Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales. 2016.

CNE [CHILE] "Capacidad Instalad Generación." Comisión Nacional de Energía. February, 2017.

EIU "El futuro del sector eléctrico en la República Dominicana" *Economist Intelligence Unit. The Economist*. 2015.

EPE "O Compromisso do Brasil no Combate às Mudanças Climáticas: Produção e Uso de Energia." Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro. 2016.

EPE “Plano Decenal de Expansão de Energia 2026.” Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro. 2017.

FOUQUET, R. “Historical energy transitions: Speed, prices and system transformation.” *Energy Research & Social Science Journal*. Elsevier. 22 (2016) pp. 7–12.

GRUBLER, A. “Energy transitions research: Insights and cautionary tales.” *Energy Policy* 50 (2012) p. 8–16.

HIRTH, L. “The Optimal Share of Variable Renewables: How the Variability of Wind and Solar Power affects their Welfare-optimal Deployment.” *The Energy Journal*. Vol. 36, n1. 2015.

HIRTH, L. “The Benefits of Flexibility: The Value of Wind Energy with Hydropower.” *Applied Energy*, 181: 210-223. 2016.

IEA “The Power of Transformation: Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems.” International Energy Agency. IEA/OECD. Paris, 2014.

IEA “World Energy Statistics and Balances.” IEA Databases. International Energy Agency. IEA/OECD. 2015.

IEA “IEA CO2 Emissions from Fuel Combustion.” International Energy Agency. IEA/OECD, Paris. 2016a.

IEA “Next Generation Wind and Solar Power – From Cost to Value.” International Energy Agency. IEA/OECD. Paris, 2016b.

IEA “Chile 2018.” *Energy Policies Beyond IEA Countries*. International Energy Agency. IEA/OECD. Paris, 2018.

IRENA “REmap 2030. Renewable Energy Prospects; Dominican Republic.” International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi. 2016.

MEPyD [DOMINICAN REPUBLIC] “Ley 1-12 Estrategia Nacional de Desarrollo.” Ministerio de Economía, Planificación y Desarrollo. 2012.

MINISTERIO DE ENERGÍA [CHILE] “Chilean experience in developing electric power infrastructure.” 1st Workshop for APEC Initiative for Enhancing Quality of Electric Power Infrastructure. August 26th, 2015.

MINISTERIO DE ENERGÍA [CHILE]; GIZ “Una mirada participativa del rol y los impactos de las energías renovables en la matriz eléctrica futura.” Mesa ERNC. Santiago de Chile. 2015.

MINISTERIO DE ENERGÍA [CHILE] “Energía 2050: Política Energética de Chile.” Santiago de Chile. 2016.

MME [BRAZIL] “Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2016 – Ano Base 2015”, dados preliminares. Ministério de Minas e Energia. Brasília. 2016.

MME [BRAZIL] “Nota Técnica N° 5/2017/AEREG/SE.” Processo N° 48000.001405/2016-67. Ministério de Minas e Energia. Brasília. 2017.

NASIROV, S. et al. “Investors’ perspectives on barriers to the deployment of renewable energy sources in Chile.” *Energies* 8.5 (2015): 3794-3814.

NEUHOFF, K; WOLTER, S.; SCHWENEN, S. “Power Markets with Renewables: New Perspectives for the European Target Model.” *The Energy Journal*, Vol. 37, n2. 23-38. 2016.

OC “Informe Anual de Operaciones y Transacciones Economicas.” Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional. 2017.

ONS “Energia Armazenada nos Reservatórios – Série Histórica.” Operador Nacional do Sistema. Rio de Janeiro. 2017a.

ONS “Carga Mensal do SIN – Série Histórica.” Operador Nacional do Sistema. Rio de Janeiro. 2017b.

ONS “Boletim Mensal de Geração Eólica.” Operador Nacional do Sistema. Rio de Janeiro. 2017c.

RUBIO, M.; FOLCHI, M. “Will small energy consumers be faster in transition? Evidence from the early shift from coal to oil in Latin America.” *Energy Policy*. Elsevier 50 (2012) pp. 50-61.

RUDNICK, H. “Nueva Ley de Transmisión y Operación del Sistema Eléctrico.” Presentation to Comisión de Minería y Energía. 2016.

SE4ALL “Evaluación Rápida y Análisis de Brechas: República Dominicana.” *Sustainable Energy for All*. 2012.

SIE “Estadísticas de Mercado.” Superintendencia de Electricidad. Dominican Republic. 2016.

UECKERDT, F.; HIRTH, L.; LUDERER, G.; EDENHOFER, O. “System LCOE: What are the costs of variable renewables?” *Energy*, 63:61-75. 2013.

UNFCCC “INDCs as communicated by Parties.” United Nations Framework Convention on Climate Change. 2018.

THE WORLD BANK “World Development Indicators.” Database. The World Bank. 2016a.

THE WORLD BANK “Regulatory Indicators for Sustainable Energy [RISE].” Country Report. 2016b.

WWI “Harnessing the Dominican Republic’s Sustainable Energy Resources.” Worldwatch Institute. Washington, D.C. 2015

WEF “Global Competitiveness Report.” World Economic Forum Switzerland. 2014.



