

DIÁLOGOS SETORIAIS UNIÃO EUROPEIA - BRASIL



TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

Como lidar com a nova governança
da indústria e os desafios regulatórios

 **Diálogos**
UNIÃO EUROPEIA · BRASIL

www.sectordialogues.org

GOVERNO FEDERAL

Presidente da República
Jair Messias Bolsonaro

MINISTÉRIO DA ECONOMIA

Ministro da Economia
Paulo Guedes

Secretário de Gestão do Ministério da Economia
Cristiano Rocha Heckert

Diretor Nacional da Iniciativa
Ganesh Inocalla

MINISTÉRIO DAS RELAÇÕES EXTERIORES

Ministro de Estado das Relações Exteriores
Ernesto Araújo

Chefe do Departamento da Europa
Carlos Luís Dantas Coutinho Perez

Chefe da Divisão Europa III
Marcela Pompeu de Sousa Campos

DELEGAÇÃO DA UNIÃO EUROPEIA NO BRASIL

Embaixador da União Europeia no Brasil
Ignacio Ybáñez

Primeira Secretária - Chefe do Sector FPI-Regional Team Américas
Maria Rosa Sabbatelli

Adido Civil - Gerente de Projetos - Instrumento da Parceria (FPI) Team Regional Américas
Costanzo Fisogni

Consórcio Executor
CESO Development Consultants/WYG/ Camões, I.P.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministro de Minas e Energia
Bento Albuquerque

Secretaria Executiva
Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético
Reive Barros dos Santos

Departamento de Desenvolvimento Energético
Carlor Alexandre Príncipe Pires

AUTORES

Joisa Dutra (*perita brasileira*)

Jorge Vasconcelos (*perito europeu*)

Colaboradores

Alberto Biancardi (*Gestore dei Servizi Energetici*)

Diogo Lisbona Romeiro (*FGV CERJ*)

Gabriela Prata Dias (*Copenhagen Centre on Energy Efficiency*)

João Abel Peças Lopes (*INESC TEC*)

CONTATOS

Direção Nacional da Iniciativa
dialogos.setoriais@planejamento.gov.br

www.sectordialogues.org

Uso e Divulgação dos Dados

Os dados da presente proposta não deverão ser divulgados e não deverão ser duplicados ou utilizados, no todo ou em parte, para qualquer outra finalidade que não a de avaliar a proposta.

As opiniões emitidas nesta publicação são de exclusiva e inteira responsabilidade dos autores, e não representam, necessariamente, o ponto de vista do Governo Brasileiro e da União Europeia.

SUMÁRIO

Introdução	6
1. Transição Energética: Desafios e Oportunidades	9
1.1. Panorama das Renováveis no Mundo	10
1.2. Sistemas elétricos em transformação: drivers da transição	18
2. Temas de atualidade e interesse comum	21
2.1. Inserção de Energia Renováveis Variáveis.....	21
2.2. Geração Distribuída Solar	23
2.3. Recursos de Flexibilidade para Transição Elétrica.....	30
2.4. Papel da Hidroeletricidade	35
2.5. Renovação de Concessões no Setor Elétrico.....	39
2.6. Digitalização das Redes na Europa	43
2.7. Eficiência Energética	46
2.8. Reestruturação do Setor de Gás Natural na União Europeia.....	51
2.9. Perspectivas do Gás Natural na Transição Brasileira.....	59
3. Conclusões e Recomendações	67
Referências	70
ANEXO - Missões & Workshop	73





ÍNDICE DE ILUSTRAÇÕES

FIGURAS

Figura 1 - Setores Elétricos em Transformação	19
Figura 2 - Duck Curve Observada na Califórnia.....	22
Figura 3 - Expansão Acumulada da Geração Distribuída Solar (GW).....	25
Figura 4 - Linha do Tempo do Regulamento da Geração Distribuída no Brasil	26
Figura 5 - Mecanismos de Remuneração da Geração Distribuída Previstos para 2019-2024	27
Figura 6 - Crescimento da Capacidade Instalada de Geração Distribuída Solar – Comercial (a) e Residencial (b).....	28
Figura 7 - Evolução das Tarifas, FIT e Custos.....	29
Figura 8 - Recursos de Flexibilidade	31
Figura 9 - Desafios e Diferentes Fases de Integração das ERV nos Sistemas	32
Figura 10 - Recursos de Flexibilidade em Função das Fases de Integração	34
Figura 11 - Usinas Hidrelétricas Reversíveis	37
Figura 12 - Implementação Massiva na Europa (análises de custo-benefício)	44
Figura 13 - Intensidade Energética do PIB (tep/milhares USD 2010).....	47
Figura 14 - PIB mundial (GDP) e oferta total de energia primária (TPES) (1990=100, GDP em USD 2010)	47
Figura 15 - Caminho para a Maturidade de Hubs de Negociação.....	53
Figura 16 - Nível Atual de Desenvolvimento dos Hubs de Negociação na UE.....	55
Figura 17 - Tomada de Decisão da Agência Reguladora Supra Nacional na UE.....	56
Figura 18 - Tendências da reforma em curso no mercado de gás natural no Brasil.....	66

GRÁFICOS

Gráfico 1 - Consumo Final de Energia por Combustível e Setor no Mundo	11
Gráfico 2 - Adição Anual de Capacidade de Fontes Renováveis por tecnologia, projeção 2018-2024.....	11
Gráfico 3 - Participação de Renováveis na Matriz Energética para a União Europeia e o Brasil em 2018 e Metas para 2020	12
Gráfico 4 - Participação de Renováveis nas Matrizes Energética, Elétrica, Transporte e Aquecimento para União Europeia e Brasil.....	13
Gráfico 5 - Capacidade Instalada de Renováveis no Mundo (GW).....	14
Gráfico 6 - Acréscimo Anual de Potência Instalada no Mundo (2001 – 2017).....	14
Gráfico 7 - Participação das Fontes na Geração de Eletricidade.....	16
Gráfico 8 - Expansão da Matriz Elétrica Global Projetada pela IEA.....	17
Gráfico 9 - Classificação de Países por Impactos e Fases de Integração das ERV	33
Gráfico 10 - Perda de Regularização dos Reservatórios Hídricos no Brasil.....	36
Gráfico 11 - Geração térmica e energia armazenada nos reservatórios no Brasil.....	61

TABELAS

Tabela 1 - Capacidade Instalada de Renováveis no Mundo em 2018 (GW).....	15
Tabela 2 - Projeções da capacidade da geração distribuída fotovoltaica (GW).....	24
Tabela 3 - Políticas Atuais de Remuneração da Energia Gerada Através de Geração Distribuída Solar na Europa.....	28
Tabela 4 - Balanço do Gás Natural no Brasil (valores médios, milhões m ³ /d).....	62
Tabela 5 - Termelétricas a gás natural vencedores dos últimos Leilões de Energia Nova no Brasil.....	64





INTRODUÇÃO

O presente relatório se insere no contexto do programa Diálogos Setoriais União Europeia – Brasil (10ª Convocatória) voltado à política energética – “Transição Energética – Como lidar com a nova governança da indústria e os desafios regulatórios”. Referido projeto resulta de parceria firmada entre a Direção-Geral da Energia da União Europeia (DG ENER) e o Ministério de Minas e Energia do Brasil (MME).

A iniciativa Diálogos Setoriais tem por objetivo intensificar a cooperação entre a União Europeia (UE) e o Brasil. O presente Diálogo tem por intuito contribuir para a melhor compreensão dos desafios e oportunidades da transição energética, explorando novas arquiteturas de mercado, novas formas de regulação e novos modos de governança que emergem atualmente nos dois lados do Atlântico. Com a duração de um ano, ele tinha como objetivo principal ampliar a cooperação entre a UE e o Brasil na concepção e na implementação de novas estruturas de governança e de regulação de energia. Melhor governança e melhores quadros regulatórios proporcionam mais oportunidades de investimento recíproco nos sectores regulados, tais como a energia, contribuindo para a competitividade, a criação de emprego e o crescimento no Brasil e na UE.

Nas últimas décadas, tanto os Estados-Membros da UE como o Brasil, em maior ou menor grau, implementaram importantes reformas nos sectores de energia. São pilares desse processo: a liberalização dos sectores da eletricidade e do gás natural, com a abolição dos monopólios em segmentos potencialmente competitivos e a

construção de mercados organizados; a introdução de regulação independente com foco na proteção dos consumidores e nos segmentos de rede, caracterizados como monopólios naturais¹; a privatização de antigos monopólios públicos, normalmente acompanhada da separação de atividades (“*unbundling*”) e da criação de novos agentes (operador de sistema, operador de mercado, etc.).

Uma nova onda de reformas abarca agora a indústria, no contexto da transição energética para uma economia de baixo carbono. Referido movimento é condicionado pelas novas políticas públicas de clima e energia, de que o Acordo de Paris é máxima expressão. Caracterizada por processos de descentralização de recursos, níveis crescentes de autoprodução, digitalização e eletrificação de novos usos, com base em eletricidade verde, essa transformação exige novas soluções de governança e regulação, adaptando os ambientes competitivos do passado para obtenção de alocações eficientes de recursos e conjugando-os com formas inovadoras de participação de cidadãos/consumidores/produtores. Neste processo, destaca-se a necessidade de integração dos crescentes recursos energéticos distribuídos renováveis nos sistemas elétricos, os quais demandam coordenação descentralizada via mecanismos de sinalização adequados que garantam confiabilidade e adequabilidade dos recursos – objetivos fulcrais e atemporais da política energética.

O novo quadro legislativo europeu conhecido como pacote “Energia Limpa para todos os Europeus” (“*Clean Energy*”

¹ Newbery (2001).

for All Europeans”), proposto pela Comissão Europeia em 2016 e aprovado em 2018/2019, enfrenta essas questões, propondo aperfeiçoamentos para consolidar um mercado comum europeu de energia e acelerar a transição em curso, em constante processo de implementação e aprimoramento. Apesar das heterogeneidades no grau de implementação das Diretivas, nas opções de energia primária e nas reformas dos respectivos setores de energia nos Estados-Membros, as experiências europeias são fonte importante de aprendizado para informar o estágio atual das reformas no Brasil, com destaque para as reformas no setor elétrico e do gás natural.

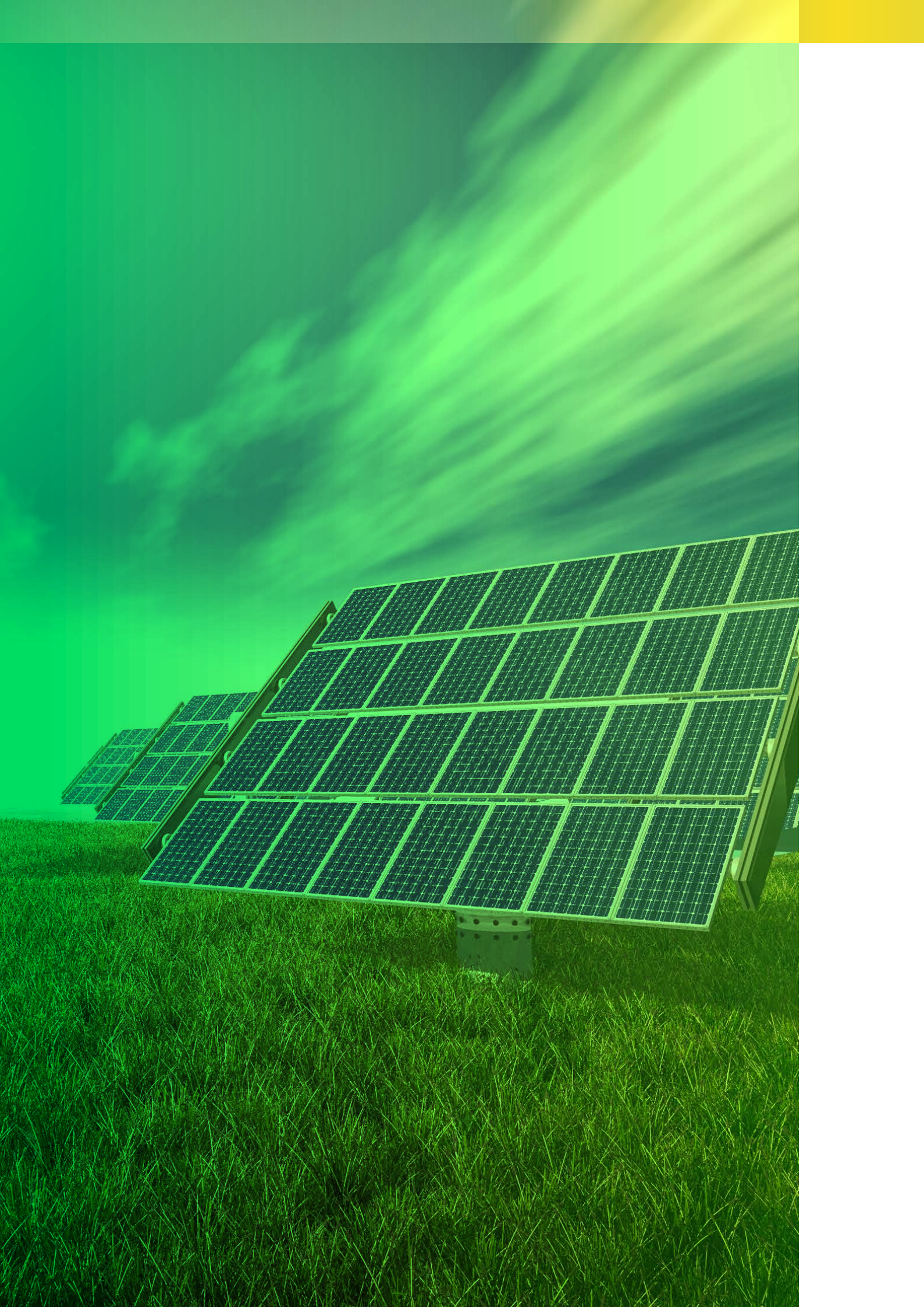
Por sua vez, a experiência brasileira, com uma matriz elétrica caracterizada por tão elevado grau de participação de tecnologias renováveis é fonte de inspiração para a transição energética europeia. Destacam-se também a capacidade exibida pelo país de desenvolver uma indústria de biocombustíveis com relevo e projeção internacionais, bem como potencial de produção de gás natural no polígono do Pré-Sal. É especialmente interessante investigar as respostas desenvolvidas na experiência recente de um país rico em recursos, mas ainda desafiado por um arcabouço político-institucional e regulatório característico de um país de renda média.

Resta evidente portanto, a oportunidade propiciada por esses Diálogos Energéticos para ampliar a compreensão sobre os desafios da transição. Para aproveitá-la, cabe melhor compreender as políticas, conceitos e práticas de governança adaptativa e regulação transicional. São atores desse processo formuladores de política, reguladores, empresas incumbentes e entrantes, investidores e membros da academia e da sociedade civil.

Com duração de um ano, o projeto contemplou: uma missão com delegação brasileira à União Europeia, realizada em setembro de 2019; uma missão com delegação europeia ao Brasil, que teve lugar em novembro de 2019; a realização de um workshop em Brasília, na sede do MME, para discussão, também realizado em novembro de 2019; e a presente publicação, que sinteticamente reúne os principais temas abordados ao longo do Diálogo.

Os relatórios das missões e o resumo do workshop encontram-se no anexo ao presente relatório. Este relatório oferece uma breve introdução ao tema da transição energética, evidenciando os principais desafios e oportunidades (Cap. 2); nele são analisados alguns tópicos cruciais discutidos no âmbito do projeto com vários participantes (Cap. 3) e, por fim, apresentando as conclusões e recomendações dos autores baseadas no trabalho realizado e nas opiniões recolhidas.





1. TRANSIÇÃO ENERGÉTICA: DESAFIOS E OPORTUNIDADES

A atual transição energética tem uma clara origem política, relacionada com a necessidade de evitar as alterações climáticas, reduzindo, para isso, substancialmente, as emissões de gases de efeito de estufa. Este esforço só será bem-sucedido se for global, isto é, se envolver todos os países e todos os setores. Esse foi o entendimento alcançado na Conferência do Rio, em 1992, que produziu a Convenção Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas. A partir daí, o Protocolo de Quioto (1997), primeiro, e o Acordo de Paris (2015), depois, vieram estabelecer metas e procedimentos para a cooperação internacional nesta matéria.

Acresce que a utilização de combustíveis fósseis não constitui apenas uma ameaça de médio/longo prazo para o clima, mas é também fator de degradação da qualidade do ar nos centros urbanos, ameaçando de forma muito concreta e visível a saúde pública.

Sendo o setor da energia (nas várias declinações de extração, transformação e utilização final) o principal responsável pelas emissões de gases de efeito de estufa, era inevitável que ele fosse chamado a jogar um papel determinante no esforço global de descarbonização. A intervenção pública faz-se sentir de várias maneiras: pela fiscalidade, pela introdução de normas técnicas de eficiência e de emissões, pela definição de quotas, pela atribuição de subsídios, etc..

No final do século passado, vários países começaram a subsidiar as fontes reno-

váveis de energia – primeiro ao nível de pesquisa e desenvolvimento, depois através de pequenos projetos piloto e por fim no investimento em grande escala. Estas políticas públicas permitiram reduzir drasticamente o custo do aproveitamento das fontes renováveis, tornando-as competitivas face às fontes fósseis. Um processo semelhante observa-se atualmente em matéria de armazenamento de energia, especialmente baterias e pilhas de combustível.

Por outro lado, as novas tecnologias de informação e comunicação vieram acelerar a digitalização da energia, permitindo a introdução de novos negócios que de outra forma não seriam possíveis: pense-se, por exemplo, no carregamento controlado (também chamado carregamento inteligente) de veículos eléctricos nas redes de distribuição de eletricidade. Sem a digitalização generalizada e capilar da energia tal não seria possível; e, com carregamento não controlado, a difusão maciça de veículos eléctricos conduziria, rapidamente, ao colapso do sistema eléctrico.

Embora tenha origem em uma restrição – limitar emissões de gases de efeito de estufa –, a transição energética tem criado, e continua a criar, inúmeras oportunidades, correspondentes a outros tantos novos graus de liberdade, introduzidos por novas tecnologias, novas atitudes e comportamentos, novos enquadramentos legais...

A generalização das condições de observabilidade e controlabilidade dos





sistemas energéticos em geral, e do sistema elétrico em particular, conferem a estes, potencialmente, uma plasticidade e uma resiliência nunca antes atingidas – e, mesmo, nunca antes atingíveis. Esta liberdade que a técnica hoje nos oferece de poder moldar sistemas elétricos a tantos novos paradigmas alternativos de organização das transações econômicas e físicas que constituem o metabolismo da energia representa uma enorme oportunidade. Por outro lado, esta imensa liberdade coloca novos desafios, não só de natureza estritamente técnica (confiabilidade, segurança), mas também econômica (eficiência) e ética (equidade) que importa enfrentar.

Parafraseando Tom Jobim, podemos dizer que a transição energética não é um processo *"feito de uma nota só"*. Há tantas transições energéticas quantas as combinações de ambição, participação, tecnologias e modelos formos capazes de conceber e construir – existe uma escala quase infinita de opções à nossa disposição. No entanto, esta grande liberdade não gera espontaneamente uma nova arquitetura energética. E é preciso compreender que nem todas as "notas" são melodicamente compatíveis, que uma arquitetura eficiente exige coerência, seletividade, sobriedade.

"Quanta gente existe por aí que fala tanto e não diz nada/ Ou quase nada/ Já me utilizei de toda a escala e no final não sobrou nada" – uma transição energética eficiente não se constrói através de uma experimentação cega com todas as tecnologias, de uma combinação acrítica de todos os modelos disponíveis. É necessário definir bem metas, critérios e governança do processo – uma governança flexível, adaptativa, emparelhada com uma regulação transicional adequada. A transição energética exige escolhas conscientes, materializadas em estruturas de governança consistentes e políticas de regulação explícitas e transparentes. De outra forma, ela torna-se um

pot-pourri: "E quem quer todas as notas:/ Fica sempre sem nenhuma, fica numa nota só".

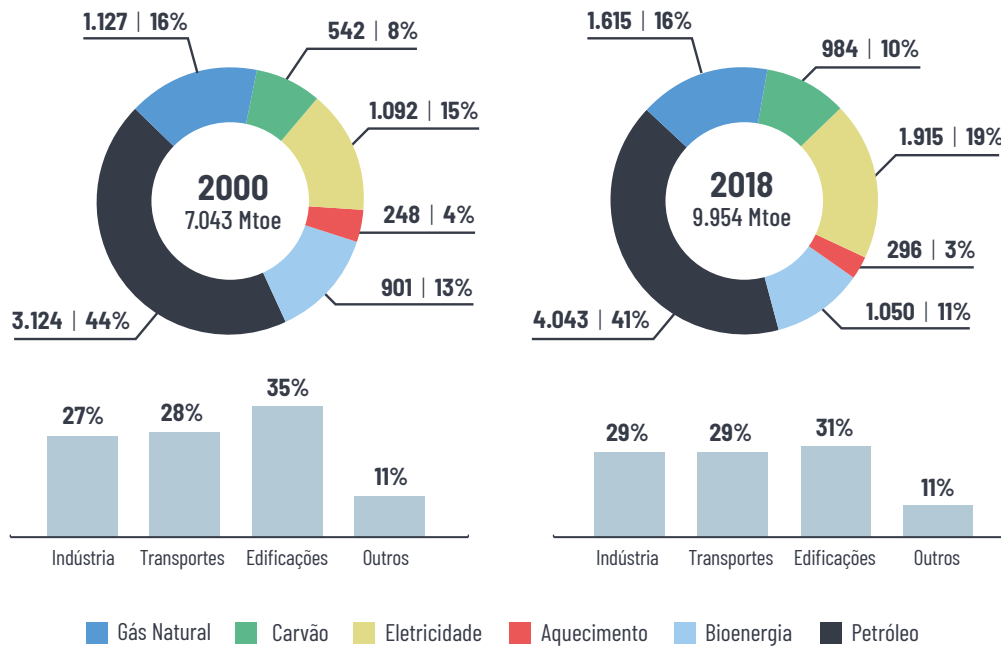
Neste capítulo começa-se por analisar o papel das renováveis – seguramente, a nota mais audível, o sinal mais visível e economicamente mais poderoso, o mínimo denominador comum de todas as transições energéticas. Em seguida, alarga-se o horizonte a outros fatores de mudança, contextualizando as renováveis no quadro de novas arquiteturas energéticas. As duas últimas secções descrevem brevemente as problemáticas da governança e da regulação associadas às novas arquiteturas e à transição energética em geral.

1.1. Panorama das Renováveis no Mundo

No presente século, a demanda global por eletricidade aumentou 70%, alcançando 19% do consumo final de energia em 2018 (Gráfico 1). Impulsionada pelo crescimento chinês, a demanda dos países em desenvolvimento triplicou. Ainda assim aproximadamente um bilhão de pessoas no mundo permanecem sem acesso a eletricidade, sobretudo na África e Ásia. O petróleo se mantém como a principal fonte energética, responsável por 41% do consumo final; contudo, o investimento global no setor elétrico em 2017, correspondente a 750 bilhões de dólares, revelando-se já superior ao investimento no segmento de óleo e gás, pelo segundo ano consecutivo (IEA, 2018a).

A transição para economia de baixo carbono se traduz em descarbonização das matrizes elétricas e concomitante expansão da eletricidade nas matrizes energéticas. O crescimento da demanda por eletricidade deve se manter no longo prazo refletindo a estratégia de descarbonização das economias, com tendência de eletrificação de outros usos finais, como transporte e aquecimento.

Gráfico 1 - Consumo Final de Energia por Combustível e Setor no Mundo

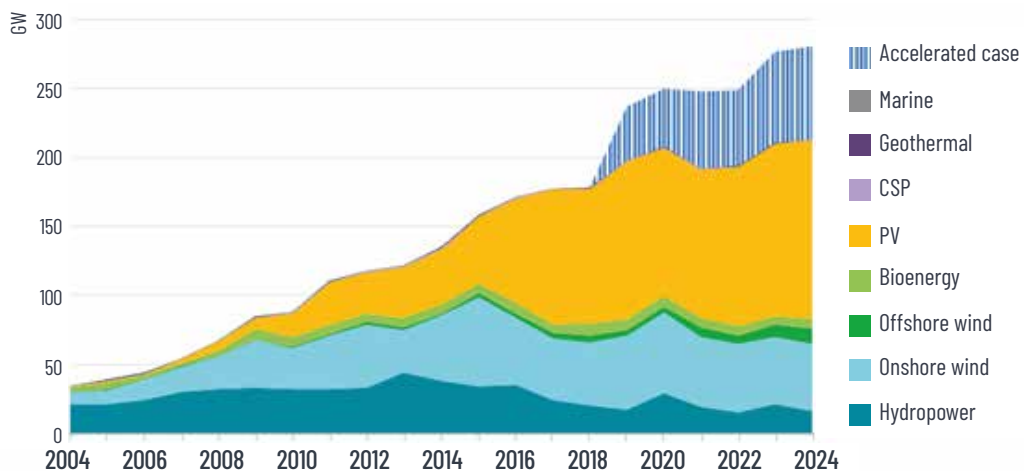


Mtoe = milhões de toneladas de óleo equivalente
 Fonte: Elaboração própria com dados da IEA (2019c)

O setor elétrico responde por 40% das emissões de CO₂, dos quais 30% decorre da geração a carvão. Em média, o setor elétrico emite cerca de 0,5 tonelada de CO₂ por megawatt-hora produzido. Desde 2000, as emissões globais crescem a taxa

anual inferior (cerca de 2,3% a.a.) à expansão da geração de eletricidade, refletindo o aumento da penetração das tecnologias renováveis nas matrizes elétricas (Gráfico 2) (IEA, 2019c).

Gráfico 2 - Adição Anual de Capacidade de Fontes Renováveis por tecnologia, projeção 2018-2024



Fonte: IEA (2019b)





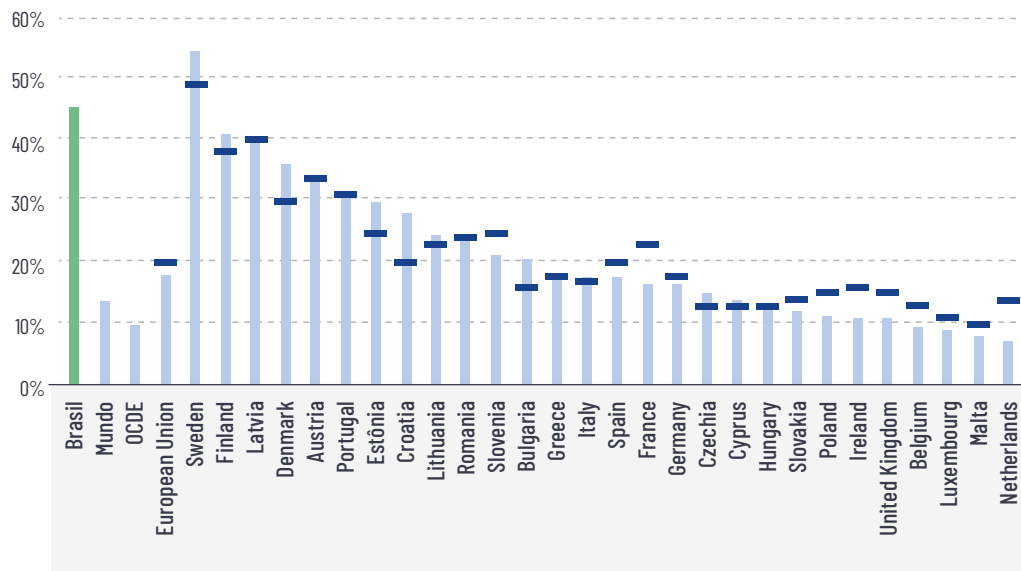
Desde a Revolução Industrial, os sucessivos paradigmas tecnológicos calcaram-se na utilização crescente de combustíveis fósseis. Em 2018, 81% da demanda energética mundial foi atendida por petróleo, gás natural e carvão. O Painel Intergovernamental de Mudança Climática (IPCC) atribui grande parte da elevação entre 0,8° e 1,2° C da temperatura mundial média, em relação ao nível pré-industrial, às emissões de gases de efeito estufa decorrentes da atividade humana (IPCC, 2018).

Estudos reunidos pelo IPCC apontam que a elevação de 1,5° C acima do nível pré-industrial pode trazer sérias consequências ambientais, como o aumento da ocorrência de temperaturas extremas e a elevação do nível dos oceanos, tornando premente a redução significativa das emissões antropogênicas de gases de efeito estufa.

Em 2015, na 21ª Convenção das Partes, signatárias da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, realizada em Paris (COP21), foi reforçada a meta de manter o aquecimento global inferior à elevação de 2° C ao nível pré-industrial, com esforços para evitar que supere 1,5° C.

A participação das renováveis na matriz energética no mundo alcançou apenas 14%, com participação inferior dos países da OCDE (10%)². Enquanto a União Europeia registrou participação de renováveis de 18%, o Brasil alcança patamar significativamente maior, de 45%. O Gráfico 3 apresenta a participação relativa das renováveis para o Brasil e os países da União Europeia, bem com as metas firmadas por estes para 2020.

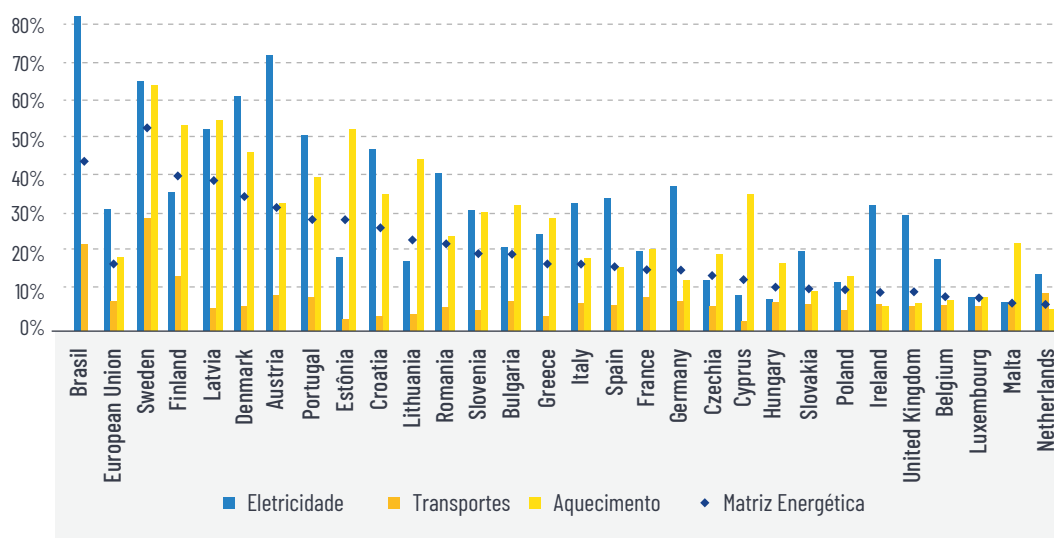
Gráfico 3 - Participação de Renováveis na Matriz Energética para a União Europeia e o Brasil em 2018 e Metas para 2020



Fonte: Elaboração própria com dados da Eurostat e MME (2019)

² Desde 2017 o Brasil articula o seu ingresso na Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE).

Gráfico 4 - Participação de Renováveis nas Matrizes Energética, Elétrica, Transporte e Aquecimento para União Europeia e Brasil



Fonte: Elaboração própria com dados da Eurostat e MME (2019)

A elevada participação das tecnologias renováveis na matriz energética brasileira é em grande parte explicada pela predominância hídrica na geração de energia: enquanto o país conta com 83% de renováveis na matriz de geração elétrica, a média mundial é de cerca de 25% no mundo e nos países OCDE. O Gráfico 4 apresenta a participação das renováveis na geração de eletricidade, transportes e aquecimento para os países da União Europeia e o Brasil.

Constituindo-se um dos principais instrumentos de descarbonização, a participação de fontes renováveis é crescente nos sistemas elétricos. Tal movimento decorre de políticas específicas de suporte combinado, nos últimos anos, com redução acentuada de custos de investimento. A título ilustrativo, as fontes eólica e solar de geração de eletricidade foram responsáveis por 7% da geração de eletricidade global em 2018, face a apenas 0,2% em

2000. Entre 2010 e 2017, o custo dos painéis solares reduziu cerca de 70% para projetos em grande escala (utility-scale) e entre 40% e 80% para pequena escala (geração distribuída), embora estes permaneçam entre 20% e 60% mais custosos do que projetos em larga escala na maior parte das regiões. Neste mesmo período, o custo médio da eólica onshore reduziu 20%, enquanto da eólica offshore reduziu 25% nos últimos cinco anos (IEA, 2018a e 2019c)³.

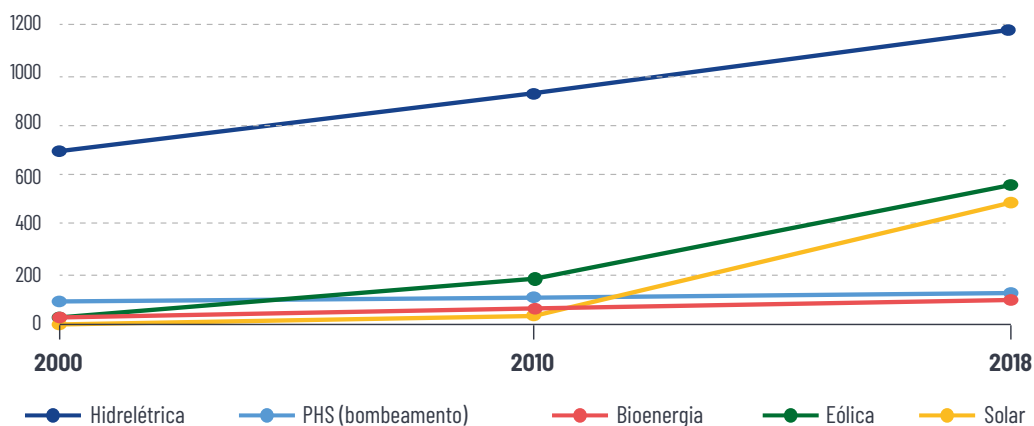
As tecnologias solar e eólica já respondem por metade da nova capacidade de produção de eletricidade adicionada a cada ano e são, respectivamente, as duas fontes com maior investimento anual. A capacidade instalada de eólica em 2018 alcançou 563 GW instalados e de solar fotovoltaica 485 GW, se aproximando conjuntamente da potência hidrelétrica instalada globalmente (Gráfico 5).

³ Por sua vez, a participação dos combustíveis fósseis se manteve constante nesse período, inclusive a geração a carvão, impulsionada pela demanda chinesa. Em termos relativos, nuclear perdeu espaço para gás natural e novas fontes renováveis (IEA, 2018a).





Gráfico 5 - Capacidade Instalada de Renováveis no Mundo (GW)

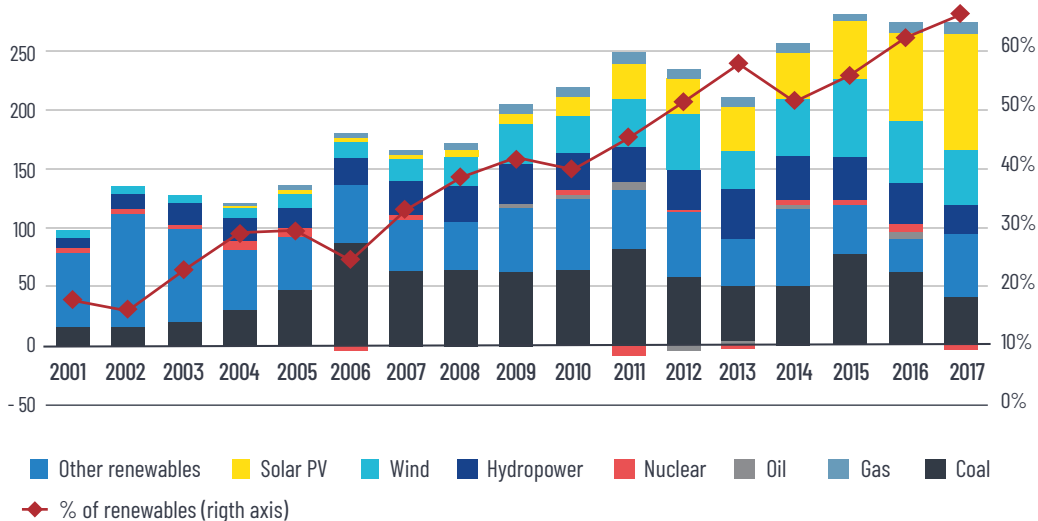


Fonte: Elaboração própria com dados de IRENA (2019).

A Tabela 1 apresenta a distribuição das fontes renováveis (hidrelétrica, eólica, solar e bioenergia) pelas regiões do mundo e para países representativos selecionados. Nota-se que 44% da capacidade instalada está concentrada na Ásia (quase 80% na China e Índia), 23% na Europa (22% na Alemanha), 16% na América do Norte (68% nos Estados Unidos), 9% na América do Sul (64% no Brasil) e 9% nas demais regiões. A China concentra 28% da capacidade mundial de hidrelétricas, 33% de eólica e 36% de solar (IRENA, 2019).

Desde 2012, as tecnologias renováveis de produção de eletricidade são responsáveis por mais da metade do acréscimo anual de potência instalada no mundo, frente a menos de 20% em 2002 (Gráfico 6). Eólica e solar respondem conjuntamente por ao menos metade da expansão anual desde 2016, com geração adicional suprindo quase a totalidade da demanda incremental por eletricidade (IEA, 2016a).

Gráfico 6 - Acréscimo Anual de Potência Instalada no Mundo (2001 - 2017)



Fonte: IEA (2018b).

Tabela 1 - Capacidade Instalada de Renováveis no Mundo em 2018 (GW)

Regiões / Países	Hidrelétrica	PHS ^a	Eólica	Solar	Bio-energia ^b	Total	% ^c
Mundo	1.171,6	121,0	563,7	485,8	115,7	2.457,9	100%
Ásia	478,7	65,2	229,0	274,9	36,2	1.084,0	44%
China	322,9	29,4	184,7	175,0	13,2	725,2	67%
Índia	45,3	4,8	35,3	27,1	10,3	122,7	11%
Japão	28,2	21,9	3,7	55,5	2,3	111,5	10%
Europa	191,9	28,3	182,5	121,7	38,5	562,9	23%
Alemanha	5,6	5,5	59,4	45,9	9,0	125,5	22%
Dinamarca	-	-	5,8	1,0	1,3	8,1	1%
Espanha	16,8	3,3	23,4	7,0	1,0	51,6	9%
França	24,0	1,7	15,1	9,5	1,7	52,0	9%
Holanda	-	-	4,5	4,2	1,1	9,8	2%
Itália	18,6	3,9	10,3	20,1	3,5	56,5	10%
Noruega	32,5	-	1,7	0,1	0,1	34,3	6%
Portugal	7,2	-	5,2	0,7	0,6	13,8	2%
Reino Unido	2,2	2,4	21,7	13,1	6,4	45,9	8%
América do Norte	177,3	19,3	112,0	57,1	16,6	382,3	16%
Canadá	80,6	0,2	12,8	3,1	2,5	99,2	26%
USA	84,0	19,1	94,3	51,5	12,9	261,8	68%
América do Sul	169,9	1,0	18,7	5,5	17,2	212,2	9%
Brasil	104,2	-	14,4	2,3	14,8	135,7	64%
Demais Regiões	153,8	7,2	21,5	26,7	7,3	216,6	9%
Eurásia	83,8	1,4	7,2	5,7	2,0	100,0	46%
África	32,5	3,2	5,5	6,1	1,6	48,8	23%
Oceania	13,2	1,4	6,6	10,0	1,0	32,2	15%
Oriente Médio	16,1	1,3	0,6	3,2	0,1	21,3	10%
América Central	8,2	-	1,7	1,7	2,6	14,2	7%

^a Pumped Hydro Storage; ^b inclui biocombustíveis sólidos (biomassa e resíduos), líquidos e biogás;

^c porcentagem das regiões refere-se ao total do mundo e dos países ao total de cada região.

Fonte: Elaboração própria com dados de IRENA (2019).



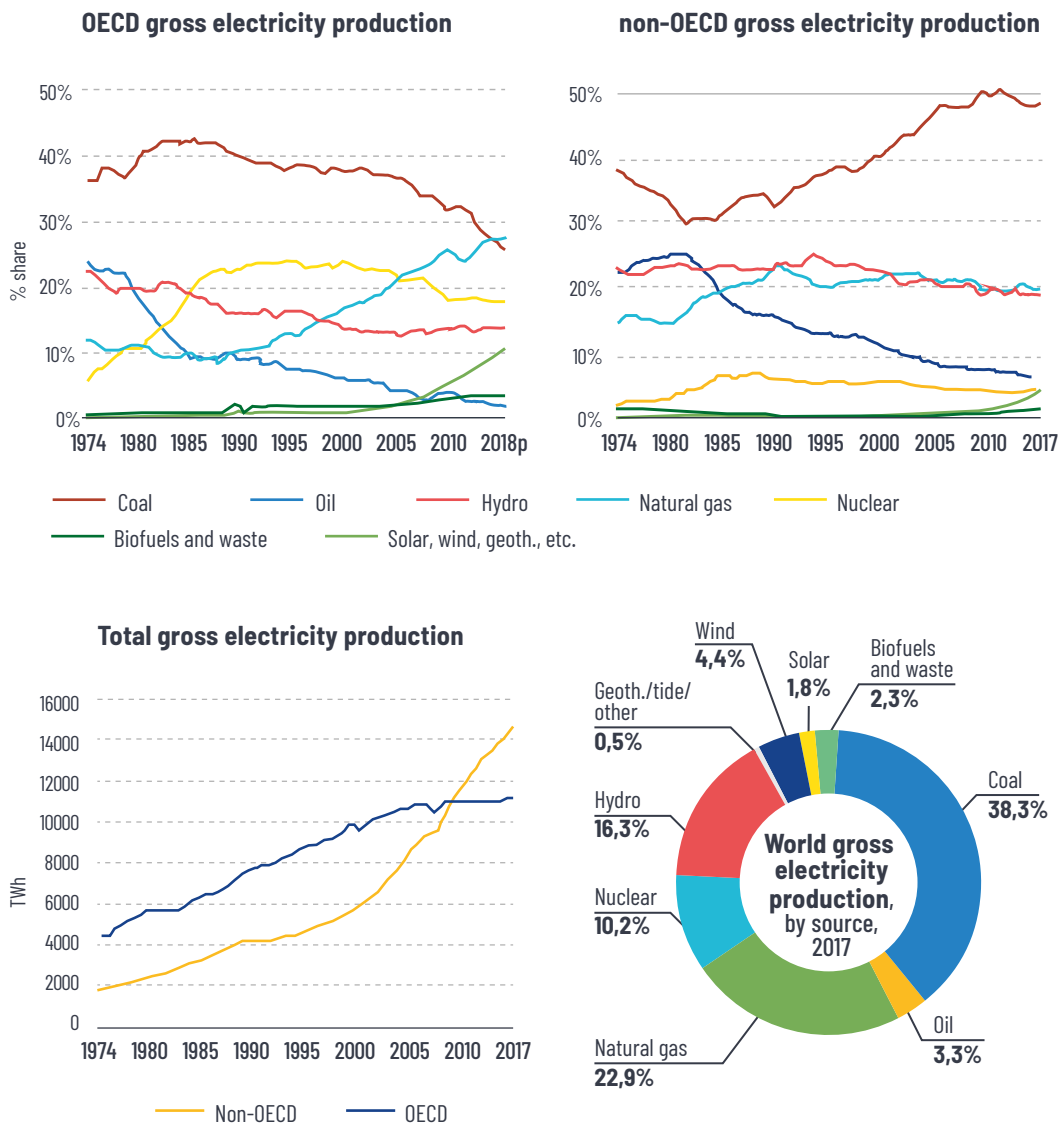


A expansão da capacidade instalada é acompanhada de investimentos e reforços na rede (transmissão e distribuição), que respondem por cerca de 40% do total investido anualmente, sinalizando a importância estratégica desses ativos para a indústria (IEA, 2018a).

Embora as renováveis já respondam por metade dos investimentos na China (210 bilhões de dólares em 2017) e por um terço na Índia, cerca de 150 GW de

nova usinas a carvão também deverão ser instaladas até 2020 no mundo. A expansão de usinas movidas a combustíveis fósseis ao longo dos anos 2000 (Gráfico 6), impulsionada principalmente pelo efeito China, elevou a participação relativa do carvão na geração dos países em desenvolvimento (não-OCDE) no momento em que os países desenvolvidos forçaram a redução do carvão em suas matrizes elétricas (Gráfico 7).

Gráfico 7 - Participação das Fontes na Geração de Eletricidade



Fonte: IEA (2019a).

A produção total de energia elétrica nos países não-OCDE ultrapassou a geração total dos países que fazem parte da OCDE, alcançando 14 mil TWh em meados da década atual (IEA, 2019a). A participação das renováveis na matriz de geração mundial em 2016 alcançou 24,5% e nuclear 10,4%, resultando em 35% de geração sem emissão de carbono. Os combustíveis fósseis ainda respondem pela maior parte da matriz de geração – carvão ainda é a principal fonte (38%), seguido de gás natural (23%) e óleo (3%) (Gráfico 7).

Nos países desenvolvidos, o carvão foi deslocado principalmente pelo gás natural, cujo protagonismo na geração elétrica foi impulsionado nos anos noventa pelas inovações tecnológicas das turbinas a gás, pelo preço estável e competitivo do energético e pela liberalização dos setores elétricos. A corrida ao gás natural – “dash for gas” – o tornou a segunda fonte mais importante nas matrizes dos países desenvolvidos, superando a geração hidráulica e nuclear nos anos 2000. O boom do *shale gas* nos Estados Unidos, em seguida, reforçou a penetração do gás e o deslocamento do carvão.

Já nos países em desenvolvimento, o carvão ampliou a sua participação na esteira do crescimento chinês, enquanto a participação relativa do gás natural manteve-se constante nesse período. No início da década atual, a experiência norte-americana com o *shale gas*, a perspectiva de sua reprodução para além das fronteiras e circunstâncias norte-americanas e a expansão da comercialização de gás natural liquefeito (GNL) apontaram para a possibilidade promissora de o gás tornar-se ponte para a transição energética rumo à descarbonização das economias, enquanto o protagonismo das renováveis não revelava-se econômica e tecnicamen-

te viável. Entretanto, o ritmo de expansão das novas renováveis nos últimos anos contesta a noção do gás natural como combustível da transição e abre espaço para descarbonização das economias por via direta.

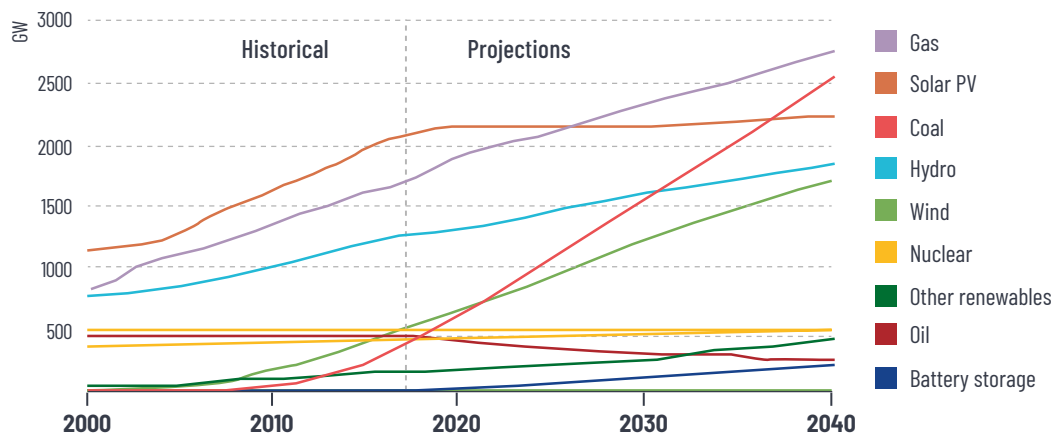
A Agência Internacional de Energia projeta expansão de 60% da geração para 2040 (15 mil TWh de acréscimo), com o carvão permanecendo como principal fonte na matriz global, reduzindo sua participação relativa atual de 38% para 25%. Em termos de capacidade instalada, o gás natural deve superar o carvão em meados da próxima década – impulsionado pelos esforços chineses em deslocar o carvão de sua matriz energética, seguindo a iniciativa “*turn China’s skies blue again*” – e solar apenas em meados dos anos de 2030, segundo projeções da IEA (Gráfico 8). Embora a Agência aposte no crescimento contínuo do gás na matriz elétrica global, projeta-se expansão exponencial de solar fotovoltaica, superando a potência instalada de eólica nos próximos anos, de hidrelétrica em 2030 e em seguida de carvão (IEA, 2018a).

A propagação e permanência de decisões passadas na rota de expansão da indústria, caracterizada por investimentos de longo prazo de maturação, sinalizam a existência de dependência de caminho (*path dependence*) e aprisionamento de trajetória (*lock-in*). Investimentos recentes em combustíveis fósseis retardam as rotas futuras de descarbonização, com potencial risco de se tornarem ativos irrecuperáveis no médio prazo (*stranded assets*). Em contexto de elevada incerteza, a penetração crescente das energias renováveis e a sua resposta a decisões cada vez mais descentralizadas estão transformando os diferentes sistemas e setores elétricos no mundo.





Gráfico 8 - Expansão da Matriz Elétrica Global Projetada pela IEA



Fonte: IEA (2018a).

1.2. Sistemas elétricos em transformação: drivers da transição

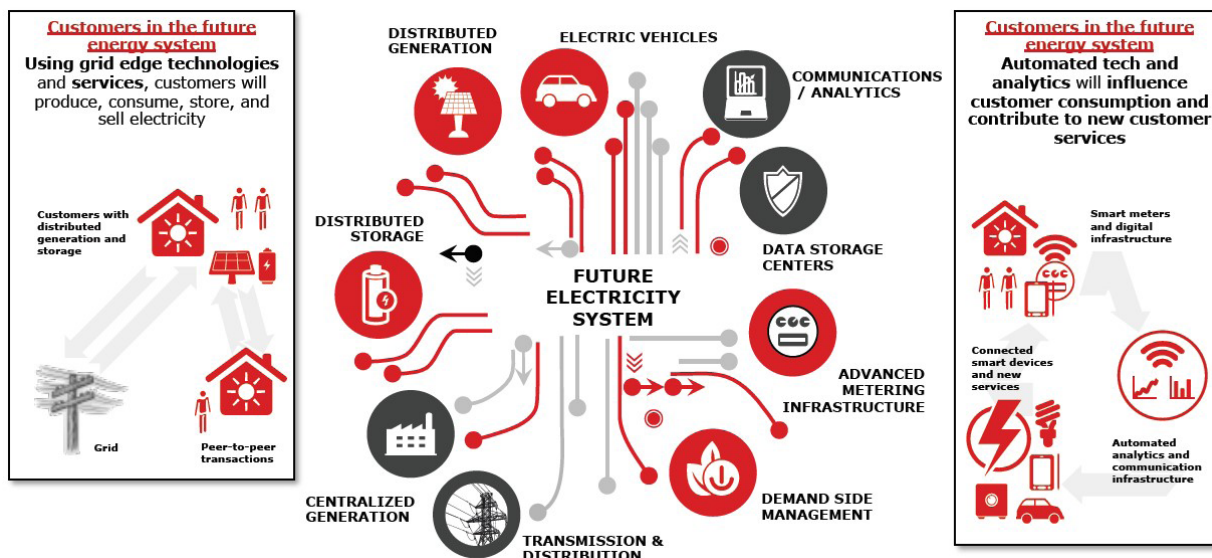
Os sistemas elétricos atravessam profunda transformação. Originalmente estruturados em torno de cadeia verticalmente integrada – com transmissão e distribuição interligando a geração centralizada ao consumidor passivo final, os sistemas elétricos assistem a uma proliferação de recursos energéticos distribuídos (RED). Definidos como recursos instalados próximo ou nos próprios centros de consumo capazes de prover serviços de eletricidade, os RED abrangem desde plantas de geração (distribuída), resposta e gestão da demanda e estocagem de eletricidade a veículos elétricos, dispositivos de controle, medidores e aparelhos inteligentes (Pérez-Arriaga et al., 2016). Os recursos distribuídos possibilitam a administração e gestão do consumo de modo remoto, autônomo e instantâneo, propiciada pelo desenvolvimento de tecnologias de informação e comunicação que transformam bens de consumo em serviços. A Figura 1 sintetiza as tecnologias abrangidas por essas transformações recentes.

A integração dos novos recursos e atores aos sistemas centralizados atuais

é um dos principais desafios da indústria. No contexto de transição energética, os recursos distribuídos despontam como solução para descarbonização dos sistemas, contestam a centralização das redes e convertem os consumidores, antes passivos, em novos protagonistas.

Dois grandes drivers orientam as mudanças em curso, com desdobramentos sobrepostos e persistentes: a onda dos mercados e a maré verde. A “onda dos mercados” promovida pela liberalização dos anos 1990 deslocou o arcabouço legal-regulatório de custos para preços e mercados e suas possíveis configurações, com desenhos sujeitos a constante aprimoramento (*market design*). Já a “maré verde”, intensificada a partir dos anos 2000, pressionou a entrada de energias renováveis variáveis, sobretudo em matrizes de base tradicionalmente termelétrica. A maré se intensifica em resposta às pressões da agenda ambiental por redução de emissões de gases de efeito estufa, porém se propaga fundamentalmente pela redução acentuada de custos das renováveis assistida na última década (Hansen & Percebois, 2017).

Figura 1 - Setores Elétricos em Transformação



Fonte: WEF (2017)

O primeiro passo para a inserção de novas fontes renováveis foi impulsionado pelos choques do petróleo da década de 1970, como discutem Bushnell (2011) e Yergin (2012). Nos Estados Unidos, por exemplo, a *Public Utilities Regulatory Policies Act* (PURPA) de 1978 promoveu a busca por eficiência energética e o incentivo às energias renováveis como fonte de independência energética na esteira dos choques do petróleo.⁴ A PURPA demonstrou a viabilidade da geração de energia através de tecnologias de produção com menor escala e de modelo de negócio não atrelado às *utilities*, concebendo a liberdade competitiva de produtores independentes de energia que marcaria a liberalização dos setores elétricos nas décadas seguintes.

A conjunção dessas duas vertentes resulta em transformações simultâneas nos sistemas e nos setores elétricos,

impactando ao mesmo tempo a lógica de funcionamento físico dos sistemas e as estruturas dos elos que encadeiam o setor.

A nova onda de inovação tecnológica, propiciada pela digitalização, faz com que a gestão dos recursos energéticos deixe de ser uma questão de otimização de tecnologias. As mudanças recentes de tecnologias e de comportamentos “empoderam” (tornam participantes ativos no processo de decisão e escolha) um número crescente de consumidores. Estes podem se tornar, simultaneamente, produtores (*prosumers*) e codecisores. Mesmo as novas formas de disponibilizar informação em tempo mais frequente e contemporâneo já são capazes de produzir mudanças significativas de comportamento, afetando significativamente decisões de produção e consumo⁵.

A descentralização e a complexificação dos recursos, assim como a multiplicação

4 No Brasil, o programa pioneiro do Proálcool também teve por motivação a independência energética, com importante legado para inserção de recursos renováveis na matriz brasileira.

5 A partir de base de dados construída através da realização de experimentos de campo sobre a introdução de tarifas dinâmicas, Faruqi et al. (2017) concluem que consumidores reagem a preços reduzindo o consumo na ponta e que a magnitude da resposta depende do desenho das tarifas, da disponibilidade de tecnologias facilitadoras, da implementação do programa e das características dos consumidores.





do número de agentes, impõem novos desafios à governança dos sistemas energéticos, tanto no que diz respeito a aspectos técnicos, de operação, conexão e interligação de sistemas e setores, quanto ao funcionamento dos próprios mercados. Fazem-se necessários novos esquemas de partilha de responsabilidades e novos paradigmas de regulação (Vasconcelos, 2019a).

A inserção das energias renováveis variáveis nos sistemas elétricos, em geral incentivada, tornou-se a via dominante rumo à transição elétrica, em detrimento da busca por precificação das externalidades ambientais combatidas (Newbery, 2016). A padronização e modularização dos recursos renováveis, sobretudo solar fotovoltaica e eólica, incentivam a descentralização na indústria. A digitalização da rede, com utilização de medição inteligente, permite a comunicação instantânea entre dispositivos, agentes e aplicações, potencializando ganhos da

descentralização. A escalabilidade das tecnologias, inclusive através de micro-redes descentralizadas, tem potencial de democratizar o acesso à energia elétrica e expandir o padrão de consumo. Assim, digitalização, descentralização e democratização podem traçar a trajetória de descarbonização das economias, com incentivo à eletrificação de outros usos, compondo os quatro D's da transição elétrica (Parag & Sovacool, 2016).

Embora os drivers de mudanças (onda de mercados e maré verde) presuponham transição clara e definida, os seus potenciais desdobramentos geram efeitos com contornos ainda indefinidos e alcance incerto. Os drivers convergem para agenda de questões e desafios semelhantes nos diferentes sistemas e setores elétricos; porém não há soluções únicas e definidas que prescindam da necessidade de atentar para as especificidades das realidades locais distintas.

2. TEMAS DE ATUALIDADE E INTERESSE COMUM

2.1. Inserção de Energia Renováveis Variáveis

A expansão dos sistemas elétricos através de monopólios verticalmente integrados e a predominância de fontes de geração controláveis (despacháveis) evidenciaram na indústria a relevância de custos como métrica comparativa para orientar investimentos e justificar políticas públicas (Joskow, 2011). É recorrente a noção que determinada fonte de geração se torna competitiva quando o seu custo nivelado pela geração média esperada (*levelized cost of electricity* – LCOE⁶) passa a ser inferior ao preço médio de eletricidade ou à tarifa média de determinada região (*grid parity*), constituindo regra de bolso para sinalizar a competitividade das fontes.

Como amplamente discutido na literatura econômica⁷, contudo, a comparação restrita a custos nivelados é insuficiente e inadequada para comparar fontes variáveis (não-controláveis) e fontes despacháveis (controláveis). A razão dessa inadequação decorre de não considerar o valor da energia ao longo do tempo e nem os custos de integração das fontes. A inserção de energias renováveis variáveis (ERV) acentua as diferenças entre os valores marginais per-

cebidos por cada fonte – cada vez mais sujeitos a forma, momento e localização da geração. Conseqüentemente, é necessária maior granularidade espaço-temporal para capturar distintos atributos das fontes, com aprimoramentos na operação, no planejamento e na precificação.

A inserção massiva das ERV adiciona incerteza e muda a perspectiva de planejamento e operação dos sistemas com oferta de energia historicamente calcada na liquidez e segurança de combustíveis (fósseis) controláveis. A geração das ERV apresenta (i) maior variabilidade; (ii) menor previsibilidade da disponibilidade dos recursos; (iii) aumento do impacto das restrições locais para o aproveitamento das fontes (principalmente para eólica); (iv) reduzido fator de capacidade (utilização média da potência instalada); e (v) custos variáveis de operação negligenciáveis. Com escala de produção reduzida, a modularização das ERV incentiva a geração distribuída, abrindo espaço para que decisões descentralizadas, em um setor marcado por arranjos centralizados, influenciem o grau e o ritmo de penetração dessas fontes.

A variabilidade das ERV aumenta as restrições das condições de contorno tanto para o equilíbrio estático (instantâneo)

6 O conceito de LCOE, expresso em média anualizada, computa custos fixos e variáveis projetados para todo o ciclo de vida da planta de produção, nivelados por unidade de energia gerada (MWh) projetada por um fator de capacidade esperado (Stoft, 2002).

7 Para referências, conferir, por exemplo, Joskow (2011), Borenstein (2008, 2012), Hirth (2013), Schmalensee (2016), Finon (2016), e Romeiro et al. (2020).





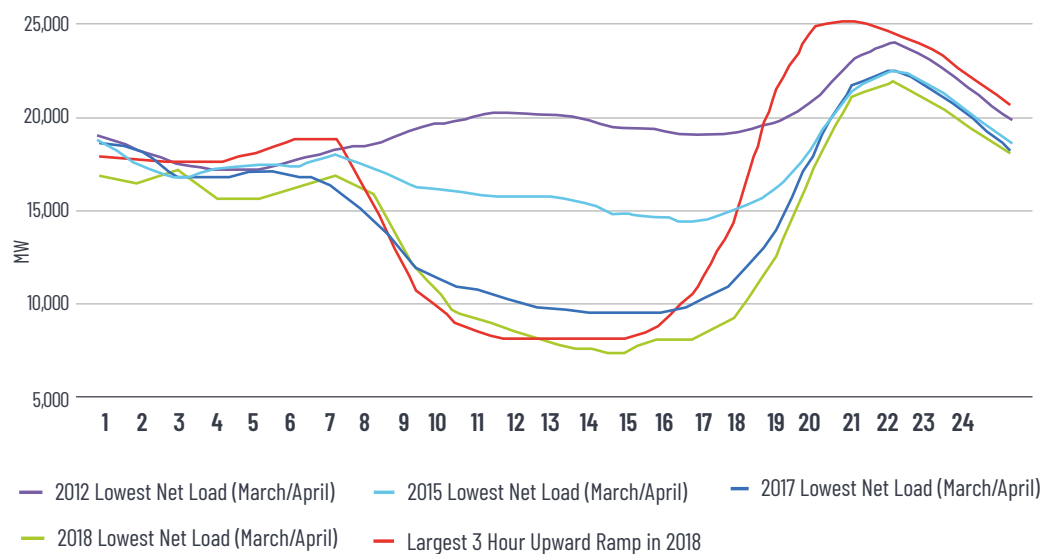
entre oferta e demanda de eletricidade, quanto para o equilíbrio dinâmico relativo à adequabilidade dos recursos (*adequacy resources*), para um dado grau de confiabilidade estabelecido (*reliability*). A variabilidade exige resposta instantânea do sistema residual, responsável por atender à demanda não suprida pelas ERV, de modo a acomodar flutuações recorrentes e de difícil antecipação.

Consequentemente, a flexibilidade do sistema residual passa a ser instrumento crucial para a confiabilidade do suprimento. Originariamente identificada pelo operador da Califórnia (CAISO), a conhecida curva do pato (*duck curve*), ilustra as transformações no padrão de comportamento da carga no sistema decorrentes de inserção massiva de geração solar, revelando as oscilações no valor marginal da energia ao longo do tempo (Figura 2). A curva reflete a concentração de energia solar distribuída ao longo do dia, criando um vale na curva de demanda (carga) atendida pela geração centralizada. Ao fim do dia, com a interrupção da disponibilidade solar, a demanda residual (abatida da geração distribuída

solar) salta em intervalo de tempo reduzido. Essas rampas acentuadas demandam rápida resposta do sistema, sobretudo da geração centralizada – a principal fonte de flexibilidade atual.

Neste contexto, tornam-se estratégicos recursos de armazenamento ou estocagem (usinas hidrelétricas reversíveis, reservatórios hídricos e baterias), interconexão com outras regiões e mercados e maior resposta e gestão da demanda – geralmente considerada pouco sensível a variações instantâneas do preço da energia. Face às dificuldades de expandir a flexibilidade desses instrumentos alternativos – em consequência de restrições físicas, de custo ou de coordenação – aumenta a responsabilidade dos recursos de geração. Assim, a maior participação das ERV interfere na adequação dos recursos e impõe novos custos de modulação para tecnologias em geral com poucos graus de flexibilidade, comprometendo a remuneração de ativos em operação e o custo de manutenção de níveis pré-existentes de confiabilidade de suprimento.

Figura 2 - Duck Curve Observada na Califórnia



Fonte: CEC (2018)

A indústria das renováveis e uma ampla gama de estudos especializados buscam enfatizar externalidades positivas advindas de fontes renováveis não internalizadas em preços de mercado ou em custos marginais de operação otimizados (preços sombra). Em geral, enumeram-se vantagens supostamente exclusivas dessas fontes. Diversos estudos elencam atributos valorados em termos de custos (evitados) de oportunidade, agregados em forma de benefícios oculares não considerados (Brown, 2016).

Dentre as externalidades e benefícios comumente relacionados às ERV, destacam-se: (i) a substituição de combustíveis fósseis para atingir as metas de redução de emissões; (ii) a contribuição à segurança energética; (iii) a redução de perdas na transmissão e distribuição através da geração distribuída próxima à carga; (iv) a postergação de novos investimentos em capacidade centralizada e expansão da rede; (v) a geração de empregos (*green jobs*); (vi) a redução de impactos ambientais locais; (vii) a mitigação de pobreza energética; (viii) o incentivo à “indústria nascente” no país; e (ix) a redução de custos via economias de escala e curvas de aprendizado (Borenstein, 2012; Edenhofer et al., 2013; Brown, 2016).

Entretanto, todas as fontes estão sujeitas a custos de integração – ainda que negativos, ou seja, que se configurem como benefícios de integração –, de modo que o valor marginal da energia depende do grau de penetração e das características do sistema a que são introduzidas. Os custos de integração das fontes variáveis estão relacionados a: (i) custos de balanceamento para manter o equilíbrio instantâneo entre oferta e demanda (*balancing costs*); (ii) necessidade de investimentos e reforços nas redes

de transmissão e distribuição (*grid costs*); e (iii) adequação de recursos do sistema (*adequacy costs*) relativos ao equilíbrio dinâmico. Desta forma, a relação entre custo nivelado e preço não determina uma competitividade absoluta (e indeterminada) da fonte, mas sim relativa; ou seja, em um determinado sistema, uma tecnologia se revela competitiva para um dado preço e uma dada quantidade de energia (Ueckerdt et al., 2013).

A Agência Internacional de Energia já incorpora esta abordagem sistêmica em suas análises (IEA, 2018a). Em contexto de expansão das ERV, as políticas públicas e a regulação devem ser desenhadas de modo a considerar tanto benefícios, quanto custos de integração potenciais.

2.2. Geração Distribuída Solar

Panorama da geração distribuída

A geração distribuída fotovoltaica (GDFV) representou 40% de toda a capacidade instalada solar adicionada em 2018 no mundo (IEA, 2019b). A difusão da GDFV é impulsionada pela queda dos custos dos painéis solares e por políticas públicas e instrumentos de incentivos, a exemplo do *Net Metering*⁸ (NM), adotado em mais de 50 países (IRENA/IEA, 2018). Este mecanismo permite que os geradores distribuídos recebam créditos com a energia gerada excedente injetada na rede, a ser abatido do consumo futuro. Além do NM, existem outros mecanismos para valorar a energia gerada pela GDFV, como o “Net Billing” e o “Buy-all, Sell-all”. Os parâmetros dos mecanismos adotados são calibrados de distintas formas entre os países, sujeitando-se geralmente a ajustes periódicos.

8 Política que consiste de mecanismo de compensação de energia através do qual a cobrança ao consumidor considera consumo líquido da produção/injeção nas redes. Para referências, veja-se IEA/IRENA (2018).





Tabela 2 - Projeções da capacidade da geração distribuída fotovoltaica (GW)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2024 (acelerado)
Mundo	213	258	305	354	407	466	530	619
China	51	71	92	115	141	171	205	237
Estados Unidos	25	29	34	39	44	50	56	61
Europa	79	87	95	103	111	120	130	150
França	5	5	6	7	8	9	11	13
Alemanha	33	36	38	41	43	46	48	57
Itália	16	16	17	17	18	18	19	20
Holanda	4	5	7	8	10	11	13	16
Espanha	4	4	5	5	6	6	7	8
Ásia-Pacífico	50	60	71	81	92	102	112	139
Austrália	8	9	11	12	14	16	17	19
Índia	4	7	9	12	16	19	22	36
Japão	34	39	43	46	49	52	54	57
América do Sul e Central	1	2	2	3	4	5	7	8
Argentina	0	0	0	0	0	0	1	1
Brasil	0	1	1	2	3	4	5	5
Chile	0	0	0	0	0	0	1	1
Eurásia	1	3	4	5	5	6	6	7
África Subsaariana	1	1	1	2	2	2	3	4
Oriente Médio & Norte da África	2	2	3	3	4	4	5	9

Fonte: IEA (2019b)

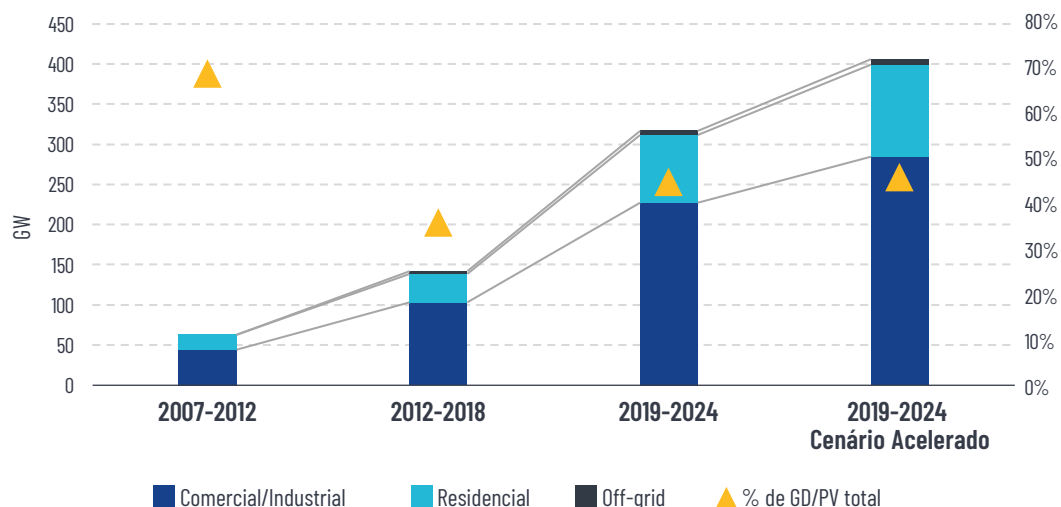
Os custos nivelados (LCOE) da GDFV já são inferiores às tarifas de energia do mercado de varejo em muitos países, principalmente quando não há subsídios à eletricidade. A título ilustrativo, a IEA (2019b) projeta redução de custos da geração solar entre 15 e 35% para 2024.

A elevação das tarifas também contribui para atratividade da GDFV, sobretudo em contexto de tarifas volumétricas; bem como a disponibilidade de crédito e a perspectiva de juros baixos. No Brasil, o tempo médio de retorno do investimento em GDFV para consumidores residenciais de baixa tensão foi reduzido de 13,1 anos em 2013 para 5,3 anos em 2019 (EPE, 2019a).

A Agência Internacional de Energia (IEA, 2019b) estima que a capacidade de energia renovável instalada no mundo aumente 50% até 2024, alcançando 3,7 TW. A solar deve ser responsável por quase 60% desta expansão, tornando-se a fonte com maior potência instalada em todo o mundo até 2040 (IEA, 2018a).

A IEA (2019b) projeta que a capacidade instalada global de GDFV salte de 213 GW em 2019 para cerca de 530 GW em 2024, ou 619 GW em cenário acelerado, impulsionado pelos setores comercial e industrial. Ao contrário do residencial, esses segmentos apresentam consumo coincidente com o horário de geração solar, ampliando benefícios para os sistemas elétricos.

Figura 3 – Expansão Acumulada da Geração Distribuída Solar (GW)



Fonte: IEA (2019b)

Atualmente, cinco países respondem por 75% da capacidade instalada de GDFV – China, Japão, Estados Unidos, Alemanha e Itália (Tabela 2). Já a participação da GDFV sobre a capacidade de solar FV total deve passar de 36% durante o período de 2012-2018 para 45% ao longo do período de 2019-2024 (Figura 3). Para o Brasil, a EPE (2019a) projeta potência instalada de 11,3 GW para 2029, frente aos 1,8 GW registrados em 2019.

Em 2018, a Europa registrou 37% do total da capacidade de GDFV instalada no mundo. Os países europeus com maior participação de geração solar distribuída (GDFV) na matriz elétrica são a Alemanha, Itália, França, Holanda e Espanha – que juntos representam cerca de 80% da capacidade instalada na Europa (IEA, 2019).

A geração distribuída no Brasil

A participação da geração distribuída na matriz elétrica brasileira atingiu 2 GW de potência instalada em dezembro de 2019, superando a previsão de 1,3 GW de potência instalada total de micro e mini-geração distribuída (MMGD) para o ano de 2019 (EPE, 2019a).

O crescimento exponencial da instalação de MMGD no Brasil foi possibilitado pela redução entre 40% e 80% dos custos de instalação para projetos de pequena escala (IEA, 2018a), somado às elevações das tarifas de eletricidade e políticas de incentivo, como o mecanismo de compensação da energia gerada (*net-metering*).

O mecanismo de incentivo adotado no Brasil é o *Net Metering*, que remunera a energia injetada na rede pela tarifa de varejo (*retail price*). Referido mecanismo foi definido a partir da Resolução Normativa nº 482/2012, quando foi permitido ao consumidor gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada, fornecendo o excedente para a rede de distribuição de sua localidade.

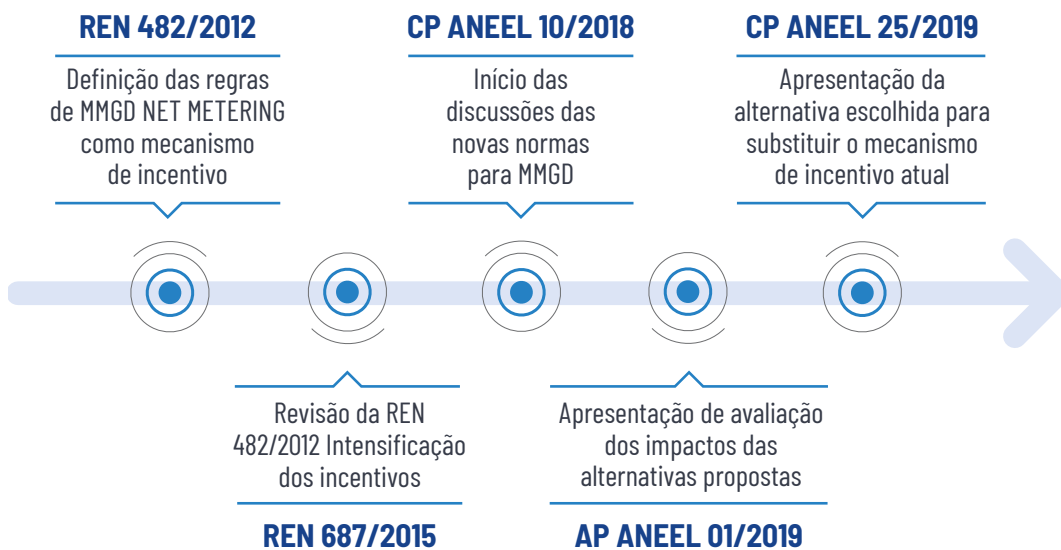
Dentre os objetivos motivadores estavam a promoção de benefícios como o adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, o baixo impacto ambiental, a redução no carregamento das redes, a minimização das perdas e a diversificação da matriz energética.

Em 2015, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 687/2015, elevando a potência limite de 1 MW para 5 MW (ou





Figura 4 - Linha do Tempo do Regulamento da Geração Distribuída no Brasil



Fonte: Elaboração Própria

3 MW para fontes hídricas) e instituindo a possibilidade de autoconsumo remoto (*virtual net metering*) e de consórcio de empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada. A Resolução também ampliou o prazo de validade para uso dos créditos de energia de 36 meses para 60 meses. Esta revisão possibilitou que a instalação de GD se tornasse ainda mais atrativa.

Conforme previsto pela REN 482/2012, a ANEEL abriu a Consulta Pública 10/2018 com o objetivo de iniciar as discussões de um novo regulamento para a MMGD. Ao apontar um crescimento da potência instalada cerca de 70% superior a projeção que a Diretoria da ANEEL utilizou para definir a data de revisão do regulamento, conclui-se pela necessidade de revisar a norma com foco no aspecto econômico.

A Audiência Pública 01/2019 apresenta a Análise de Impacto Regulatório (AIR), simulando os possíveis impactos causados pela substituição do atual sistema de compensação de energia elétrica, considerando as diferentes alternativas elencadas na CP nº10 de 2018. Em contexto de tarifas

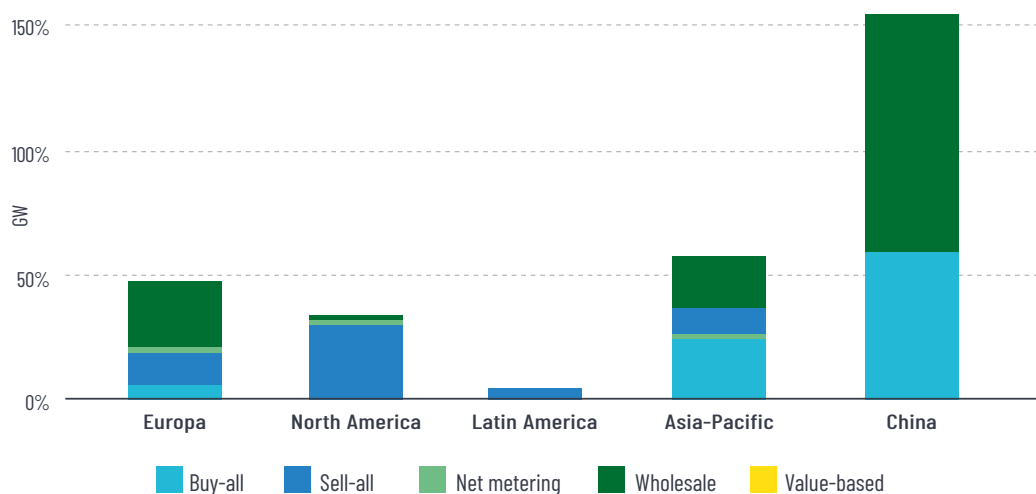
volumétricas e mecanismo de compensação que considera a tarifa integral do varejo, a posição da ANEEL é de que a manutenção do atual método de compensação implicará subsídios cruzados significativos entre prosumidores e consumidores desprovidos de geração distribuída.

A Agência abriu nova CP em 2019 (nº25/2019) com objetivo de apresentar a análise das contribuições da AP nº 01/2019 e colher subsídios para a elaboração das novas regras aplicáveis à MMGD. A partir de então, discussões intensas sobre o tema se intensificaram, dificultando o processo de redefinição das normas sob a esfera regulatória.

A geração distribuída no Europa

A inserção de geração distribuída na Europa está mais avançada, não somente pela maior participação na matriz elétrica, como também com políticas de incentivo mais adequadas, dado a reavaliação da necessidade de subsídios. A expansão acelerada foi resultante de diretivas emanadas da Comissão Europeia com trans-

Figura 5 - Mecanismos de Remuneração da Geração Distribuída Previstos para 2019-2024



Fonte: IEA, 2019

posição obrigatória para o direito nacional dos Estados-Membro e de generosos esquemas de incentivo. As *Feed-in-Tariffs* (FIT) aplicadas através do mecanismo *buy-all sell-all* variaram de 400 EUR/MWh a 500 EUR/MWh em 2006-07, depois diminuíram para 200 EUR/MWh a 250 EUR/MWh em 2011-12 (IEA, 2019b).

A tendência é que os incentivos sejam reduzidos e os países europeus adotem o mecanismo de compensação *buy-all sell-all*, com taxa de remuneração baseada no valor da energia, o que implica em compensação pela geração em excesso entre 20 e 80% abaixo da tarifa de varejo (IEA, 2019b). O *Council of European Energy Regulators* (CEER) argumenta que o uso do *Net Metering* como sistema de compensação deveria ser evitado, pois faz com que a rede exerça um papel de bateria (armazenamento) sem a devida remuneração e reduz a sensibilidade do consumidor a variação do custo da energia no tempo (CEER, 2016).

Dentre os países europeus analisados, apenas a Holanda adota a política de *NM* como sistema de compensação e utiliza a tarifa de varejo como taxa de remuneração da energia exportada para rede,

semelhante ao sistema adotado no Brasil. A principal diferença reside no fato de que os créditos de energia na Holanda devem ser consumidos em um mês, enquanto no Brasil este prazo é de 60 meses. Os demais países adotam o mecanismo baseado em autoconsumo em tempo real da energia, remunerando o prosumidor com uma taxa que reflete o valor real da energia.

A valoração do autoconsumo na Europa ganhou importância a partir dos aumentos dos preços da eletricidade e também da “*EU Renewable Energy Directive* (2018/2001)”, que tem como objetivo criar um ambiente mais favorável para o autoconsumo ao requerer que os países membros da União Europeia removam as barreiras da regulação e de financiamento ao autoconsumo de eletricidade renovável.

A previsão é que ao longo do período de 2019-2024 o crescimento da capacidade instalada residencial seja liderado pela Holanda, seguido por Alemanha, Itália, Bélgica, Espanha e França (IEA, 2019b). No segmento comercial, o aumento da capacidade instalada neste mesmo período deve ser de cerca de 37 GW, com Alemanha, França, Holanda, Espanha, Polônia e Itália respondendo por 80% do crescimento.



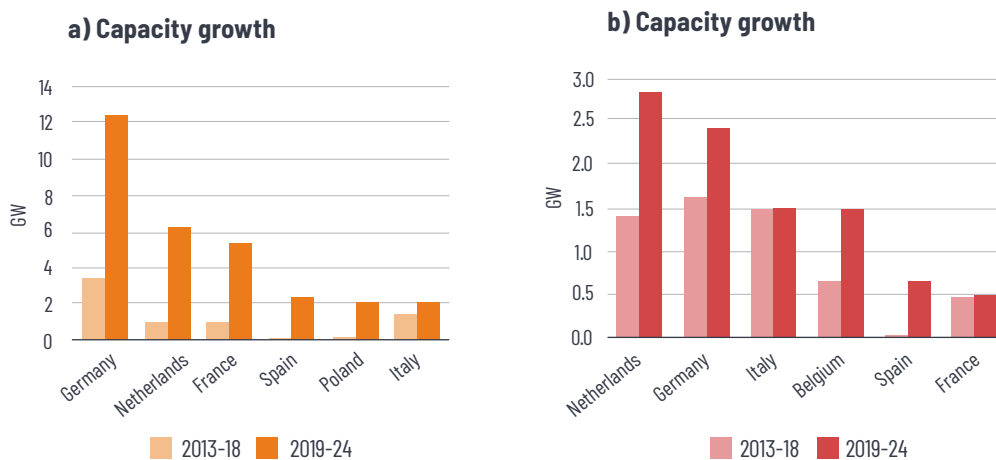


Tabela 3 - Políticas Atuais de Remuneração da Energia Gerada Através de Geração Distribuída Solar na Europa

País	Buy-all Sell-all	Net Metering		Real-time self-consumption models	
		Energy Accounting	Remuneration of grid exports beyond energy accounting	Energy Accounting	Remuneration of grid exports beyond energy accounting
Alemanha		N	N/A	S - tempo real	Value-based
França	S	N	N/A	S - tempo real	Value-based
Espanha	N	N	N/A	S - tempo real	Value-based ou Wholesale
Holanda	N	S - Mensal	Retail	N	N/A
Reino Unido	N	N	N/A	S	Value-based
Suécia	N	N	N/A	S - tempo real	Value-based
Dinamarca	N	N	N/A	S - tempo real	Value-based
Itália	N	N	N/A	S	Value-based

Fonte: IEA (2019b)

Figura 6 - Crescimento da Capacidade Instalada de Geração Distribuída Solar - Comercial (a) e Residencial (b)

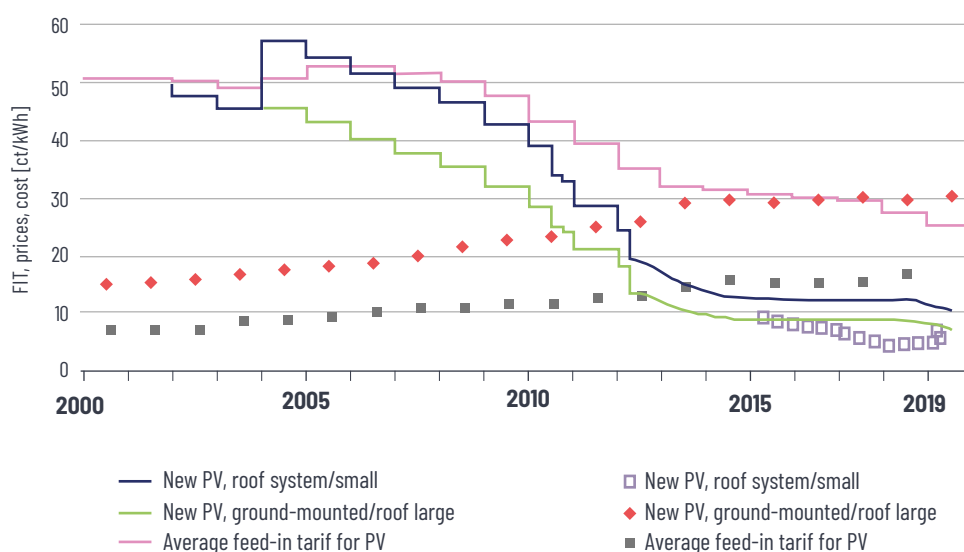


Fonte: IEA (2019b)

Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA), a capacidade fotovoltaica comercial da Alemanha deve crescer quase pela metade no período de 2019-2024. Esse crescimento é possibilitado pelo elevado custo das tarifas de eletricidade e redução dos custos de instalação de GDFV. Um terço deste aumento deve ocorrer em empreendimentos menores (<100 kW) e o restante em empreendimentos comerciais maiores (>100 kW).

Criado em 2014 e revisado em 2017, o *Renewable Energy Sources Act* (EEG), foi o elemento chave no crescimento da participação das energias renováveis na matriz elétrica alemã. As reformas no EEG foram motivadas por complicações decorrentes de elevados níveis de penetração de renováveis e aumentos constantes das tarifas de eletricidade, dado que o financiamento da FIT é realizado pelos demais consumidores (subsídio cruzado) (NREL,

Figura 7 - Evolução das Tarifas, FIT e Custos



Fonte: Fraunhofer ISE (2020)

2017). Desde a sua implantação, as tarifas de remuneração da energia fotovoltaicas foram reduzidas mais rapidamente do que qualquer outra fonte de energia renovável. nos últimos 15 anos – aproximadamente 80% para pequenas instalações na cobertura e 90% para sistemas de tamanho médio (Fraunhofer ISE, 2020).

A partir da revisão de 2017, para instalações com até 100 kW, a remuneração seria através do sistema *feed-in-tariffs*. Já para empreendimentos com capacidade instalada superior, a energia deve ser comercializada diretamente no mercado. Inicialmente estava previsto que ao atingir o patamar de 52 GW de capacidade instalada de PV, os incentivos seriam eliminados. O *Climate Action Programme 2030* determinou um aumento do limite, estendendo o tempo de apoio, contribuindo para uma previsão mais otimista de expansão; entretanto, em 2018, foi aprovada a revisão mais recente do mecanismo de incentivo, o qual reduziu ainda mais as taxas de remuneração entre 2019 e 2024 (IEA, 2019b).

A previsão da Agência Internacional de Energia (IEA, 2019b) é que a capaci-

dade fotovoltaica residencial na Holanda mais do que duplique no período de 2019-2024, pois o uso do *NM* somado aos incentivos fiscais resulta em uma economia potencial atraente para os consumidores que instalem GD. O *NM* foi inserido pelo governo holandês em 2004, através de alterações na Lei da Eletricidade de 1998. O limite inicial era para instalações com até 3000 kWh/ano de eletricidade, em 2011 o limite foi expandido para 5000 kWh e em 2012 o limite foi abolido (Londo et al., 2020). A previsão para o término do uso deste mecanismo inicialmente era 2020, entretanto, ficou determinada a prolongação do *Net Metering* até 2023, quando o mecanismo de compensação será reduzido gradualmente.

Assim como no Brasil, a utilização do *NM* passou a ter sua eficiência questionada, tendo em vista fatores como: (i) redução dos custos de instalação; (ii) perdas na arrecadação fiscal do governo; e (iii) ausência de incentivo ao autoconsumo, dado que a rede tem papel de armazenamento com custo zero, não reduzindo a capacidade necessária da rede (Londo et al., 2020).





2.3. Recursos de Flexibilidade para Transição Elétrica

Para fazer frente aos desafios de integração de energias variáveis (não-controláveis) e recursos distribuídos, a Agência Internacional de Energia (IEA, 2014 e 2018a) enfatiza a importância da provisão de flexibilidade nos sistemas em transformação. Dentre os potenciais recursos sistema, destacam-se: flexibilidade do parque gerador (*flexible generation*); resposta da demanda (*demand-side flexibility*); interconexão (*improving grids*); e estocagem (*storing energy*). A Figura 8 relaciona os recursos de flexibilidade à localização na rede (centralizado *versus* distribuído) e à agilidade e duração da capacidade de resposta – de segundos, para regulação de frequência, a meses, para regularização de sazonalidade.

A maior flexibilidade do parque gerador (*flexible generation*), com menor participação de tecnologias inflexíveis, acomoda a maior variabilidade das ERV, mitigando as restrições à arbitragem temporal. Não apenas a oferta, mas todos os demais recursos do sistema devem responder aos custos da variabilidade temporal. A demanda deve responder aos sinais de variabilidade e escassez instantâneos (*demand response*), através de redes inteligentes e automação, reduzindo as três dimensões de heterogeneidades – temporal, espacial (com preços locais) e de intervalo de entrega, ao reagir às condições momentâneas dos recursos disponíveis. A resposta da demanda pode ser coordenada via micro-redes (*microgrids*) para agregar recursos locais, constituindo plantas de geração virtuais interligadas à rede (*virtual power plants*).

As próprias ERV devem adotar tecnologias ou práticas que internalizem os custos da variabilidade impostos ao sistema. Por exemplo, os painéis solares podem ser instalados com inversores inteligentes capa-

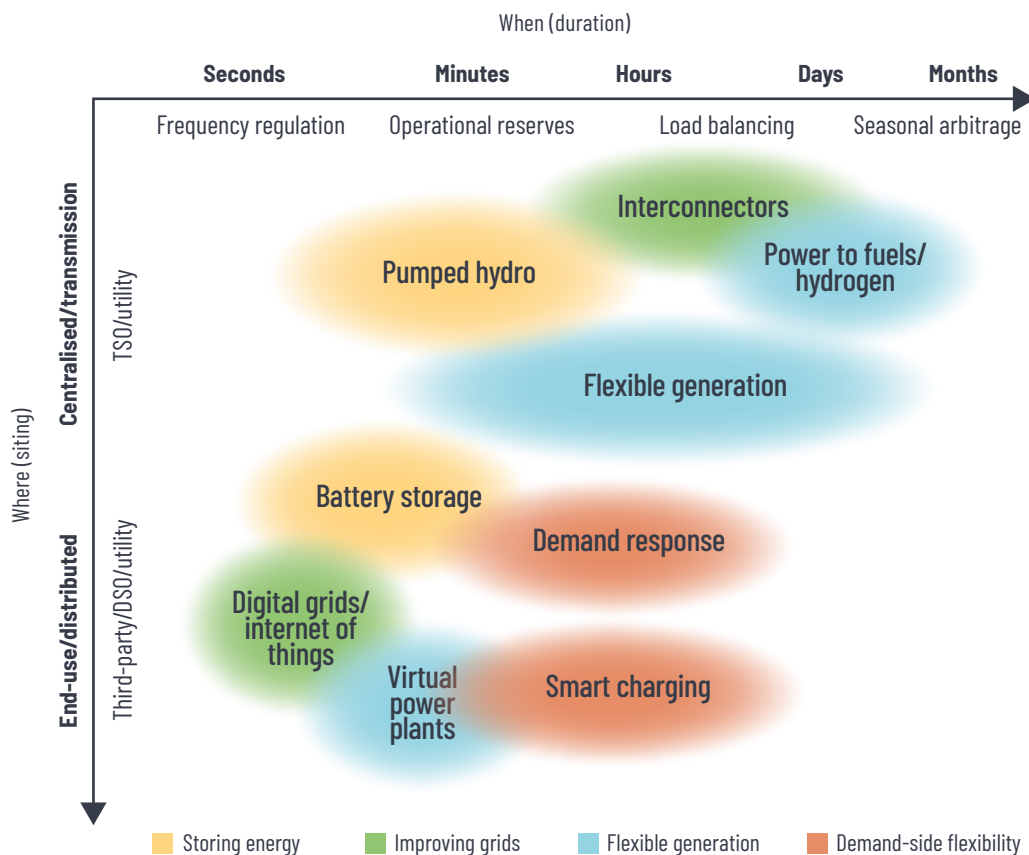
zes de prover inércia ao sistema, reduzindo o impacto no controle de frequência. Inovações tecnológicas também reduzem a variabilidade, como exemplo de aprimoramentos nas turbinas e pás eólicas que permitem aproveitar ventos constantes com menor velocidade (IEA, 2019a).

O aumento da interconexão com outras regiões e mercados (*interconnectors*) reduz as restrições de transmissão, reduzindo o grau de variação da demanda residual. Já os reforços e aprimoramentos da rede de distribuição (*digital grids/internet of things*) facilitam a penetração de recursos distribuídos com fluxos multidirecionais, ampliando a arbitragem no espaço e reduzindo custos de integração relacionados à rede.

A eletricidade pode ser estocada direta ou indiretamente de diversas formas – através de energia química (bateria, hidrogênio), energia cinética (*flywheel*) ou energia potencial (usinas reversíveis, ou *pumped hydro storage* – PHS). A estocagem (*pumped hydro/battery storage*) também reduz a variabilidade temporal e os efeitos da imprevisibilidade da disponibilidade das fontes (intervalo de entrega), além de capturar a sobre oferta em momentos de abundância. Dependendo da sua localização na rede (se concentrada ou distribuída), a armazenagem pode ainda reduzir as restrições locais.

As usinas reversíveis são responsáveis pela quase totalidade do armazenamento de eletricidade, com 153 GW instalados, o que corresponde a 2% da capacidade instalada no mundo (IEA, 2018a). As demais tecnologias somam 4 GW instalados, com crescimento exponencial de baterias de lítio. A Agência Internacional de Energia projeta a expansão de 26 GW de PHS (70% na China) e 22 GW de baterias (IEA, 2019b) até 2023. Baterias em pequena escala já são responsáveis por 45% da capacidade adicionada, reforçando a tendência de descentralização.

Figura 8 - Recursos de Flexibilidade



Fonte: IEA (2018a).

A capacidade de armazenamento reportada (153 GW no mundo) desconsidera as hidrelétricas com reservatórios. Tal inventário se justifica pelo fato de que em geral a literatura não considera os reservatórios hidrelétricos não associados a usinas reversíveis como fonte explícita de estocagem (IEA, 2018a; Newbery, 2018). Newbery (2018) estima que os reservatórios hídricos contêm energia superior a duas mil vezes o volume contido nas usinas de bombeamento.

A água retida nos reservatórios hidrelétricos brasileiros corresponde a 212 TWh. Com mais de 100 GW de potência hidrelétrica instalada, a energia armazenada não é utilizada como estoque propriamente, pois é administrada para regularizar a elevada variabilidade hidrológica das afluen-

cias tropicais e prover energia sujeita a otimização intertemporal dos recursos.

A Noruega possui sozinha quase a metade da capacidade de armazenamento hídrico da Europa, com reservatórios hidrelétricos correspondentes a cerca de 85 TWh. Com pouco mais de 30 GW de potência hidrelétrica instalada, o país nórdico dispõe de mais de mil reservatórios hidrelétricos entre suas montanhas e vales, se beneficiando de limitada evaporação ou sedimentação, problemas recorrentes no Brasil. Já no volume restante, de 90 TWh, se destacam Suécia (34 TWh), Espanha (18 TWh), França (10 TWh), Suíça (8 TWh), Itália (8 TWh) e Finlândia (5 TWh)⁹.

Veículos elétricos poderão prover futuramente armazenamento indireto

9 Para referências, veja-se Graaback et al (2017).





significativo, além de também contribuírem com rápido controle de frequência (serviço ancilar), alterando a sua taxa de carregamento (*smart charging*). Assim, os veículos elétricos se constituem em recursos energéticos distribuídos, agregando estocagem, administrando a demanda e provendo serviços de flexibilidade para controle de frequência. A abundância de energia futura com reduzido custo marginal propiciada pelas ERV pode ainda deslançar outras tecnologias capazes de prover armazenamento e flexibilidade, como utilização do hidrogênio para combustível (*power to fuels/hydrogen*).

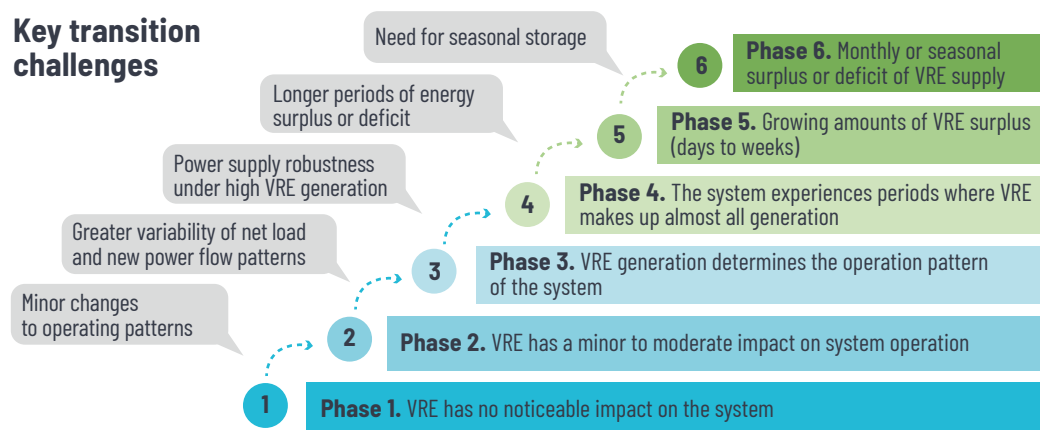
A Agência Internacional de Energia categoriza a inserção das ERV nos sistemas elétricos em seis fases distintas em função do grau de penetração das fontes e características dos sistemas. A classificação das fases inclui a identificação de desafios específicos de integração (Figura 9). São as seguintes as fases:

- A primeira fase representa a implantação inicial e marginal das ERV nos sistemas, sem impactos perceptíveis ou mesmo com benefícios pela correlação positiva com a carga.
- Na segunda fase, a penetração (de 5% a 10% da geração) começa a ter

impactos moderados com diferenças entre a carga e a carga residual. A maior parte dos países se localizam entre essas duas fases embrionárias.

- Na terceira fase, a geração das ERV (acima de 10%) impacta significativamente a operação dos sistemas, tornando a provisão de flexibilidade relevante para a manutenção de confiabilidade preexistente. Dentre sistemas que já estariam nessa etapa (Gráfico 9), a IEA identifica principalmente a Alemanha, Itália, Reino Unido, Uruguai, Califórnia e Japão (subsistema de Kyushu).
- Na quarta fase, as ERV começam a dominar a geração durante períodos específicos, o que requer opções robustas de flexibilidade para garantir a estabilidade do sistema, demandando aprimoramentos operacionais e regulatórios. Já estariam nesta fase a Dinamarca, o sul da Austrália e a Irlanda.
- Na quinta fase, a geração das ERV começa a exceder frequentemente a demanda total de dias ou semanas (demanda residual negativa), suprimindo momentaneamente a demanda instantânea por alguns períodos. A

Figura 9 - Desafios e Diferentes Fases de Integração das ERV nos Sistemas



Fonte: IEA (2018a).

capacidade adicional de ERV perde valor com a possibilidade de não aproveitamento recorrente (*curtailment*), o que demanda provisão de flexibilidade capaz de expandir a interconexão com outras áreas e mercados, ampliar o armazenamento e direcionar a demanda para períodos de sobre oferta, tornado estratégica a eletrificação de outros usos como transporte e aquecimento.

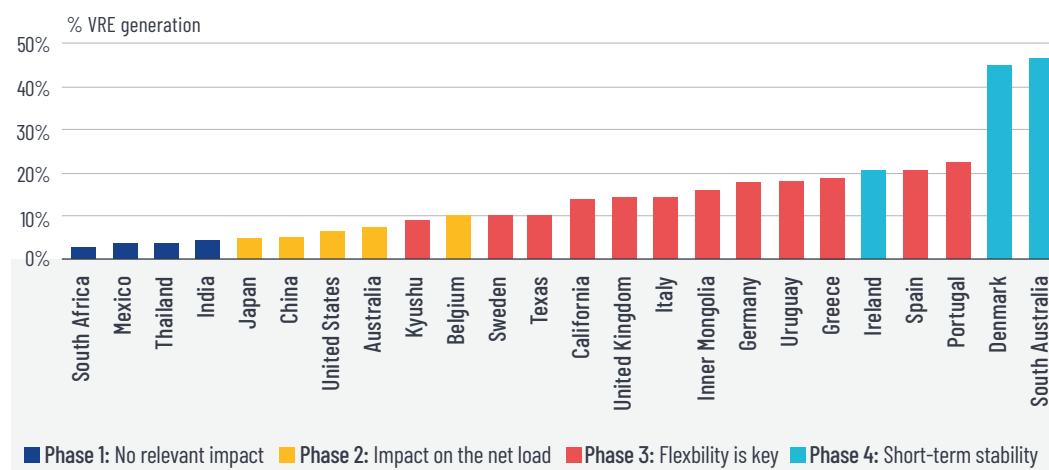
- A sexta fase é marcada por superávits ou déficits sazonais de geração das ERV por períodos prolongados, tornando essencial a estocagem sazonal (plurianual) e possivelmente a utilização de combustíveis sintéticos como o hidrogênio. Por voltar-se apenas para as ERV, a Agência não identifica países ou regiões com sistemas que já estejam nessas duas últimas fases. Entretanto, a variabilidade da hidrologia tropical brasileira e a capacidade já existente dos reservatórios hidrelétricos posicionaria o país nessa dimensão, em que se verificam déficits ou superávits mensais ou anuais e se necessita de reserva sazonal para prover a sazonalidade requerida.

A Figura 10 correlaciona recursos específicos de cada fonte de flexibilidade – geração (*power plants*), rede (*grids*), resposta da demanda (*demand side response – DSR*) e estocagem (*storage*) – às seis fases de integração das ERV, além de apontar aprimoramentos à regulação e ao desenho de mercado (*regulations and markets*) para facilitar a transição entre as fases.

A transição para fases iniciais de integração requer o aproveitamento de recursos de flexibilidade já existentes, promovendo o *retrofit* de plantas já instaladas, reforços na rede de distribuição e de interconexão, resposta da demanda de grandes consumidores (indústria) e expansão de tecnologias já dominadas, como usinas reversíveis para estocagem. A previsão da disponibilidade das ERV deve ser aprimorada e mercados efetivos de curto prazo devem ser instituídos, favorecendo as transações entre sistemas vizinhos.

A transição para fases intermediárias requer provisão de flexibilidade das próprias ERV e plantas despacháveis com *design* específico para maior variabilidade; digitalização da rede e utilização de medição e dispositivos inteligentes; extensão da resposta da demanda para consumidores comerciais e residenciais; utilização de bate-

Gráfico 9 - Classificação de Países por Impactos e Fases de Integração das ERV

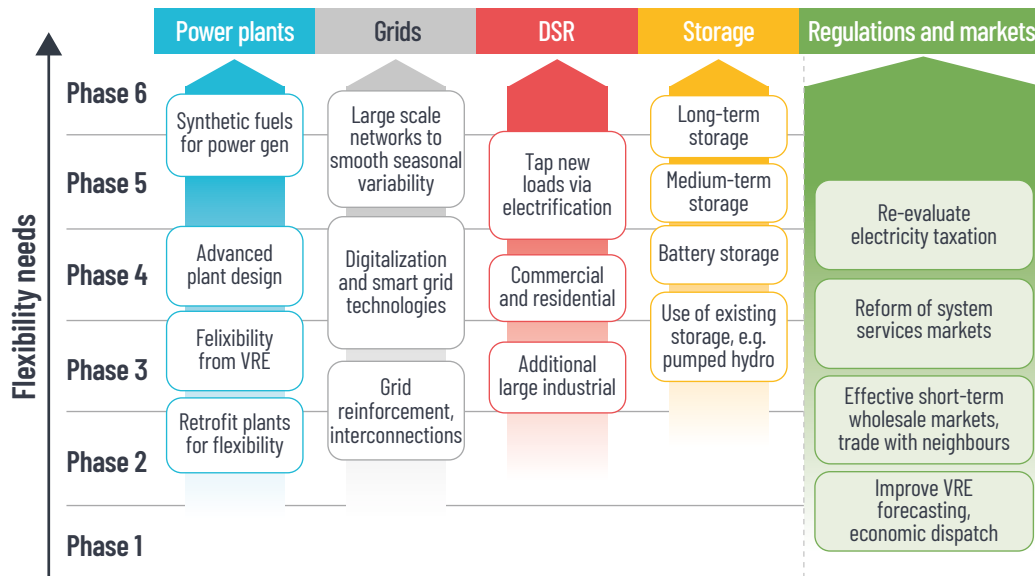


Fonte: IEA (2018d).





Figura 10 - Recursos de Flexibilidade em Função das Fases de Integração



Fonte: IEA (2018a).

rias para estocagem; e aprimoramentos regulatórios para remuneração de novos recursos e serviços. Já a transição para fases superiores de integração demanda provisão de flexibilidade por novos recursos como geração com combustíveis sintéticos (hidrogênio); interconexão ampla de regiões com padrões de disponibilidade de recursos distintas, para suavizar a variabilidade sazonal (*smooth effect*); eletrificação de outros usos finais, como transporte; estocagem sazonal de médio e longo prazo; e reavaliação da estrutura de incentivos, em termos tributários e de subsídios.

A taxa de interrupção forçada da geração de ERV (*curtailment*) é um dos principais indícios de falta de flexibilidade nos sistemas, por razões técnicas ou regulatórias. No Texas (ERCOT), a taxa de *curtailment* declinou de 20% em 2009 para menos de 2% em 2017, em resposta a investimentos em transmissão sinalizados por alta resolução de precificação granular no tempo e no espaço (IEA, 2018a).

Atualmente, a principal fonte de flexibilidade nos sistemas está no parque gera-

dor, que acomoda a variação da carga residual frente à restrita exposição da demanda a variações instantâneas de preço e às limitações de estocagem e interconexão. A flexibilidade técnica das plantas de geração está relacionada (i) à capacidade e rapidez de resposta (modulação) para aumentar ou diminuir a geração; (ii) à habilidade e rapidez de reduzir e manter constante a geração; (iii) ao tempo necessário para entrar em operação; e (iv) ao tempo mínimo de permanência uma vez que a planta entre ou saia de operação (IEA, 2018c).

As hidrelétricas e térmicas a gás natural são as provedoras tradicionais de flexibilidade pelo lado da oferta nos sistemas, contribuindo com confiabilidade e resiliência da rede através de serviços ancilares de regulação de frequência e reserva girantes (*spinning reserves*). A taxa média de alteração horária da potência gerada por hidrelétricas é geralmente superior à de térmicas a gás, embora a geração hidráulica se depare frequentemente com restrições de operação relacionadas a múltiplos usos dos reservatórios e requerimento de

vazão (turbinada) mínima. Por este motivo, as usinas termelétricas a gás podem acompanhar com mais frequência as variações da carga residual do que as hidrelétricas, como se verifica nos Estados Unidos. A exceção norte-americana é a Califórnia, cuja elevada penetração das ERV demanda também a flexibilidade latente da geração hídrica (Uría-Martínez et al., 2017).

2.4. Papel da Hidroeletricidade

Panorama e peculiaridades do sistema elétrico brasileiro

No contexto e transição energética em curso, com inserção massiva de energias renováveis variáveis e recursos distribuídos, o Brasil desponta como caso emblemático. Com matriz renovável, ampla capacidade de interconexão, predominância hidrelétrica e reservatórios de regularização e armazenagem de energia, o sistema brasileiro é dotado de elevada flexibilidade. A variabilidade de fonte renovável não controlável (geração hidrelétrica) foi enfrentada ao longo do desenvolvimento do sistema hidrelétrico brasileiro e manejada através de reservatórios e interconexão.

A matriz elétrica é preponderantemente renovável, com 86% da capacidade instalada de fontes renováveis. O parque de geração de energia elétrica registra, em janeiro de 2020, 170 GW de capacidade instalada, dos quais 67% hidrelétrica, 22% termelétrica, 9% eólica e 2% solar fotovoltaica. Os combustíveis para geração termelétrica se dividem entre gás natural (40%), biomassa (35%), óleo e diesel (11%), carvão (8%) e nuclear (5%) (CCEE, 2020).

A participação hidrelétrica ainda é preponderante e os reservatórios (70% no Sudeste/Centro-Oeste) conferem reserva de 212 TWh de energia, equivalente a pouco mais de quatro meses da carga anual.

A oferta de recursos renováveis variáveis conta com elevada complementariedade, já que a disponibilidade da energia eólica e de biomassa de cana de açúcar é maior no período hidrológico seco, entre abril e outubro.

Além do parque de produção diversificado, o país conta com vasto grid de alta tensão – o Sistema Interligado Nacional (SIN). Objeto de grandes volumes de investimento, o SIN interconecta praticamente todo o território continental do país, viabilizando o intercâmbio eletro-energético entre as diferentes regiões – Sul, Sudeste/Centro-oeste, Nordeste e Norte.

Ainda que tenha sido capaz de atrair grandes investimentos em produção e redes de eletricidade, o país apresenta consumo *per capita* reduzido de 2.525 kWh/hab (EPE, 2019a). Ademais, o consumo de energia do SIN está estagnado em torno de 65 GW médios desde 2014, acompanhando a crise econômica. Por sua vez, a demanda máxima instantânea anual do SIN atingiu seu recorde histórico em janeiro de 2019, superando 90 GW, refletindo o crescente consumo na ponta da demanda no verão em resposta a temperaturas elevadas. A maior demanda por potência aponta para um novo paradigma no sistema brasileiro.

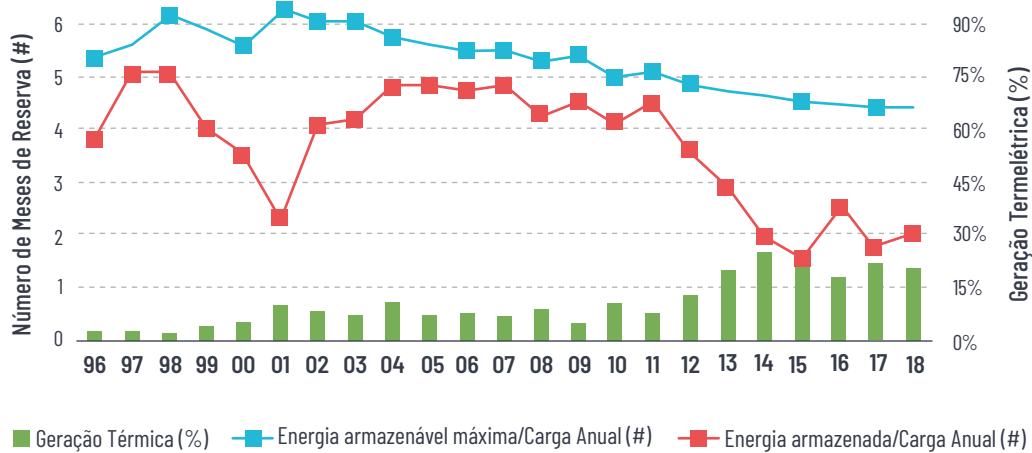
A participação hídrica alcança 80% da geração de todo o SIN nos períodos úmidos (verão), podendo reduzir para quase 60% nos períodos secos em anos com hidrologia desfavorável. Esta maior amplitude da geração hídrica é novidade no sistema brasileiro, já que os reservatórios se encarregavam de regularizar as aflúncias, suavizando as variações da geração hidráulica.

A tendência, no entanto, é de perda gradual da capacidade de regularização dos reservatórios, o que se traduz em menor relação entre reserva e meses de carga, como ilustra o Gráfico 10. Desde os





Gráfico 10 - Perda de Regularização dos Reservatórios Hídricos no Brasil



Fonte: Elaboração própria com dados do ONS

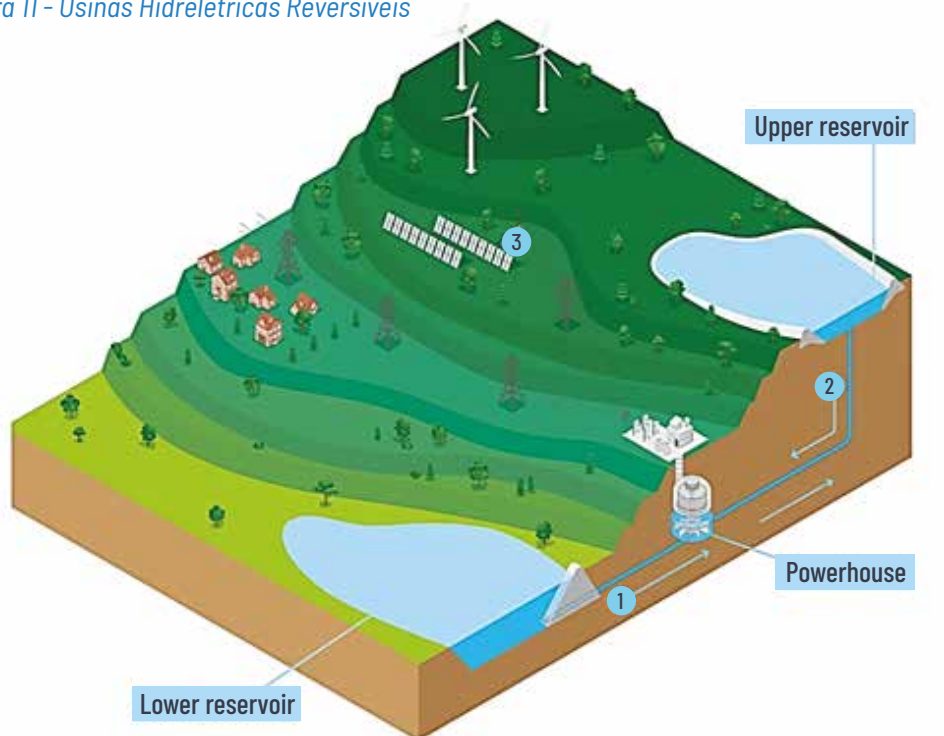
anos 2000 se observa queda constante da razão entre energia máxima armazenável nos reservatórios e a carga anual, reduzindo de seis meses para cerca de quatro meses atualmente. A relação entre a energia efetivamente armazenada nos reservatórios e a carga anual aponta a necessidade de complementação de outras fontes. Enquanto a crise em 2001 resultou em racionamento de energia, o mesmo patamar de reserva hídrica registrado nos últimos anos foi suportado por maior geração complementar à hidrelétrica, sobretudo de térmicas a gás.

O maior deplecionamento anual dos reservatórios hídricos reflete uma mudança estrutural do sistema em transformação – decorrente das restrições à expansão de novas hidrelétricas com reservatórios de armazenagem, aumento da sazonalidade hídrica pela maior participação de usinas a fio d’água, crescente participação de fontes variáveis e expectativa de aumento da carga no longo prazo –, demandando maior complementação das demais fontes para suprir a demanda: tanto para gerar energia e prover flexibilidade para acomodar as variações da oferta renovável variável, quanto para atender a ponta da demanda no verão.

Importância das centrais reversíveis para provisão de flexibilidade e a oportunidade para reconfiguração e repotenciação do parque hidrelétrico brasileiro

As centrais hidrelétricas apresentam capacidade significativa de modulação da sua produção, dada a capacidade de armazenamento de água que apresentam, o que é muito importante para integração bem-sucedida da produção de eletricidade com origem em fontes renováveis com características de variabilidade temporal. Estas centrais podem apresentar, em alguns casos, uma característica de reversibilidade, funcionando ora em modo bomba – bombeando água do reservatório inferior para o superior em períodos em que existe excesso de produção renovável (como é o caso da produção eólica durante os períodos noturnos e a produção solar fotovoltaica durante o período diurno) –, ora turbinando água nos períodos de maior consumo. Desta forma, obtém-se capacidade de modulação acrescida para o parque gerador, fundamental para operar um sistema elétrico com grandes volumes de produção eólica e solar fotovoltaica (Figura 11).

Figura 11 - Usinas Hidrelétricas Reversíveis



- 1 During periods of low demand reflected by lower prices, renewable energy such as wind and solar is used to pump water uphill.
- 2 When demand increases, water from the upper reservoir runs downhill through the turbines to produce electricity.
- 3 Pumped storage combined with variable renewable energy can provide reliable, dispatchable and low carbon electricity to domestic and industrial consumers.

Fonte: IHA (2018)

Acresce ainda que as centrais hidroelétricas reversíveis, desde que adotem soluções tecnológicas avançadas, apresentam atualmente uma capacidade de resposta muito rápida, podendo fazer face a rampas de produção ou bombagem que são muito importantes para acomodar a variabilidade da produção renovável, bem como variações de consumo.

No âmbito do Programa Diálogos, destaca-se o aprendizado da experiência de usinas reversíveis em Portugal. O aumento da capacidade de bombagem hidroelétrica naquele país é seguramente uma das razões do sucesso da operação com grandes volumes de produção eólica, tendo o sistema produtor português operado várias centenas de horas nos últimos anos exclusivamente com produção de origem renovável (eólica, solar PV, hidroelétrica e biomassas).

Em 2016 ocorreu inclusivamente um período de quatro dias consecutivos em que o sistema operou sem qualquer central térmica em serviço, tendo ainda exportado os excessos de produção para Espanha.

O Brasil apresenta uma capacidade instalada de produção hidroelétrica muito relevante, com significativos reservatórios hídricos; porém, não dispõem de de centrais reversíveis. Algumas centrais com barragens podem ser reconfiguradas para incluir capacidade de bombagem. O desenvolvimento da solução de utilizar centrais hidroelétricas com bombagem pode ser conseguido a partir da reconfiguração/repotenciação de algumas centrais já existentes, à semelhança do se tem feito em Portugal nos últimos 20 anos.

Tendo em conta o previsível aumento da produção eólica e solar PV durante os pró-





ximos anos no Brasil, recomenda-se adotar uma política de repotenciação de algumas centrais hidroelétrica de modo a apresentarem uma característica de reversibilidade, o que iria permitir maximizar a integração da produção de origem renovável garantindo segurança de exploração adequada.

Frente à possibilidade de expansão de centrais hidrelétricas reversíveis, questiona-se a eficiência da expansão alternativa de centrais a gás natural de ciclo combinado para fazer face à variabilidade da produção renovável sob o ponto de vista técnico, energético econômico. Estas centrais apresentam custos marginais de operação significativos, são fonte de emissão de CO2 e não apresentam a flexibilidade de exploração que pode ser obtida com as centrais hidroelétricas reversíveis de nova geração, o que é uma característica importante para fazer face à variabilidade dos recursos renováveis. Ao avaliar as escolhas estratégicas disponíveis para o Brasil em um quadro de aumento esperado da disponibilidade de gás natural proveniente principalmente da camada do Pré-Sal, cabe avaliar a alternativa de destinar parte do gás natural que seria queimado nas centrais de ciclo combinado para outros segmentos de consumo ou mesmo ser exportado, contribuindo para a melhora da balança comercial Brasileira.

Tal opção é possibilitada por uma reconfiguração do expressivo parque hidrelétrico com que conta o Brasil de modo a incorporar maior participação de usinas reversíveis e também repotenciações. A desejabilidade e viabilidade econômica de uma tal arquitetura – mais sustentável do ponto de vista econômico, social e ambiental e também mais alinhada com a transformação experimentada pela indústria em âmbito mundial – depende de mudanças na governança e de uma maior proeminência de mecanismos de mercado no setor elétrico no Brasil. A títu-

lo ilustrativo, diferenciais de preços que decorrem de um aumento da granularidade são fundamentais para gerar incentivos para a implantação de centrais reversíveis. Os preços horários que estão em fase de implantação no âmbito da reforma do setor elétrico são parte essencial desse processo. Urge perseverar nessa direção.

Segundo estimativas da Associação Internacional de Hidroeletricidade, mais da metade da capacidade hidrelétrica instalada atual deverá passar por repotenciação ou modernização até 2030, alcançando todo o parque até 2050 (IHA, 2018).

Apesar de contar com vasto parque hidrelétrico, em grande parte amortizado, o Brasil registra poucos investimentos em ações de repotenciação e melhorias de suas usinas, com reduzidos esforços para obtenção de eficiência na conversão energética e incremento da capacidade instalada (EPE, 2019b).

Dentre o universo atual do parque hidrelétrico (115 GW), cerca de 50 GW referem-se a usinas com potência superior a 100 GW, vida operativa maior que 25 anos e que ainda não passaram por processo de efficientização, totalizando cerca de 50 usinas. Considerando apenas essas usinas, estudo da EPE (2019b) aponta ganhos energéticos com repotenciação, incorporando ganhos sinérgicos da operação centralizada do sistema, da ordem de 441 MW médios de energia firme. O estudo aponta a possibilidade de repotenciação com expansão de até 20% da potência atual das usinas (10 GW) e também identifica a recuperação potencial de ampliação de algumas usinas instaladas da ordem de 7,2 GW.

Estudo de inventário de potenciais para implantação de usinas reversíveis foram realizados pela Eletrobras e pela CESP na década de 1980. Recentemente, a EPE (2019c) retomou a reavaliação de potenciais para implantação usinas rever-

síveis no Brasil, com foco preliminar estado do Rio de Janeiro. O estudo apontou o potencial de quinze novas usinas, totalizando 21 GW de capacidade instalada.

2.5. Renovação de Concessões no Setor Elétrico

A concessão constitui instrumento jurídico-econômico primordial em muitos países para permitir a exploração de recursos e atividades em diferentes setores de infraestrutura. A outorga possibilita a participação de mais atores, sobretudo de capital privado, em áreas historicamente sujeitas à atuação de monopólios verticalizados, geralmente restritos à esfera pública. A abertura permite que agentes habilitados persigam maior eficiência na operação e expansão dos serviços.

A disputa pela outorga se revela elemento central para promover, por meio da contestabilidade, a seleção de agentes mais capazes e aptos a prover bens e serviços nos diferentes setores e seus segmentos. Esse é o caso da competição pelo mercado em segmentos não-competitivos (caso dos monopólios naturais), com competição restrita à entrada (através de leilões) ou para atribuição do direito de uso de bem público (Kerf et al., 1998; Guasch, 2004). Também se incluem nesse contexto potenciais hidrelétricos, cuja concessão pode estar associada à obtenção de contratos de longo prazo de energia (PPA).

Renovação de Concessões na União Europeia

Como já reportado no presente documento, as reformas liberalizantes da década de 1990 tiveram grande impacto tanto na Europa, quanto no Brasil – ainda que o aprofundamento neste país tenha sido interrompido pelas crises do início do sécu-

lo XXI. Referidas reformas incluem entrada nos segmentos que admitem competição e (livre) acesso às redes.

Na União Europeia, as Diretrizes a serem seguidas pelos Estados-Membros têm por objetivo introduzir a competição em todos os segmentos do setor elétrico, promovendo integração energética; entretanto, o setor elétrico na Europa ainda é marcado por baixa abertura entre os países, tendo em vista a reduzida integração dos sistemas, o que compromete o acesso físico aos diferentes mercados regionais.

A Comissão Europeia busca garantir igualdade de condições de acesso às outorgas entre todos os agentes, forçando a licitação com transparência nos processos competitivos de atribuição. Sob esta perspectiva, a renovação de outorgas vigentes poderia constituir barreira à contestabilidade e abertura ambicionadas pela Comissão Europeia. No entanto, os Estados-Membros são resistentes a abertura sem reciprocidade dos demais, pois consideram que o acesso assimétrico aos recursos pode desfavorecer as empresas nacionais – cujo capital não permanece, necessariamente, sob controle do Estado ou de grupos privados nacionais. Este receio é particularmente verificado na exploração de potenciais hídricos (Dutra & Engler, 2019).

A hidroeletricidade é a principal fonte renovável na União Europeia e a sua exploração é estratégica para a transição em curso e a união energética entre os Estados-Membros, favorecendo a inserção de outras fontes renováveis na matriz – com objetivo de suprir ao menos 27% do consumo até 2030 –, e garantir energia segura, sustentável e acessível a todos, nos termos do Clean Energy for All Europeans.

A exploração da energia hidrelétrica é outorgada entre os Estados-Membros através de concessão ou autorização. A autorização é conferida a interessado em explorar a atividade, geralmente sem defi-





nir regras ou obrigações sobre provisão de serviços públicos. Por este motivo, as autorizações para hidroeletricidade tendem a ser outorgadas apenas para usinas de reduzida potência instalada, que não interferem na provisão de serviços de caráter público. Neste regime, os prazos são em geral prolongados ou mesmo indefinidos, e o gerador hidráulico é proprietário da usina. Em atividades cuja outorga de autorização é limitada por escassez de capacidade técnica ou recursos naturais, caso de exploração de potenciais hídricos, a Diretiva de Serviços da UE (nº 2006/123/EC) estabelece que a autorização deve ser outorgada de forma transparente e através de processo de seleção imparcial (Glachant et al., 2015).

Já os contratos de concessão estabelecem regras, obrigações e direitos específicos relacionados a provisão de serviço público. Os contratos devem estar em acordo com as regras de concessão da UE (Diretiva nº 2014/23/EU), garantindo licitação pública, competitiva, aberta e transparente. Além das Diretivas específicas, as outorgas e o processo de seleção devem respeitar o direito à livre iniciativa (Artigo nº 49 do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia – TFEU) e à liberdade de provisão de serviços (Artigo nº 56 do TFEU) e ainda estão sujeitos à aplicação de regras para defesa da concorrência, limitando abuso de posição dominante.

A promoção da concorrência no mercado de energia europeu por meio de licitação para exploração de geração hidrelétrica encontra resistência dos Estados-Membros. Se por um lado, a competição na renovação de outorgas é oportunidade para aquisição de usinas hidrelétricas, por outro lado, os países temem que a abertura no acesso o parque hidrelétrico – geralmente com presença e controle estatal elevado – possa comprometer interesses estratégicos nacionais.

A competição na licitação ou renovação de concessões pode não ocorrer com o mesmo grau de abertura entre os países, tendo em vista a presença de regimes jurídicos distintos – existem países com regime de autorização (Suécia, por exemplo) ou regime misto de autorização e concessão (Alemanha e Espanha, por exemplo) (Battistel & Straumann, 2013).

Em regimes mistos, a exploração das instalações ocorre por autorização, mas é necessária a obtenção de concessão para utilização dos recursos hídricos. Na Alemanha, após o término da concessão, com prazo entre 40 e 80 anos, os estados federais podem decidir pela renovação, mediante requerimento do concessionário, ou pela licitação. Neste caso, o novo concessionário torna-se proprietário das instalações mediante indenização ao antigo proprietário.

Na Noruega, país europeu que não integra a UE, existem regras que limitam a participação privada; as concessões de hidrelétricas devem ter no mínimo 70% de capital público, o que obriga interessados privados a constituírem consórcio (Battistel & Straumann, 2013).

Atualmente, tramitam na Comissão Europeia processos de infração contra oito Estados-Membros cujas leis e/ou regras infralegais ainda não estão em conformidade com as diretrizes europeias para competição na outorga ou renovação de exploração de potenciais hidrelétricos (EC, 2019). Os EM e as não conformidades são os seguintes:

- Áustria, Alemanha, Polónia, Suécia e Reino Unido – A Comissão considera que o processo de seleção para outorga de novas autorizações para construção e exploração de hidrelétricas não é transparente e imparcial.
- Itália – A Comissão considera que o processo de licitação de autorizações caducadas de hidrelétricas existen-

tes não é transparente e imparcial.

- França e Portugal – A Comissão considera que a legislação e a regulação desses países não estão em conformidade com as leis da EU, permitindo que concessões sejam renovadas ou estendidas sem processo licitatório adequado.

Essas experiências são relevantes para o contexto atual vivenciado pelo Brasil. França e Portugal enfrentam desafios que se aproximam dos dilemas aqui enfrentados para o tratamento do término das concessões. Do ponto de vista legal, as opções disponíveis são renovar ou reliciar as outorgas de concessões de ativos de rede (transmissão e distribuição) e geração (hidrelétricas) (Dutra & Engler, 2019).

As comunidades locais constituem o Poder Concedente para exploração da distribuição de eletricidade na França e Portugal, cuja licitação das outorgas vigentes – atualmente concentradas na EDF (Électricité de France) e na EDP (Energias de Portugal), respectivamente – ocorrerá majoritariamente nos próximos anos. A titularidade descentralizada das áreas a serem licitadas dificulta a coordenação e harmonização das futuras concessões. Já a transmissão é explorada por concessão única para todo o território nacional, com prazo de cerca de 50 anos.

Ambos os países, em conformidade com Diretrizes da UE, já realizaram abertura e desverticalização da indústria de eletricidade, bem como de gás natural, tendo implementado mercados spot para comercialização de energia. No entanto, a renovação das concessões hidrelétricas ainda é matéria de questionamentos na Comissão Europeia. O prazo para as outorgas de concessão de geração pode alcançar 75 anos em ambos os países.

Em Portugal, paralelamente a abertura do setor elétrico e constituição do mercado Ibérico, implementou-se o término anteci-

pado dos contratos de energia de longo prazo (PPAs) das hidrelétricas em poder da EDP, com pagamento de indenização pela rescisão do PPA e com prorrogação das concessões pelo prazo remanescente da vida útil de cada usina. A prorrogação, efetuada em 2006, ainda é matéria de questionamentos na Comissão Europeia por possíveis prejuízos à concorrência (EC, 2019; Dutra & Engler, 2019).

A França também registra resistência à relicitação das concessões em poder da EDF. As concessões vencidas e não renovadas permanecem sob controle e operação do concessionário original, em regime de extensão da concessão ("*delais glissants*"). Os contratos de concessão com vencimento até 2023 representam cerca 20% da potência hídrica total (26 GW).

A existência de muitas concessões em mesma bacia, com externalidades para produção de energia – como também se verifica no Brasil – constitui um dos elementos de resistência. As questões em torno da renovação de concessões hidrelétricas na França são enfrentadas desde 2006, com a publicação do relatório do Conselho Geral de Minas (Leuteutrois et al., 2006), o fim do direito de preferência ao concessionário corrente e a instituição de cobrança de royalties proporcionais à receita para as concessões renovadas (Dutra & Engler, 2019).

A Lei da Transição Energética de 2015 instituiu o método baricentro ("*barycentre*") para homogeneizar o prazo e objeto de concessão em cada bacia. Referido método consiste em agrupar concessões em mesma bacia em detrimento da licitação individual das usinas, ofertando um novo conjunto para cada região com único prazo de vencimento. Para harmonizar prazos de vigência, algumas concessões são prolongadas depois do término previsto e outras são antecipadas. O novo prazo de vigência aplicável ao conjunto dos ativos é





determinado pela ponderação das datas de vencimento dos diferentes contratos em proporção às diferentes receitas geradas, preservando o equilíbrio econômico-financeiro do atual concessionário. As concessões antecipadas são indenizadas pelas concessões prolongadas.

Renovação de Concessões do Setor Elétrico no Brasil

No Brasil, a Constituição Federal de 1988 (art. 175) determinou que todas as concessões ou permissões para prestação de serviço público sejam outorgadas mediante licitação. O dispositivo constitucional orientou a abertura do setor, favorecendo a concorrência com a entrada de agentes privados; porém, tornou a possibilidade de renovação de concessões matéria controversa.

A exigência de licitação representou uma mudança radical para o setor elétrico, já que as concessões existentes não foram precedidas por licitação e muitas tinham prazo indeterminado ou vencido. Em consonância com a Constituição, a Lei Geral das Concessões (Lei nº 8.987/95) determinou que as concessões de geração sem prazo deveriam ser licitadas em dois anos; porém, lei subsequente específica para o setor (Lei nº 9.074/95) permitiu a prorrogação das concessões existentes outorgadas sem licitação por 20 anos, visando garantir qualidade de atendimento a custos adequados. A lei limitou ainda o prazo das novas concessões de geração a 35 anos, permitindo a prorrogação por igual período. Já novas concessões de transmissão e distribuição tiveram o prazo limitado a 30 anos, prorrogáveis por igual período.

Em 2004, o modelo setorial instituído pela Lei 10.848, conhecido por Novo Modelo, determinou a realização de leilões centralizados para atribuição de outorgas de geração e aquisição de contratos de

comercialização de energia para o mercado regulado. Neste contexto, a referida reiterou o prazo máximo para novos contratos de concessão de geração em 35 anos, embora sem previsão de prorrogação. Já para as concessões de geração existentes, a Lei reviu o prazo restringindo-o ao máximo requerido para amortização dos investimentos, limitando a extensão a 20 anos – a critério do Poder Concedente e observada as condições estabelecidas nos contratos.

Mudança importante nesse arcabouço legal teve lugar em 2012. A Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei 12.783/2013, permitiu a prorrogação condicionada das concessões vincendas, por única vez, pelo prazo de até 30 anos. Até então, as concessões existentes de geração, transmissão e distribuição que foram renovadas por 20 anos a partir da Lei 9.074/1995 não poderiam, em tese, ser renovadas (Batista, 2009). As concessões que venciam em 2015 representavam (i) 20 GW de potência instalada, cerca de 20% da potência total do país na época; (ii) 95 mil km de extensão de linhas, cerca de 85% das linhas de transmissão das concessionárias impactadas; e (iii) 38 concessionárias de distribuição de energia, que juntas supriam cerca de 120 TWh (TCU, 2011).

Com a alteração legal de 2012/13, as concessões de transmissão e distribuição foram prorrogadas, condicionadas a metas de eficiência e qualidade fixada e fiscalizada pela agência reguladora (ANEEL). Já a prorrogação das concessões de geração ficou sujeita à mudança do regime de comercialização. Sob o regime anterior, o gerador tinha liberdade para comercializar a energia a ser produzida. Para as usinas de geração que aceitaram os termos propostos pelo governo, o gerador passava à condição de titular de quotas de energia (garantia física), com valor estipulado pela

ANEEL, para cobrir apenas custos relativos à operação e manutenção das usinas.

As leis avançaram no sentido traçado pela Constituição de exigir licitação prévia à outorga de concessão. No entanto, os dispositivos legais que se sucederam sobrepujaram determinações jurídicas distintas para renovação das outorgas, abrindo diferentes possibilidades interpretativas. Prevalece a interpretação que a possibilidade de renovação é cláusula administrativa, passível intervenção do Estado, sem configurar direito adquirido (Batista, 2009).

A relicitação periódica de concessões de ativos com longo prazo de maturação (hidrelétricas) e com caráter de prestação de serviço continuada (ativos de rede) não gera estrutura de incentivos eficientes (Brown, 2012). Ao contrário, abre espaço para incerteza relacionada ao cálculo de indenização de ativos reversíveis e pode, conseqüentemente, gerar incentivo perverso de subinvestimento. Cabe avaliar inclusive a adequação do prazo estabelecido legalmente para a vigência das concessões de geração.

As concessões de geração no Brasil envolvem disputas de rendas inframarginais expressivas, tendo em vista a preponderância da geração hidráulica e sua característica de elevado custo fixo e baixo custo marginal de operação.¹⁰ A experiência europeia aponta para prazos mais extensos (Glachant et al., 2015), revelando a necessidade de revisitar o prazo das concessões e a forma de avaliação da conveniência de eventual renovação.

O horizonte de vencimento de concessões nos próximos anos no Brasil torna premente o enfrentamento do tema. Embora a licitação seja a regra preconizada pelo arcabouço legal-regulatório no

Brasil, a renovação é prática comumente adotada pelo Poder Concedente. As renovações ocorridas ao longo dos anos 2000 e de forma mais expressiva após a edição da Medida Provisória nº 579 apontam para a necessidade de regras e procedimentos mais claros que mitiguem ou melhor disciplinem o poder discricionário do Poder Concedente, conferindo previsibilidade e incentivos mais adequados aos concessionários vigentes, sem inibir contestabilidade necessária à adequada prestação dos serviços de infraestrutura.

2.6. Digitalização das Redes na Europa

A digitalização das redes, com utilização de medição inteligente, permite a comunicação instantânea entre agentes, dispositivos e aplicações, potencializando ganhos do processo de descentralização em curso. O acesso às novas plataformas digitais pode facilitar a inserção de recursos distribuídos, democratizando a difusão de novas tecnologias e recursos.

A implementação de medição inteligente (*smart metering*) é estratégica para as *utilities* em cenário de transição energética. A medição inteligente é a primeira etapa para digitalização das redes e sua transformação em redes inteligentes (*smart grid*), potencializando a inserção de recursos energéticos distribuídos e a aplicação de tarifas multipartes que sinalizem o real valor da energia para os consumidores.

As funcionalidades da infraestrutura de medição inteligente possibilitam: o desenvolvimento de programas de gerenciamento da demanda; a aplicação de mecanismos alternativos de tarifação;

¹⁰ A renda inframarginal emerge das diferenças entre os custos marginais de geração e o preço médio de eletricidade de remuneração das usinas. No regime de tarifas pelo custo do serviço, a renda inframarginal é compartilhada (ou apropriada) com consumidores nas revisões tarifárias. Em regime de mercado, o concessionário pode se apropriar da renda, gerando disputas para compartilhamento entre concessionário, consumidores e contribuintes.





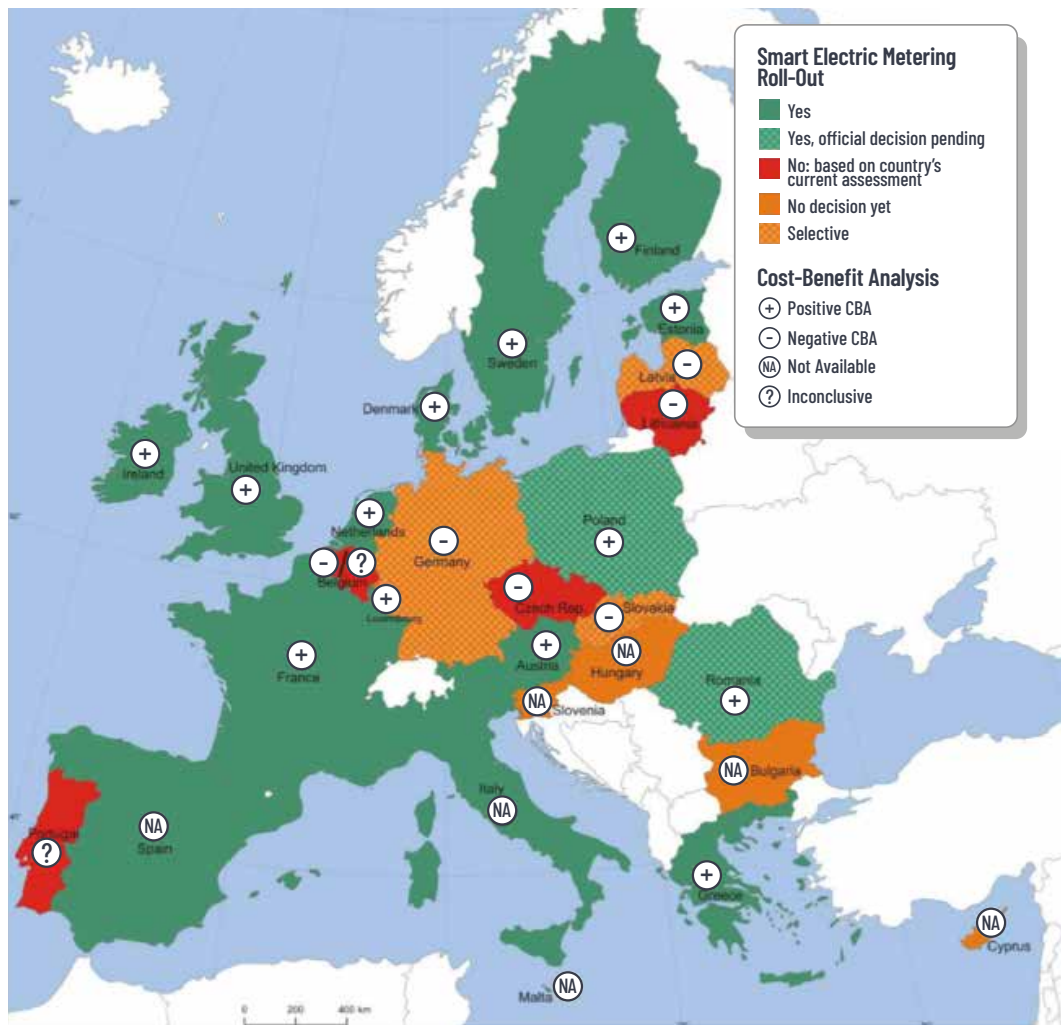
a incorporação de geração distribuída; a promoção de ações de eficiência energética; a disseminação de veículos elétricos com mecanismos de carregamento inteligentes; além da inserção de outros recursos distribuídos.

A Agência Internacional de Energia estima que 40% dos investimentos globais no setor elétrico em 2017 (750 bilhões de dólares) foram destinados à ativos de rede (transmissão e distribuição). Medidores inteligentes alcançaram a cifra de 18 bilhões de dólares, triplicando o nível registrado em 2010. Mais de 60% dos medidores inteligentes no mundo estão instalados na China, mas vários países já implanta-

ram medição inteligente em larga escala, como Itália, Canadá, Dinamarca, Finlândia, Noruega, Espanha e Suécia (IEA, 2018a).

Antevendo ganhos líquidos potenciais com a digitalização das redes, a União Europeia – em seu Terceiro Pacote de Energia (3rd Energy Package) – estabeleceu a meta de 80% de implantação de sistemas de medição inteligentes até 2020 para os Estados-Membros, sujeita a análise de viabilidade prévia. O 3º Pacote de Energia da UE determinou a implantação de medição inteligente para eletricidade (Diretiva nº 72/2009) e, facultativamente, para gás natural (Diretiva nº 73/2009).

Figura 12 - Implementação Massiva na Europa (análises de custo-benefício)



Fonte: JRC (2014)

A Recomendação da Comissão da União Europeia nº 2012/148/UE determinou análise custo-benefício (*Cost Benefit Analysis – CBA*) para avaliação econômica da implantação massiva de medidores inteligentes, buscando identificar e quantificar vantagens, desvantagens e riscos (JRC, 2012). Assim, os Estados-Membros puderam condicionar a implantação da medição inteligente à avaliação positiva prévia de análise custo-benefício de longo prazo. Para resultados positivos, a Diretiva de eletricidade determinou meta de implantação de ao menos 80% de até 2020, sem definir meta para o gás natural.

Cerca de dois terços dos CBAs realizados pelos Estados-Membros apontaram benefícios líquidos positivos. A Figura 10 apresenta os resultados obtidos por cada país. A Itália foi o primeiro país europeu a completar a implementação da medição inteligente, seguida pela Suécia. A medição inteligente na União Europeia deve superar 70% dos consumidores de eletricidade (200 milhões) e 40% de gás natural (45 milhões) em 2020.

Em seguida ao Terceiro Pacote de Energia, a Diretiva de Eficiência Energética nº 27/2012 recomendou considerar novos serviços baseados em dados de medição inteligente, resposta da demanda e adoção de tarifas dinâmicas. Já as novas diretrizes reunidas no recente *“Clean Energy for All Europeans Package”* reforçam a importância da digitalização das redes para atingir as metas ampliadas para 2030 de inserção de renováveis, eficiência energética, interconexão entre sistemas e redução de emissões.

Portugal é um caso emblemático dentre os países que não aderiram à implementação massiva de medição inteligente, enfrentando obstáculos para o avanço da digitalização nas redes. A seção a seguir ilustra os principais dilemas subjacentes à digitalização, pilar da transição energética, que emergem da experiência

de Portugal com a implantação de medidores inteligentes.

A experiência de Portugal com a introdução de medidores inteligentes

Portugal começou cedo a instalação de contadores inteligentes, no ano de 2007, tendo na altura lançado um piloto na cidade de Évora para a instalação e exploração de 35.000 medidores inteligentes (Projeto InovGrid). Tratava-se um projeto ambicioso que incluía a definição de requisitos técnicos avançados para os medidores inteligentes, no sentido de os utilizar também como gate way para comunicação com sistemas de gestão de consumo das casas e edifícios e ainda disponibilizar informações aos operadores das redes de distribuição com vista a permitir visualização das redes de baixa tensão (BT).

A Assembleia da República de Portugal aprovou em 2008 a Lei nº 12/2008 que impediu o reconhecimento dos custos com a instalação de sistemas de contagem de eletricidade, gás e água. Esta lei tem sido, desde então, a principal barreira à instalação de medidores inteligentes em Portugal. Mesmo assim, os Operadores de Rede de Distribuição (ORD) de Portugal – a EDP Distribuição e 10 cooperativas – instalaram nos últimos doze anos mais de dois milhões e meio de medidores, para um total de aproximadamente seis milhões de consumidores.

De modo geral, a instalação de medidores ocorre por meio de projetos piloto e iniciativas próprias, tendo em conta os ganhos de eficiência que se podem obter, nomeadamente na detecção de perdas comerciais. Mais recentemente o regulador Português (ERSE) publicou no final de 2019 um regulamento de Redes Inteligentes, que abre caminho para o reconhecimento de alguns custos associados





à instalação de equipamentos de medida e contagem, desde que se comprovem benefícios de eficiência para o sistema elétrico. Por se tratar de medida regulatória recente, ainda não se sabe qual o sucesso que pode vir a ter.

A experiência europeia aponta, no entanto, para se apostar em rápida implementação massiva de medição inteligente (*rol-out*), pelos benefícios potenciais que aportam ao sistema elétrico. Sejam benefícios comerciais – diminuindo custos de medição, permitindo a detecção de fraudes e, por via remota, a alteração de potências contratadas e corte da alimentação, em caso de não pagamento da fatura de eletricidade –, sejam benefícios de outra natureza: também garantem o desenvolvimento de soluções que permitem algum grau de gestão das redes BT e o desenvolvimento de soluções de controle preditivo. Estes permitem, por sua vez, acomodar grandes volumes de produção distribuída concetada diretamente sobre a rede BT, quer em termos de auto-produção quer gerindo tecnicamente a produção associada a comunidades de energia nas redes de BT.

2.7. Eficiência Energética

Importância da eficiência energética para transição energética em curso

A transição para uma economia de baixo carbono requer, por um lado, a adoção massiva de fontes de energia renovável e, por outro, a utilização de soluções mais eficientes. A primeira diz essencialmente respeito à oferta de energia, enquanto a segunda trata da demanda.

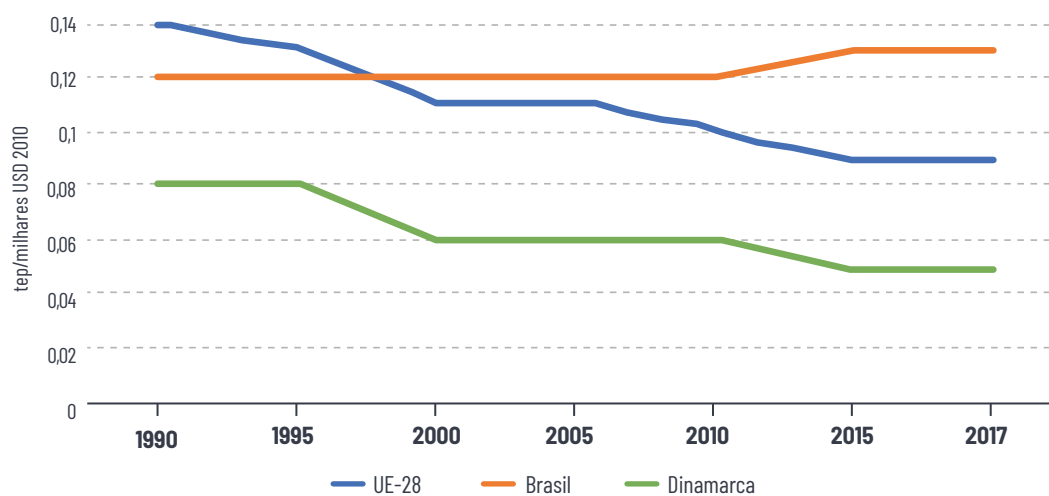
Ao introduzir energias renováveis na rede elétrica também se introduz eficiência no sistema, em situações em que se

deixa de gerar eletricidade com base em recursos fósseis centralizados. Pela sua natureza, a conversão da energia primária em energia útil induz perdas significativas sob a forma de calor, fazendo com que os sistemas geradores baseados em fontes de energia de origem fóssil sejam pouco eficientes.

O Brasil parte de uma matriz energética muito privilegiada, dado que a componente renovável na geração de eletricidade (83%) e nos transportes (20%) é tradicionalmente muito elevada. Todavia, o aumento da componente de combustíveis fósseis na produção de eletricidade e nos transportes, através da crescente utilização de carvão, petróleo e potencialmente gás do Pré-sal, faz com que a situação privilegiada se deteriore e seja reduzida a eficiência global da matriz energética do Brasil. Em resultado, o Brasil avança assim no sentido inverso ao da descarbonização, contrário ao caminho perseguido atualmente pela União Europeia.

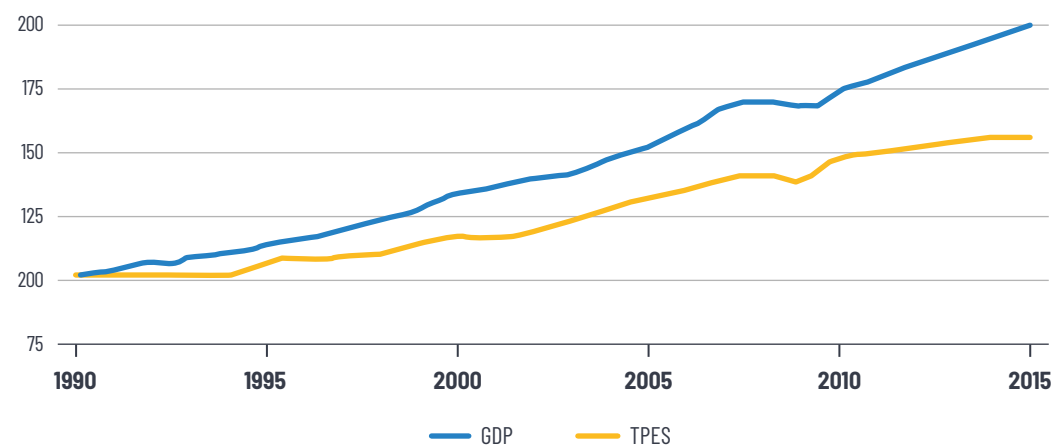
O indicador típico utilizado para medir a eficiência energética de uma economia é designado por intensidade energética, que genericamente mede a quantidade de energia necessária para produzir uma unidade de Produto Interno Bruto (PIB). Desta forma, quanto menor a quantidade de energia necessária para produzir uma unidade de produto, mais eficiente é a economia em termos de energia. No caso brasileiro, assiste-se ao crescimento da componente energia que integra a produção, enquanto ao nível dos 28 Estados-Membros da União Europeia se verifica uma redução paulatina desta (Figura 13). Inclusive, ao nível global nota-se já um desacoplamento entre o crescimento do produto e a demanda de energia, indicando a introdução de eficiência no sistema económico. A dinâmica das duas curvas de produção e de energia evoluem assim em sentidos opostos (Figura 14).

Figura 13 - Intensidade Energética do PIB (tep/milhares USD 2010)



Fonte: Elaboração própria com dados da Agência Internacional de Energia

Figura 14 - PIB mundial (GDP) e oferta total de energia primária (TPES)(1990=100, GDP em USD 2010)



Fonte: Agência Internacional de Energia

Encontram-se à disposição dos países medidas de gestão da demanda, que normalmente procuram a eficiência econômica ou a gestão da disponibilidade do recurso físico da energia. Um exemplo é a resposta da demanda, recurso que normalmente não introduz eficiência energética no sistema, apenas ajuda a gestão econômica ou a transferência horária de cargas. Assim, a resposta da demanda não é

intrinsecamente uma medida de eficiência energética, a menos que sirva para deslocar demanda para horas em que a contribuição dos combustíveis fósseis é inferior ou idealmente nula. Acima de tudo a resposta da demanda é apenas um mecanismo de gestão de cargas dos sistemas com a finalidade de permitir reduzir situações de estresse do sistema.





A eficiência energética é definida como a capacidade de produzir o mesmo produto ou melhor, prestar o mesmo serviço ou melhor, utilizando menos quantidade de energia. Existem várias formas de melhorar a eficiência energética de um centro produtor ou de um prestador de serviço, normalmente através da definição de políticas e/ou de introdução de melhorias tecnológicas, melhorias na gestão e mudanças comportamentais.

Dentre as vantagens econômicas da introdução da eficiência energética conta-se com a possibilidade de liberação de orçamentos para poderem ser aplicados em outras áreas, tal como a saúde e a educação, fatores estes importantes tanto ao nível nacional como subnacional. A eficiência energética ainda induz outros benefícios múltiplos, diretos e indiretos, como a criação de emprego, melhoria de situações de saúde, redução da pobreza, aumento da segurança energética e da produtividade industrial, entre outros.

Tradicionalmente, existe uma crescente ansiedade em gerar mais produção de eletricidade e de planejar a construção de mais centrais geradoras para suprir a expectativa da demanda, negligenciando o potencial que a eficiência energética pode ter. Essa foi certamente a experiência brasileira, principalmente tendo experimentado crise do racionamento em 2001-2002. Por outro lado, a Agência Internacional de Energia designou a eficiência energética como o “primeiro combustível” – contrasta-se, em geral, o megawatt gerado ao “negawatt” evitado –, pelo elevado potencial realizável em todos os países do mundo, equiparando-a com os demais recursos energéticos disponíveis.

A eficiência energética constitui a opção mais rápida e mais barata de redução de emissões, considerando a Agência Internacional de Energia que existe um potencial de redução de emissões através

da introdução de eficiência energética de cerca de 40% apenas com as tecnologias já disponíveis (IEA, 2019d).

Neste sentido, o primeiro passo antes de decidir pela construção de novas centrais deve ser a elaboração e implementação de programas sérios e ambiciosos de eficiência energética, pois pode estar aí a chave para a não-necessidade de investir recursos na construção de novas infraestruturas, como linhas de transmissão e centrais geradoras, especialmente se estas forem de natureza fóssil.

No Brasil existem múltiplas razões para a adoção da eficiência energética, para além das expostas anteriormente. É evidente a necessidade de reagir perante uma alteração dos regimes hidrológicos, que compromete a geração hídrica. Por outro lado, o aumento generalizado da demanda residencial, pela utilização massiva de ar condicionado para esfriamento, bem como a sua utilização em horas de maior demanda de energia, pressionam o sistema elétrico. Em consequência, eleva-se a necessidade de potência. Por fim, deve-se contemplar a contribuição da eficiência energética como recursos estratégico, e não como último recurso, em geral recorrido em momentos de crise – tal qual o racionamento de 2001 no Brasil, com impacto de inúmeras dimensões.

Além das razões mencionadas, faz-se necessário melhorar o abastecimento e a sustentabilidade dos sistemas isolados de energia, ainda existentes no Brasil (sobretudo no Norte do país). Soluções sustentáveis de suprimento para os referidos sistemas são oportunidades valiosas para a introdução de eficiência e de fontes de energias renováveis.

O papel das metas de eficiência energética como pilar do Clean Energy for All Europeans

No final de 2019, foi apresentado pela Comissão Europeia o *European Green Deal*, um pacote de medidas que deverá permitir às empresas e aos cidadãos europeus beneficiar de uma transição energética com vista à sustentabilidade, visando atingir a neutralidade em termos de emissões até 2050. Nesta posição política lê-se que a integração inteligente das energias renováveis, a eficiência energética e outras soluções de sustentabilidade intersetorial deverão induzir a descarbonização da economia ao mais baixo custo possível. A eficiência energética constitui assim um dos pilares fundamentais para a transição energética no espaço europeu.

Na União Europeia encontram-se igualmente em vigor metas quantitativas objetivas de aumento da eficiência energética (32,5%), a par com metas de penetração de energias renováveis (32%) e de descarbonização (40% face a valores de 1990) até 2030. Para tanto, encontram-se em vigor um conjunto de Diretivas estruturantes que os Estados-Membros devem transpor para o direito nacional, implementar e fazer a sua devida monitorização.

No domínio da eficiência energética, estas diretivas compreendem: o setor dos edifícios – na Europa responsáveis por cerca de 40% da demanda de energia; eficiência energética em sistemas de geração combinada de calor e eletricidade (cogeração); etiquetagem e ecodesign de produtos que utilizam energia; eficiência energética no aquecimento e no esfriamento, face ao elevado impacto que estes sistemas têm no funcionamento dos edifícios e na indústria; e uma diretiva específica sobre a mobilização de investimentos privados em eficiência energética. Todas estas diretivas são ainda enquadradas por uma diretiva genérica sobre metas, métricas e regras para atingir os objetivos de 2030.

A experiência europeia revela o elevado impacto que tem a definição de marcos

regulatórios e o devido desenvolvimento de legislação secundária, orientando as práticas económicas em direção à eficiência energética. São exemplares as diretivas de ecodesign e etiquetagem de produtos, onde a limitação de acesso ao mercado das piores soluções em termos de eficiência energética pode ter impactos muito significativos na demanda de energia. Estas medidas, a par de um constante acompanhamento da evolução tecnológica, têm tido um impacto extraordinário na redução da demanda.

Exercício de análise da implementação de políticas desta natureza realizada especificamente para o Brasil (U4E, 2019) estima o potencial de evitar o investimento em cerca de 13 novas centrais de 500 MW cada, até 2030, se fossem adotadas as melhores práticas em termos de padrões mínimos de desempenho (MEPs) para cinco produtos: iluminação, pequenas unidades de ar condicionado, frigoríficos de uso doméstico, motores elétricos industriais e transformadores de distribuição.

A Diretiva europeia sobre o desempenho energético dos edifícios é também exemplar no que diz respeito a novas edificações e grandes remodelações, introduzindo códigos exigentes e obrigatórios para o parque edificado. Tem-se verificado de fato uma transformação deste mercado, com as soluções de eficiência energética presentes em todas as construções de maneira automática. No caso brasileiro, a passagem a um sistema de códigos construtivos e de etiquetagem energética de edifícios de caráter obrigatório, e não de caráter voluntário como até o presente, teria seguramente impactos evidentes na eficiência das construções.

A informação e a capacitação dos profissionais e da população é fundamental e não deve ser desconsiderada. O papel das universidades, centros de formação vocacional e técnica, a par de campanhas





informativas nas escolas, tem-se revelado eficaz na mobilização de capacidades no setor institucional e produtivo. As inúmeras iniciativas internacionais que apoiam este tipo de medidas poderão ser a alavanca ao desenvolvimento destes quadros formativos necessários.

De acordo com o Artigo 4.2 do Acordo de Paris, cada Parte signatária da UNFCCC deve preparar, comunicar e manter Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDCs). As NDCs são ações que os países devem empreender com vistas a refletir seus esforços pós-2020 para enfrentar a mudança climática e estar de acordo com a ambição geral do Acordo.

As NDCs devem ser atualizadas a cada cinco anos, se não antes, com vista a aumentar a sua ambição e refletir as informações necessárias para maior transparência. Os países em desenvolvimento e os Pequenos Estados Insulares se beneficiam ainda de uma cláusula especial para desenvolver as suas NDCs, refletindo as suas circunstâncias especiais (artigo 4.6). A maioria dos países em desenvolvimento condiciona pelo menos parte das suas ações de mitigação inscritas nas NDCs a receber apoio, seja financeiro, tecnológico ou através da capacitação. Na atual NDC, o Brasil identificou como medidas de eficiência energética as seguintes componentes:

- Indústria: promover novos standards para as tecnologias limpas e melhorar a eficiência energética e infraestrutura de baixo carbono
- Transportes: continuar a promover medidas de eficiência e melhorar a infraestrutura de transportes e os transportes públicos nas áreas urbanas.
- Setor Elétrico: atingir 10% de ganhos de eficiência em 2030.

No ano de 2020 há a oportunidade de atualizar os objetivos inscritos na NDC, dentro do processo oficial de revisão pre-

visto no Acordo de Paris. A atualização é uma oportunidade para aumentar a ambição para a eficiência energética adicionando mais detalhes, setores e objetivos quantitativos.

A importância da governança das políticas de eficiência energética para sua elaboração, implementação e monitoramento

A governança do setor energético é um pilar básico na transição para uma economia sustentável. A criação de uma estrutura regulatória sólida, estável e bem articulada é fundamental. Para isso deve ser desenvolvido um quadro legal bem definido em que são identificados os principais setores de atuação, bem como a legislação secundária relevante, os programas e os procedimentos de monitoramento e verificação. Os programas devem ter caráter de implementação obrigatória. A implementação e supervisão deve ser executada por entidades devidamente independentes, capacitadas e com recursos humanos adequados.

No Brasil pode-se identificar um conjunto de programas no domínio da eficiência energética que se encontram pouco atualizados, que sofrem de processos lentos de implementação, majoritariamente voluntários e implementados pelos operadores do sistema energético (por exemplo, o PROCEL).

Esta situação gera contrassenso e potencialmente conflitos de interesse ao nível dos operadores de mercado. Ademais, são atualmente muito exíguos os recursos humanos ao nível ministerial para lidar com os programas de eficiência energética, o que limita a capacidade de definição de rotas, medidas, estratégias e de avaliação de resultados. O devido reforço do departamento de eficiência energética do Ministério de Minas e Energia, paralelamente ao apoio da EPE, com os devidos

recursos e capacitação, poderia executar um corpo programático específico para a eficiência energética.

Outra vertente da governança com impacto na eficiência energética diz respeito à estrutura de preços de energia, que devem ser reflexivos do seu real custo. Os subsídios à energia limitam a busca de melhores práticas de utilização racional dos recursos pela não demonstração do seu real custo. Todavia, a transformação no sentido da implementação de preços reais de energia apresenta muitas vezes desafios junto às comunidades e segmentos mais vulneráveis. É por isso que os programas de eficiência energética devem estar bem articulados com a transição ao “realismo tarifário” da energia e estar devidamente dotados financeiramente para acudir à população mais vulnerável em primeira instância, no sentido de fazer com que as melhores práticas e tecnologias sejam facilmente adotadas.

A viabilização de modelos de negócio e de mercados de eficiência energética é também um pilar estruturante para exploração desse recurso estratégico. Nessa direção, inúmeros mecanismos que podem alavancar a dinamização das soluções de eficiência energética no mercado brasileiro, como a criação de um ambiente regulatório favorável às empresas de serviços de energia e à implementação de contratos de desempenho energético; o desenvolvimento de compras agregadas; mercados de títulos verdes; fundos rotativos; “pay-per-service”, entre outros.

2.8. Reestruturação do Setor de Gás Natural na União Europeia

O setor de gás natural no Brasil encontra-se um ponto de inflexão em seu processo de transformação. As estratégias para implementar a transição podem se benefi-

ciar da experiência de reformas vivenciadas na União Europeia, ainda em andamento, para liberalização da indústria. O paralelo é especialmente relevante levando-se em consideração o caráter federativo do Brasil e as suas distintas realidades locais, comparável com as Diretivas gerais da UE a serem implementadas por distintos Estados Membros. Os parágrafos seguintes destinam-se a descrever sinteticamente as principais características do processo de liberalização da UE e as lições apreendidas que podem ser incorporadas no processo de evolução da indústria no Brasil.

A liberalização europeia começou há cerca de 20 anos com uma primeira Diretiva para o Gás Natural (Diretiva 1998/30/CE), seguida de outras diretivas e regulamentos, como a Diretiva 2009/73/CE, o Regulamento (CE) nº 715/2009.

As reestruturações do setor de gás na Europa – implementadas com uma forte abordagem top-down – perseguiram a introdução da concorrência e a criação de um mercado único e global de gás europeu, com o princípio fundamental de oferecer energia sustentável, segura e acessível para todos os consumidores.

Para atingir esses objetivos, as ferramentas políticas estabelecidas visavam especificamente reduzir posições predominantes, com base em dois grandes exemplos: as experiências das indústrias de gás nos Estados Unidos e no Reino Unido, líderes nos processos de liberalização ocidental.

As ferramentas inicialmente implementadas seguiram as recomendações clássicas de aumentar a concorrência nas redes: separação dos serviços do incumbente histórico (unbundling), em processo gradual e crescente; acesso não discriminatório de terceiros às redes e a regulação de tarifas de acesso à rede.

Juntamente com essas diretrizes, outros regulamentos e recomendações





foram implementados e transpostos como ferramentas de liberalização, em conjunto com outros instrumentos adicionais estabelecidos pelas agências setoriais competentes – como regras de balanceamento, pontos de negociação virtual (VTP), entre outros.

Em termos de regulação, uma das principais lições aprendidas na Europa é que a liberalização e suas ferramentas respectivas podem ser eficazes na criação de concorrência, razão pela qual são implementadas em conjunto, como um pacote de intervenções combinadas e integradas.

Em particular, os regulamentos que promovem o desenvolvimento do mercado – como os mecanismos destinados a aumentar a liquidez e reduzir as barreiras (VTP, balanceamento baseado no mecanismo de mercado, abertura de mercado, etc.) – provaram ser os principais fatores facilitadores para desencadear a concorrência no setor de gás. Nos mercados de gás em que os governos mantiveram posição de principais acionistas ou tentaram manter sua presença no setor, experimentaram um nível mais baixo de concorrência (Opolska, 2017).

A partir da identificação da atual situação do mercado de gás da UE, o processo contínuo de liberalização do setor é brevemente descrito a seguir, bem como as principais questões a serem abordadas nos próximos anos.

Panorama do mercado de gás na UE

Tendências da oferta e demanda de gás

A União Europeia sempre dependeu de importações de gás natural. Atualmente, com redução da produção interna, a UE importa mais de 75% de seu consumo, através de importação via terminais de regaseificação (GNL) ou gasoduto (gás da Rússia) (CER/CEER, 2019).

Embora nas próximas décadas a produção doméstica europeia possa se beneficiar do desenvolvimento de gases renováveis – por exemplo, biometano da digestão anaeróbica e hidrogênio verde a partir de gás natural (power-to-gas) –, o impacto ainda não está completamente claro e sua contribuição atual ainda é bastante limitada. Outra fonte interna de gás possível, mas ainda limitada, é representada pela produção de biogás (4% do consumo da UE), usada principalmente para geração elétrica.

Apesar da redução observada na demanda anual (3,7% em 2018), a interrupção programada da geração de eletricidade a partir de carvão por muitos Estados da UE nos próximos anos – como consequência dos compromissos declarados de descarbonização – pode estimular um novo aumento na demanda de gás nos próximos anos.

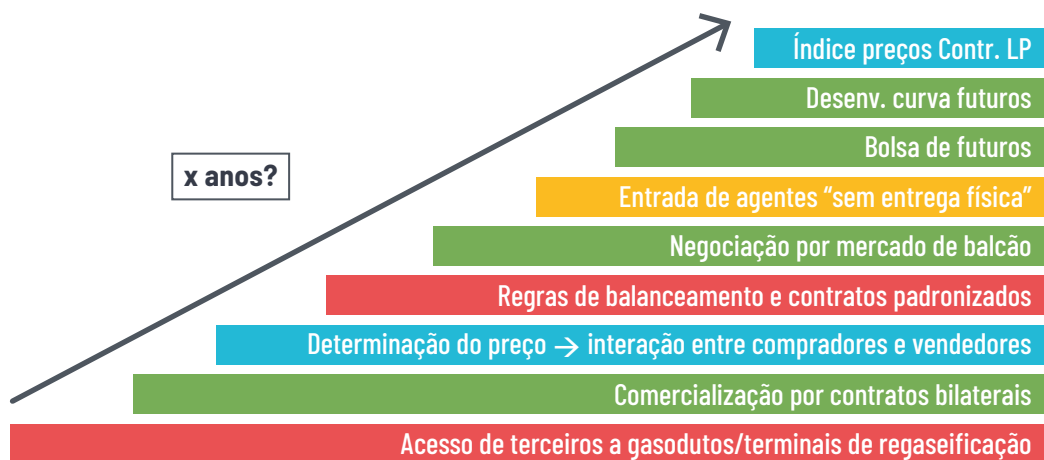
Esse possível aumento, induzido pelas mudanças na geração de energia, juntamente com os níveis crescentes de eletrificação em muitos setores de consumo (aquecimento e refrigeração, transporte, etc.), destaca a importância de manter uma visão constante da integração entre os setores (sector *coupling*) e de adotar abordagem holística, a fim de endereçar adequadamente os problemas decorrentes das inevitáveis interações entre diferentes indústrias de energia.

A esse respeito, cabe ressaltar que o desenvolvimento do processo de liberalização na Europa pode se beneficiar significativamente do alinhamento parcial – quando aplicável – o aprimoramento da legislação e regulação do setor elétrico.

Indicadores de Funcionamento do Mercado de Gás Europeu

O caminho para alcançar a maturidade de um *hub* de negociação (Figura 15) se traduz em um longo e gradual processo

Figura 15 - Caminho para a Maturidade de Hubs de Negociação



Fonte: MME (2016), adaptado de Heather (2015).

que se inicia com o acesso de terceiros a infraestruturas essenciais, permitindo a comercialização por contratos bilaterais entre mais agentes. A maior interação entre oferta e demanda no mercado resulta em sinais de preço mais confiáveis, atraindo mais comercializadores e possibilitando a negociação por mercado de balcão, o que requer regras claras de balanceamento e contratos padronizados. Com liquidez consolidada, a entrada de agentes sem entrega física permite o desenvolvimento de um mercado futuro, com índice de preços balizando contratos de longo prazo.

Heather (2015) pondera que o caminho para a maturidade pode ser tortuoso, envolvendo em média mais de uma década para sua consecução. Cada degrau percorrido requer comprometimento constante dos governos, dos ofertantes e do operador do sistema para possibilitar uma transição suave. Países com produção doméstica ou bem supridos por fontes de gás competitivas tendem a alcançar êxito em menos tempo e a estabelecer *hubs* mais líquidos.

Na Europa, inúmeros indicadores são geralmente utilizados para avaliar o nível de funcionamento do mercado, em ter-

mos quantitativos – como o número de participantes ativos e independentes, volume dos produtos transacionados, taxas de rotatividade (*churn rate*), etc. – e qualitativos – como vontade política e atitude cultural em relação aos processos de liberalização e integração.

Em particular, em nível nacional, o número de participantes independentes ativos é geralmente considerado como claro sinal de maturidade e competitividade do mercado, enquanto os produtos e os volumes comercializados são utilizados para apontar a habilidade do mercado de fornecer um sinal de preço confiável.

No entanto, a taxa de rotatividade é geralmente considerada o indicador mais significativo e “conciso” para avaliar o sucesso e a maturidade de mercado local. Neste sentido, uma elevada taxa de rotatividade implica, em geral, em grande número de participantes, de produtos e volumes comercializados. Em outras palavras, a taxa de rotatividade fornece uma imagem global da liquidez do mercado e é frequentemente escolhida pelos comercializadores como um indicador rápido e fácil para decidir se deve ou não entrar em um novo mercado (ACER, 2019b).





Até o presente, na Europa, apenas alguns hubs de gás têm taxa de rotatividade maior ou próxima a 10, valor considerado como mínimo para identificar um mercado bem-sucedido e maduro, sem distorções ou manipulações (Heather & Petrovich, 2017).

Em um nível mais alto, para avaliar o Modelo Meta de Gás Europeu – *European Gas Target Model* (EU GTM) –, os sinais de preço são registrados como indicadores significativos do funcionamento global do mercado integrado, especificamente: (i) a frequência do preço - isto é, uma medida de transparência para as atividades de balanceamento, gestão de risco e alocação eficiente dos recursos – (ii) a convergência de preços entre os mercados de balcão (OTC) e de câmbio; e também (iii) a correlação de preços entre mercados adjacentes (ACER, 2015).

Em particular, o nível de correlação ou convergência de preços entre hubs de gás vizinhos indica a eficiência da comercialização e o grau de integração entre diferentes mercados e sistemas (*cross-border trading*). Permitir que o gás se mova livremente, com ausência de barreiras físicas e não-físicas, é objetivo estratégico e valioso para Europa.

O desalinhamento de preços entre mercados adjacentes na Europa, por seu turno, é um claro sinal de capacidade insuficiente de transporte (limitações físicas) – refletindo, por exemplo, limitação de infraestrutura – e/ou uso sub ótimo da capacidade física atual (limitações não-físicas) – relacionadas, por exemplo, a implementação deficiente ou lenta de processos de gestão contratual, medidas inefetivas para utilizar a capacidade disponível (*capacity release*), ausência de procedimentos para provisão de flexibilidade, entre outros (Chyong, 2019).

Neste contexto, existem regiões na Europa como elevado alinhamento de preços entre mercados (notadamente na

região noroeste europeia), o que indica a constituição de áreas de mercado integradas, com benefícios tangíveis para consumidores; e, por outro lado, ainda restam regiões com desalinhamento de preços evidentes (notadamente a região sudeste europeia), resultantes de congestionamento físico ou necessidade de aprimorar a alocação de capacidade – por exemplo, através de procedimentos como “use-a ou perca-a” (*“Use It or Lose It”*), recentemente implementada na Itália. A Figura 16 apresenta o nível atual de desenvolvimento das áreas de comercialização de gás (*hubs*) na União Europeia.

Metodologia para implementar e aprimorar o EU GTM

Apesar de haver um consenso generalizado dos benefícios trazidos pela implementação progressiva do Modelo Meta de Gás Europeu (EU GTM), o processo e o arcabouço do modelo necessitam constante aprimoramento: seja pela presença de reduzida competição, seja por questões de natureza estrutural, regulatória ou institucional – por exemplo, por níveis deficientes de infraestrutura ou pela dependência de fonte única ou restrita de oferta.

Neste contexto, a presença de terminais de regaseificação de GNL ou de estocagem subterrânea nas áreas de comercialização constituem meios (i) fundamentais para garantir a segurança de suprimento e (ii) estratégicos para prover nível mínimo de flexibilidade de curto prazo e contabilidade de mercado, mesmo que estes recursos não sejam utilizados na sua máxima ou ótima capacidade.

Entretanto, para assegurar elevada convergência de preços, fácil acesso a ofertantes, estabilidade crescente da comercialização no mercado, reduzida tarifa de transporte e contratos de longo-prazo de capacidade suficientes para expansão é necessário adotar ações para aprimorar o

Figura 16 - Nível Atual de Desenvolvimento dos Hubs de Negociação na UE



Fonte: ACER (2019a)

arcabouço legal-regulatório. No entanto, a metodologia e o processo de identificação e implementação das medidas necessárias são complexos e delicados, pois envolvem distintas regiões europeias com diferentes realidades locais, variedade de entidades reguladoras nacionais e mesmo diferentes setores impactados.

Neste sentido, é de fundamental importância deter uma autoridade regulatória centralizada (supra-nacional), designada por lei, para monitorar indicadores do funcionamento do mercado, utilizando métricas e dados disponíveis pelas demais organizações ou autoridades regulatórias nacionais/regionais, adaptando-as quando necessário, para acompanhar a evolução setorial (Vasconcelos, 2019b; ACER, 2019a).

Uma das atribuições mais relevantes da autoridade central é a definição, juntamente com as Agências Reguladoras

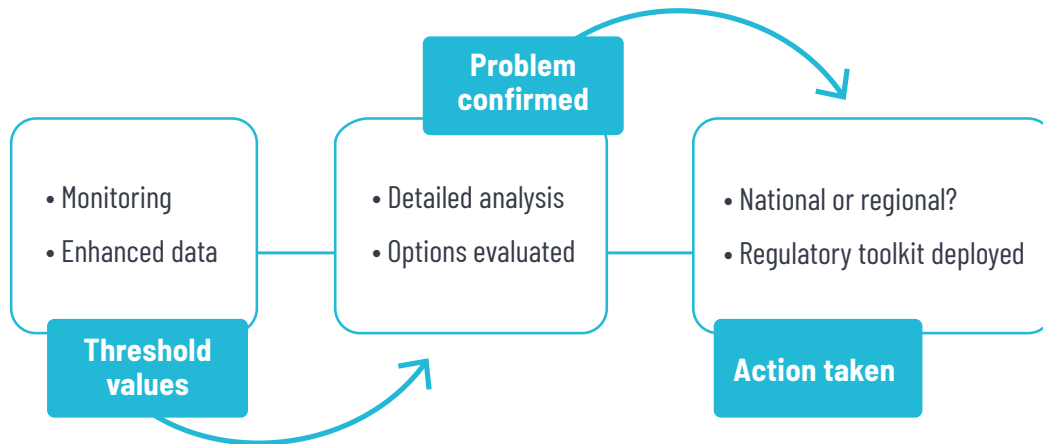
Nacionais, os níveis-limite dos indicadores que revelem aprimoramentos de mercado necessários. Cabe à autoridade central realizar análise profunda das questões pertinentes de mercado, identificando causas e propondo soluções de aprimoramento para os instrumentos de liberalização, como programas de venda de gás ou capacidade (*release programmes*), adaptações tarifárias, entre outros,

Seguindo o debate europeu atual sobre a correta metodologia para aprimorar o nível de integração dos mercados, ações efetivas só devem ser adotadas após a realização de consultas públicas, análises custo-benefício e compartilhamento de decisões entre as autoridades nacionais. A Figura 17 apresenta esse processo, em que a Agência Central, seguindo princípio de subsidiariedade, apenas intervém em casos de controvérsias entre autoridades nacionais.





Figura 17 - Tomada de Decisão da Agência Reguladora Supra Nacional na UE



Fonte: ACER (2019a)

Áreas de aprimoramento e questões futuras pertinentes

Evitando práticas de mercado desleais

Em geral, a implementação do modelo (EU GTM), acompanhado da introdução de regimes de mercado para balanceamento e transações diárias, surtem efeitos positivos para os objetivos traçados; porém, restam regiões na Europa em que a competição e a abertura de mercado ainda podem ser aprimoradas, através de processos legais e instrumentos regulatórios.

Por exemplo, dentre os instrumentos contra manipulação de mercado destacam-se requerimentos administrativos e legais para os participantes do mercado (como licença formal e registro), fundamentais para evitar práticas desleais e, conseqüentemente, socialização de seus respectivos custos (ACER, 2019a).

Entretanto, para que essas ações surtam efeito, é necessário desenvolver previamente um arcabouço legal compartilhado no plano europeu – equivalente no Brasil ao plano federal – voltado a:

- Adotar decisões oportunamente, o que requer capacidade de realizar verificações *ex ante* dos participan-

tes do mercado pelos operadores dos sistemas de transmissão (TSO) e agências reguladoras nacionais;

- Evitar, ao mesmo tempo, a introdução de requerimentos excessivos que representem barreira à entrada de novos agentes.

Para tornar a última condição eficaz e não onerosa faz-se necessário um sistema de reconhecimento compartilhado em toda a Europa, através da definição de um conjunto mínimo de padrões acordados em termos de confiabilidade e solvência financeira dos participantes, bem como um sistema de revogação mútua de licenças.

Do ponto de vista prático, isso exigiria a adoção de um sistema de alerta comum sobre comportamentos maliciosos, uma espécie de “lista negra” na forma de um banco de dados compartilhado, acessível às Autoridades Reguladoras Nacionais e Central, bem como pela associação europeia dos operadores dos sistemas de transporte de gás (ENTSOG).

Infraestrutura e Novos produtos

Na experiência de liberalização da UE, o desenvolvimento de infraestruturas físicas é um aspecto importante para a criação de

um mercado aberto, interconectado e bem integrado. Como regra geral, seu desenvolvimento é de responsabilidade dos operadores da rede (TSO), supervisionados pelas agências reguladoras, que também determinam o nível e as metodologias para a remuneração dos investimentos.

Entretanto, as agências reguladoras e os operadores europeus podem ter visões diferentes sobre as infraestruturas necessárias para o desenvolvimento do mercado do gás, especialmente quando se trata de decidir sobre a construção de infraestruturas de interconexão com outros sistemas.

À medida que o processo de reestruturação do mercado evolui, também surgem questões adicionais decorrente do desenvolvimento de tecnologias, que traz novas atividades e produtos. Como um exemplo:

- o planejamento da infraestrutura ainda é amplamente realizado de maneira separada para eletricidade e gás, enquanto as fronteiras entre esses dois setores estão diminuindo cada vez mais, devido aos níveis crescentes de eletrificação do consumo e a projetos power-to-gas, o que podem exigir coordenação de planejamento e análise de custo-benefício;
- as redes de gás e eletricidade podem se tornar concorrentes, uma vez que cada uma delas não é o único meio de fornecer formas de energia de baixo carbono aos consumidores; portanto, o papel dos operadores deve ser esclarecido, a fim de evitar distorções do mercado devido a interesses próprios (*vested interests*), o que se traduz em ações destinadas a promover ou bloquear tecnologias emergentes específicas;
- novas infraestruturas e ativos estão surgindo, como redes dedicadas ao transporte e distribuição de hidrogênio, cuja governança e regulação

ainda não foram, em geral, definidas.

Para abordar todas essas questões, encontra-se uma primeira resposta na evolução da configuração da governança de gás, que deve seguir a direção, tanto quanto possível e quando aplicável, adotada pelo setor elétrico.

Por exemplo, de acordo com o ponto de vista a agência da UE para Cooperação entre Reguladores de Energia (ACER), os operadores devem submeter seus programas de trabalho e desenvolvimento à Agência central para aprovação, mesmo depois de passar por um processo de emendas e modificações. Em outros termos, é necessário haver uma maior supervisão do setor, à medida que aumentam os riscos de conflitos de interesse, cada vez mais frequentes como consequência das mudanças introduzidas pelas políticas de descarbonização e dos desenvolvimentos tecnológicos relacionados.

Além disso, os investimentos em ativos de baixo carbono ou “gás verde” devem ser incentivados somente após a realização de análises de custo-benefício e levando em conta adequadamente se os ativos tradicionais – por exemplo, aqueles dedicados à entrega de apenas um produto – correm o risco de não serem completamente recuperados. Nesse sentido, não apenas novos desenvolvimentos devem ser avaliados cuidadosamente, mas também a possível necessidade de descomissionamento de ativos, que deve ser submetida a uma análise minuciosa.

Regulação Dinâmica e Adaptativa

O processo progressivo de descarbonização – que envolve a mistura de biogás, biometano ou outros gases de baixo carbono ao gás natural ou a introdução nas redes como uma substituição completa do gás natural – implica a definição de um conjunto de novos padrões técnicos





e parâmetros de qualidade, sob pena de surgir barreiras internas ou externas.

Essa foi a situação verificada na Europa, por exemplo, quando se adotou a mistura do biometano da digestão anaeróbica nas redes de gás natural. De fato, apesar dos incentivos econômicos previstos por muitos países para promover a produção de biometano, em muitos casos o desenvolvimento desse recurso foi adiado devido à falta de acordo sobre os parâmetros mínimos de qualidade para injetar o biometano com segurança nas redes.

A regulação deve se concentrar no monitoramento dos desenvolvimentos tecnológicos e na aplicação de definições efetivas para novos produtos e mercadorias, que se traduzem no estabelecimento de uma taxonomia efetiva. Além disso, considerando os níveis crescentes de produção distribuída de gases verdes injetados nas redes locais, pode-se vislumbrar também a necessidade de um operador centralizado de sistema de distribuição europeu (*European DSO*) para a elaboração de um Código de Rede de Distribuição.

Outra questão relevante é compreender se as novas tecnologias de produção – com exceção das relacionadas a incentivos iniciais concedidos pelos governos nacionais – devem ser consideradas como parte de um monopólio ou de um contexto de mercado. É evidente que elas devem estar em pé de igualdade com outras tecnologias quando trata-se de considerar as tarifas que pagam pelas conexões à rede, o que também implica a necessidade de informações sobre a facilidade de acesso aos novos produtores, a serem fornecidas pelos TSOs e DSOs.

Situação semelhante diz respeito ao desenvolvimento de novas redes específicas para um gás específico, como as redes de hidrogênio. Embora, para alguns aspectos, a regulamentação desse tipo de infraestrutura possa parecer prematura, a incerteza regulatória também pode

ser prejudicial para novos investimentos. Como compromisso, apenas alguns princípios básicos podem ser estabelecidos inicialmente, como conceder acesso não discriminatório a redes de terceiros, enquanto se adota uma abordagem de primeiro aprender para depois regular.

Como regra geral, em situações de incerteza sobre quais novas tecnologias serão bem-sucedidas, é razoável adotar uma abordagem prudente e dinâmica, evitando decisões tecnologicamente não-neutras e incentivando visões baseadas em resultados – que apoiam resultados e investimentos eficientes – ao mesmo tempo em que fornecem um ambiente regulatório adequado para testar novas tecnologias em um contexto típico de “caixa de areia” ou “projeto piloto”, deixando o mercado a escolha das melhores tecnologias e projetos.

Harmonização de tarifas de transporte e integração de setores

Um aspecto crucial da integração do mercado de gás europeu está relacionado às tarifas de transporte e à alocação de capacidade nas interconexões. Atualmente, as tarifas de gás se baseiam principalmente em modelos nacionais de entrada e saída, onde o princípio básico para a fixação de tarifas é a reflexividade de custos, em particular para capacidade de interconexão (*cross-border capacity*). Neste cenário, as tarifas de interconexão variam amplamente, de menos de € 0,5/MWh a € 2/MWh dentro da UE e até € 3/MWh para fronteiras externas.

Uma fonte de preocupação é o efeito cascata das tarifas de transporte sobre a circulação do gás em diferentes sistemas, fenômeno denominado de “*tariff pancaking*”, quando se cobra repetidas taxas de saída e entrada, muitas vezes em distâncias curtas, para o gás que passa por várias pequenas zonas de entrada e

saída. Nessa situação, as receitas permitidas aos operadores (TSO) fazem parte do processo de cálculo para quantificar as tarifas de entrada e saída entre sistemas. Além disso, a maneira como os ativos dos operadores são valorados e suas receitas calculadas pelas agências reguladoras nacionais nem sempre são claras e homogêneas, embora tenham um impacto relevante nas tarifas e, indiretamente, nas transações entre sistemas.

Uma possível solução é a chamada compensação entre operadores (inter-TSO – ITC), que assegura a recuperação das receitas dos operadores cujos sistemas são afetados pelos fluxos. No caso de fusões no mercado, isso implica reequilibrar gradualmente as tarifas de interconexão das fronteiras para tarifas mais altas nas fronteiras externas das zonas integradas.

Naturalmente, onde quer que um mecanismo ITC seja usado, o cálculo das receitas de um operador (TSO) deve ser avaliado com base em critérios comuns compartilhados. Nesse contexto, a implementação de um Código de Rede Tarifária global é uma prioridade para harmonizar estruturas tarifárias, bem como a definição de sistemas de entrada e saída, levando em consideração a topologia da infraestrutura e os padrões típicos de fluxo e de congestionamentos físicos.

À medida que as infraestruturas verdes se desenvolvem, os investimentos em novas infraestruturas de gás natural podem gerar custos irrecuperáveis, o que torna necessário coordená-los e harmonizá-los com os estados vizinhos, especialmente se houver impacto compartilhado.

Outra oportunidade de harmonização emerge das diferenças existentes entre as tarifas de gás e eletricidade, que podem distorcer as decisões quando os dois energéticos competem, o que ocorre cada vez mais com a crescente integração dos setores. Por exemplo, a transmissão de eletricidade pode competir com o transporte

de gás em projetos *power-to-gas*. Nesses casos, os reguladores devem garantir que as tarifas da rede forneçam condições equitativas entre gás e eletricidade, por meio de definições de tarifas que reflitam os custos efetivamente impostos às redes.

Ao mesmo tempo, os operadores dos sistemas de transporte (TSO) e de distribuição (DSO) devem ser impedidos de investir em atividades competitivas, a fim de evitar distorções: o princípio norteador deve ser sempre o desmembramento de atividades reguladas e não reguladas.

2.9. Perspectivas do Gás Natural na Transição Brasileira

O gás natural é aliado estratégico na transição energética de muitos países. Seu menor fator de emissão de gases de efeito estufa contribui para redução imediata do nível de emissões, quando a sua inserção desloca outros combustíveis fósseis. Por este motivo, o energético é visto como um combustível de transição.

Em 2018, o gás natural respondeu por 12% da oferta interna de energia do país, atrás de petróleo e derivados (34%), derivados de cana de açúcar (17%), hidroeletricidade (12%), lenha e carvão vegetal (8%), entre outros. Por sua vez, a geração de energia elétrica representa 33% do consumo total de gás natural, seguido da indústria (28%) e do setor energético (21%). Na indústria, o gás natural responde a 11% do consumo de energia – atrás de eletricidade (21%), bagaço de cana (16%), carvão (14%). Nos transportes, a participação do gás no consumo é ainda menor, apenas 2% em 2018, frente à relevância do diesel (43%), gasolina (26%), etanol (19%) e biodiesel (4%). No consumo residencial, a participação do gás natural é marginal, apenas 1% em 2018, atrás de eletricidade (46%), GLP (25%) e lenha (25%) (MME, 2019).





A EPE (2019a) projeta produção bruta média de 250 milhões metros cúbicos por dia (MMm³/d) para 2029, frente a 130 MMm³/d em 2020; entretanto, a capacidade dessa produção de gás chegar ao mercado é limitada pela elevada taxa de reinjeção de gás associado (ao petróleo) nos campos de produção *offshore*. Como resultado, a EPE (2019a) projeta oferta líquida da produção de gás nacional de 138 MMm³/d em 2029, frente a 83 MMm³/d em 2020.

No Brasil, a oferta potencial de gás natural no Pré-sal acena para uma maior inserção do recurso na matriz energética nos próximos anos. As expectativas, inclusive manifestas explicitamente nas políticas sendo desenhadas para o setor de energia, são de uma produção crescente de gás associado ao petróleo. Em consequência desse choque de oferta positivo no mercado doméstico, busca-se criar condições para o desenvolvimento de um mercado competitivo de gás, contribuindo para redução de seu preço. Neste sentido, o gás pode ampliar a sua participação no setor industrial e de transportes e, principalmente, na geração de eletricidade.

A geração termelétrica a gás natural revela-se elemento crucial da expansão recente do parque gerador no Brasil, como atestam as contratações realizadas nos últimos leilões de energia e o planejamento indicativo da EPE. A expansão apoia-se majoritariamente em térmicas abastecidas por gás natural liquefeito (GNL) importado, em novos terminais de regaseificação. A perspectiva de utilização do gás associado aos recursos do Pré-Sal aponta para possibilidade de inserção ainda maior do gás na matriz brasileira, em trajetória oposta aos esforços reunidos pela União Europeia para os próximos anos.

Embora o sistema elétrico brasileiro seja estruturado em torno de hidrelétricas com grandes reservatórios, interconectadas no extenso Sistema Interligado Nacio-

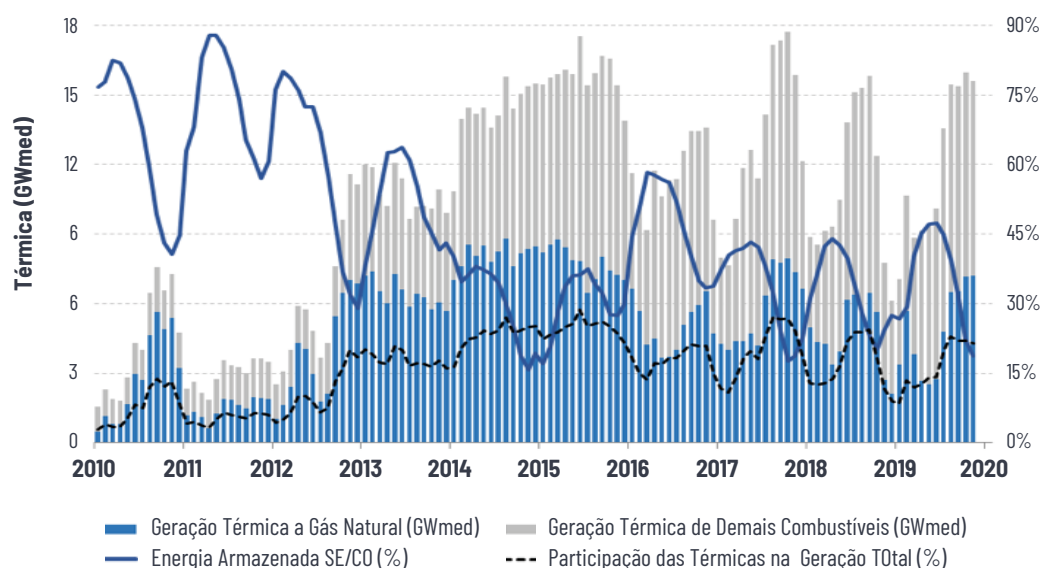
nal (SIN), desde a década de 1990 não há expansão significativa de reservatórios. As novas hidrelétricas instaladas são a fio d'água, sem capacidade de regularização plurianual, acentuando a variabilidade da oferta. Com a perda de regularização dos reservatórios e o aumento da oferta variável, observa-se maior deplecionamento da reserva hídrica e necessidade de complementação de geração de energia e de potência para atender a demanda máxima do sistema.

Neste contexto, destaca-se a contribuição das térmicas, sobretudo a gás natural, tanto para geração de energia, quanto para provisão de flexibilidade. O Gráfico 11 apresenta a elevação da complementação térmica e a sua variabilidade em função do nível dos reservatórios da região Sudeste/Centro-Oeste (responsáveis por 70% do volume total do país), com deplecionamento cada vez mais acentuado ao longo do ano. O gráfico apresenta a contribuição da geração térmica a gás e de demais combustíveis, revelando o protagonismo crescente do energético na matriz brasileira. Desde 2012, a complementação da geração térmica saltou da média histórica de 5% para 20%, com oscilações cada vez mais significativas entre períodos úmido e seco.

A otimização do parque hidrotérmico brasileiro sempre preconizou térmicas flexíveis, incompatíveis com a oferta doméstica constituída preponderantemente de gás associado (Tabela 4). Conseqüentemente, a gestão centralizada da Petrobras e a importação de GNL foram as soluções encontradas para conciliar as necessidades de flexibilidade da oferta de gás.

A maior complementação térmica na geração de energia configura novo paradigma operativo do sistema brasileiro. Neste novo contexto, há espaço tanto para térmicas na base da geração, quanto para térmicas flexíveis. A perspectiva de aumento da oferta de gás (associado) do Pré-Sal e de menor coordenação da Petrobras na

Gráfico 11 - Geração térmica e energia armazenada nos reservatórios no Brasil



Fonte: Elaboração própria com dados do ONS

cadeia do gás, após a estratégia e o compromisso de desinvestimentos, pode favorecer a maior inserção do gás na matriz.

Até o início da operação do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), em 1999, a oferta de gás natural no país era limitada, voltada prioritariamente para a indústria. O gás da Bolívia e o aumento da produção associada ao petróleo abriram novos mercados para o gás, inclusive para geração termelétrica. Desde então, a difusão de térmicas a gás no Brasil tem alternado fases de expansão e estagnação.

A importação de GNL ganhou representatividade na oferta nacional de gás especialmente motivada pela demanda por garantia de suprimento e flexibilidade da geração térmica pelo setor elétrico. A Resolução CNPE nº4/2006 declarou prioritária a implementação de projetos para importação de GNL, com objetivos de assegurar a disponibilidade de gás natural para o mercado nacional com vistas a priorizar o atendimento das térmicas e de facilitar o ajuste da oferta de gás às características do mercado nacional por meio de suprimento flexível (Dutra et al., 2017).

Os terminais de regaseificação tornaram a garantia de suprimento mais robusta no país, mas não colaboraram para o desenvolvimento do mercado de gás. Sem previsão de garantia de acesso de terceiros na Lei do Gás (Lei nº 11.909/2009), a importação ficou restrita à Petrobras. A expansão da malha de gasodutos também não deslançou após a Lei, que previu a concessão de novos dutos através de complexo processo estruturado em torno do Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário (PEMAT).

Desde 2014, foram contratadas nos leilões de expansão de energia novas usinas termelétricas associadas a novos terminais de regaseificação. A expansão via GNL reflete, por um lado, a assimetria entre o perfil de oferta doméstica de gás preponderantemente associado (inflexível) e da demanda por geração térmica flexível pelo setor elétrico no Brasil. Por outro lado, a opção pelo GNL também reflete dificuldades enfrentadas por novos entrantes para acessar a infraestrutura existente, comprometendo o desenvolvimento da indústria no país.





Tabela 4 - Balanço do Gás Natural no Brasil (valores médios, milhões m³/d)

Valores em milhões m ³ /d	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	% 2019	% 19/11	EVOLUÇÃO
+ Produção Nacional	66	70,6	77,2	87,4	96,2	103,8	109,9	111,9	122,4	100%	86%	
Em terra	16,8	16,7	20,6	23,3	23	23,8	21,5	22	22,7	19%	35%	
Em mar	49,1	53,9	56,6	64,1	73,3	80	88,4	90	99,7	81%	103%	
Associado	48,6	49	51,4	58,6	70,2	78,2	84,8	88,7	99,9	82%	106%	
Não Associado	17,3	21,6	25,8	28,8	26,1	25,6	25,1	23,3	22,5	18%	30%	
- Reinjeção	11,1	9,7	10,6	15,7	24,3	30,2	27,6	35,1	43,2	35%	289%	
Em terra	7,8	6,8	6,1	7,3	8,4	9,1	8,2	8,4	8,5	20%	9%	
Em mar	3,3	2,9	4,6	8,4	15,9	21,2	19,4	26,7	34,7	80%	951%	
- Queima e Perda	4,8	4	3,6	4,4	3,8	4,1	3,8	3,7	4,4	4%	-9%	
- Consumo em E&P	10,2	10,6	10,9	11,5	12,2	12,9	13,4	13,7	15	12%	47%	
- Absorção em UPGNs	3,4	3,5	3,6	3,6	3,8	4,2	4,6	4,3	4,5	4%	31%	
= Oferta Doméstica	36,5	42,8	48,5	52,2	52,2	52,4	60,5	55,1	55,4	45%	52%	
+ Importação: Bolívia	26,8	27,5	31,8	32,8	32	28,3	24,3	22,1	18,7	69%	-30%	
+ Importação: Argentina	0	0	0,2	0,2	0,5	0	0	0	0	0%	0%	
+ Importação: GNL	1,7	8,5	14,6	19,9	17,9	3,8	5,1	6,9	8,3	31%	387%	
= Oferta Importada	28,5	36	46,6	52,9	50,4	32,1	29,4	29	27	100%	-5%	
- Perdas em Gasodutos	3,4	3,9	3,7	5,8	3,9	4,3	4,3	5,3	5,5	7%	62%	
= Oferta Total	61,6	74,9	91,4	99,3	98,6	80,3	85,6	78,9	76,9	100%	25%	
- Demanda Não-Termelétrica	51,2	52	51,3	52,4	52,7	50,7	51,3	51,2	48,9	69%	0%	
- Demanda Termelétrica	10,4	23	40,1	46,8	45,9	29,6	34,3	27,7	29	31%	179%	
Demanda Total	61,6	75	91,4	99,2	98,6	80,3	85,6	78,9	77,9	100%	27%	

Fonte: Elaboração própria com dados do MME

Entre 2014 e 2019 foram contratadas cerca de 8 GW de potência de novas térmicas a gás natural, correspondente a 40% do total contratado nos Leilões de Energia Nova (LEN) nesse período (Tabela 5). Cabe destacar a relevância das térmicas movidas a GNL atreladas a novos terminais de regaseificação, responsáveis por 80% do total a ser instalado de térmicas a gás. Excluindo a térmica Rio Grande, com outorga revogada, e a térmica Jaguatirica, localizada no sistema isolado de Boa Vista, a expansão de térmicas a gás adicionará cerca de 6,6 GW de potência ao SIN.

O preço médio, atualizado pelo IPCA para 2019 e ponderado pela energia contratada, alcançou R\$ 255/MWh. Os preços médios das térmicas a gás estão 16% acima do preço médio de todos os LEN nova realizados no período, ponderado pela energia contratada de cada empreendimento.¹¹ Os investimentos declarados das térmicas a gás somam cerca de R\$22,5 bilhões, atualizados pelo IPCA.

Reformas na Indústria do Gás no Brasil

A regulação da indústria do gás natural se divide entre as atividades sujeitas à competência federal e à competência estadual. Toda as atividades do *upstream* e *midstream* da cadeia – exploração, produção, escoamento, tratamento, importação e transporte – são regulados pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). A Lei do Petróleo (Lei nº 9.487/1997) e a Lei do Gás (Lei nº 11.909/2009) constituem os principais marcos legais do setor. Já a distribuição do gás natural, por força constitucional, é explorada diretamente ou mediante concessão pelos estados.

O artigo 25º (§ 2º) da Constituição de 1988 delimita a prerrogativa estadual aos “serviços de gás canalizado”, correspondente a distribuição da molécula por dutos, sem englobar a comercialização do gás. Entretanto, na maioria das concessões estaduais não há separação explícita de ambas as atividades e não há, ainda, regulamentação da figura do consumidor livre.

Ademais, o gás natural pode ser distribuído e comercializado, liquefeito (GNL) ou comprimido (GNC), por outras empresas, sujeito a regulação federal, não devendo ser extensível ao monopólio legal das distribuidoras. A comercialização por outros modais pode favorecer o desenvolvimento do mercado, interiorizando o energético no país. Como o gás não possui mercado cativo, podendo ser substituído por outros energéticos em todas as suas utilizações, há competição constante de outros energéticos. Como também pode ser transportado e comercializado por outros modais, a ampliação da rede sem estudo prévio de viabilidade não deve ser perseguida, afastando políticas de universalização sem racionalidade econômica.

Reformas do mercado de gás no exterior, a exemplo do Reino Unido, Espanha, Itália e França, implementaram com sucesso a separação entre a distribuição (rede) e a comercialização, trazendo competitividade e transparência ao setor. O processo em alguns momentos enfrenta resistência, principalmente no início, por parte de empresas incumbentes. Mas ao o resultado é fazer chegar aos consumidores os benefícios de um aumento da competição na oferta, que é economicamente viável e produz ganhos de eficiência (Herweg, 2017).

¹¹ O preço médio das térmicas nos leilões se traduz no Índice Custo Benefício (ICB) dos empreendimentos, representando um valor esperado do preço da energia, projetado por cenários hidrológicos futuros. O preço da energia de fato, percebido pelo consumidor cativo ao longo dos anos, dependerá da evolução do custo do gás natural, da indexação escolhida pelo gerador e, principalmente, da geração térmica efetiva.



No Brasil, estudos já apontaram que benefícios líquidos econômicos de uma reforma do gás dependem também do grau de amadurecimento da regulação (FGV CERI, 2019). Mantido o arcabouço atual, a mera transferência de controle acionário (ou privatização das distribuidoras de gás natural) transfere o monopólio sem garantia de acesso não discriminatório. Sem revisão contratual e adequação ao novo modelo, são escassas as chances de aprimoramento de uso e investimentos eficientes na rede.

Os esforços de modernização do setor de gás natural no Brasil foram intensificados a partir da iniciativa “Gás para Crescer”, em 2016, apontando para profunda reformulação: avanços infralegais, reposicionamento da Petrobras nos segmentos da cadeia, maior ênfase na defesa da concorrência e aguardada reforma legal. Ressalta-se que a Petrobras, incumbente com participação majoritária em todos os elos da cadeia, participa ativamente do processo de reforma – como resultado do seu reposicionamento estratégico na indústria de óleo e gás.

A iniciativa resultou em inúmeros avanços infralegais e regulatórios, porém não logrou reformular a Lei do Gás (Lei 11.909/2009).¹² Os aprimoramentos favoreceram a maior contratação das térmicas a gás nos últimos leilões de energia, também impulsionada pela redução do preço do GNL no mercado internacional.

A assimetria entre o perfil da oferta de gás doméstico inflexível (associado) e a demanda por geração térmica flexível, sujeita a disponibilidade de recursos variáveis, nível dos reservatórios e comportamento da demanda, impôs restrições à

inserção de térmicas no sistema brasileiro, sobretudo movidas a gás doméstico.

Com prioridade na política energética nacional, o setor elétrico endureceu gradativamente os requisitos em relação ao fornecimento de gás às térmicas, de forma a reduzir os riscos à segurança de abastecimento. Neste contexto, a indústria de gás reuniu esforços para harmonizar a integração gás-eletricidade e modernizar o setor para atrair mais agentes e maior competição.

Em continuidade aos avanços infralegais, o Decreto nº 9.616/2018 alterou o Decreto nº 7.382/2010, que regulamenta a Lei do Gás, visando (i) destravar os estudos para expansão da malha de gasodutos do país; (ii) indicar a migração para o modelo de entrada e saída na malha de transporte; e (iii) determinar que a ANP estabeleça diretrizes para o acesso de terceiros às infraestruturas essenciais (escoamento, processamento e terminais de regaseificação) e autorize, regule e fiscalize a atividade de estocagem.¹³

No atual governo, os esforços de aprimoramento foram retomados na iniciativa “Novo Mercado de Gás”, com vistas a: (i) promoção da competição em segmentos competitivos; (ii) harmonização das esferas de regulação federal e estaduais; (iii) remoção de barreiras tributárias; (iv) revisão do modelo de expansão do transporte; (v) instituição do modelo de entrada e saída para contratação de capacidade; e (vi) estabelecimento de acesso negociado a infraestruturas essenciais. Trata-se, portanto, de eliminar gargalos para fazer o recurso chegar ao mercado e permitir seu desenvolvimento. A Figura 18 apresenta as tendências da reforma em curso.

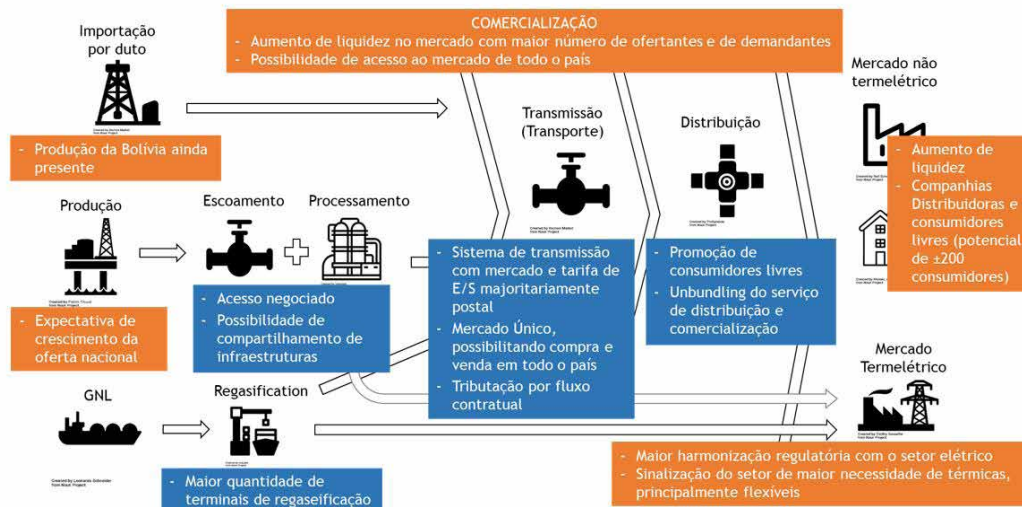
12 Dentre os avanços infralegais, destacam-se a revisão do tratamento das penalidades nos contratos de energia por falta de combustível e as novas possibilidades de indexação do combustível, possibilitando a maior inserção do GNL.

13 Em 2019, a EPE lançou o Plano Indicativo de Gasodutos (PIG) e o Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural (PIPE).





Figura 18 - Tendências da reforma em curso no mercado de gás natural no Brasil



Fonte: Petrobras

Em junho de 2019, a Resolução do CNPE nº 16 definiu diretrizes para o aperfeiçoamento das políticas energéticas e regulatórias no mercado de gás natural, estabelecendo como princípio de transição para um mercado concorrencial de gás a integração do setor de gás natural com os setores elétrico e industrial. Dentre as medidas, o CNPE recomendou que o MME, a ANP e a EPE se articulem para promover o apoio de treinamento e capacitação das agências reguladoras estaduais.

Em julho de 2019, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) aprovou o Termo de Cessação de Conduta (TCC) relacionado à atuação da Petrobras na indústria do gás. Também em julho, o Governo publicou o Decreto nº 9.934/2019, instituindo o Comitê de Monitoramento da Abertura de Mercado, formado pelo MME, Ministério da Economia, CADE, ANP e EPE.

Dentre as medidas previstas pelo TCC celebrado entre o CADE e a Petrobras, destacam-se: (i) a negociação do acesso de terceiros às rotas de escoamento e uni-

dades de processamento de gás natural; (ii) a redução de volumes adquiridos pela Petrobras a partir de outros produtores e terceiros; e (iii) a definição de capacidade excedente nos gasodutos de transporte, indicando as suas demandas por entrada e saída de gás, por área de concessão das distribuidoras e consumo próprio, nos sistemas de transporte das transportadoras NTS e da TAG, eliminando flexibilidades e congestionamento contratual (volumes contratados e não movimentados).

A transição para um mercado concorrencial é passo fundamental. Sua discussão deve ser transparente e levar em conta um processo de evolução, no qual a adaptação do marco legal e regulatório seja acompanhada pela entrada de um número crescente de agentes no mercado até a meta de um mercado concorrencial líquido ser atingida. Tais medidas são fundamentais para promover uma transição energética para uma economia de baixo carbono que assegure benefícios para diferentes grupos da sociedade.

3. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Embora tanto o Brasil como a UE tenham acumulado considerável experiência na liberalização e na regulação de mercados de energia, a necessidade de descarbonizar e a possibilidade de digitalizar a energia representam novos e complexos desafios que requerem novas soluções de governança e de regulação.

A transição energética é um movimento mundial, mas diferentes abordagens têm vindo a ser testadas e implementadas em diferentes lugares, a nível nacional e a nível local. O Diálogo Energia UE Brasil proporcionou úteis trocas de experiências e de perspectivas sobre a construção de novas arquiteturas energéticas, em geral, e sobre a sua governança e regulação, em particular.

Embora a duração deste Diálogo Energia tenha sido limitada, assim como o número de pessoas e organizações envolvidas, há algumas conclusões que podem ser retiradas e generalizadas com segurança. Sem pretender ser exaustivos, apresentam-se de seguida as principais conclusões, do ponto de vista dos autores deste relatório e coordenadores do Diálogo Energia:

- 1) As transições energéticas – não existe um modelo único de transição energética, cada região ou país define a sua – são processos complexos onde convergem mudanças de comportamentos, de tecnologias e de políticas públicas. Embora o sentido da marcha seja claro (descarbonização, digitalização,

etc.), os processos não evoluem linearmente. Na verdade, em todo o lado há contradições que precisam de ser resolvidas no interior da respectiva transição energética. Na UE, a vontade de se afirmar como o primeiro continente neutro em carbono (em 2050) colide com a retenção prolongada do carvão na matriz energética em nome da paz social e da coesão territorial. No Brasil, a vontade de manter uma matriz energética tradicionalmente renovável colide com o desejo de usar o sector eléctrico como âncora de uma indústria de gás natural “forçada” pela indústria do petróleo, importante motor das exportações e da economia do país.

- 2) Esta combinação de compromissos internacionais fortes e claros com inconsistências e mesmo contradições domésticas ao nível das políticas públicas tem conduzido a uma regulação hesitante, pouco estimuladora da transição energética, carente de políticas de regulação assertivas.
- 3) A crescente penetração da eletricidade na procura final de energia, no pressuposto de eletricidade sem carbono, é uma tendência observada em todo o mundo e também no Brasil (onde ela tem sido tradicionalmente elevada) e na UE. Contudo, esta tendência inevitável não é isenta de proble-





mas. No Brasil, o efeito das alterações climáticas sobre os caudais dos rios (juntamente com outros fatores antropogênicos) tem reduzido a disponibilidade hidroelétrica, fazendo assim emergir investimentos ociosos; em alguns Estados Membros da UE, a difusão em grande escala de centrais eólicas e fotovoltaicas desafia não apenas a operação técnica dos sistemas elétricos (problema que tem sido parcialmente¹⁴ resolvido com sucesso), mas também a operação dos mercados atacadistas (problema que não foi ainda resolvido).

- 4) A eficiência energética é reconhecida como prioridade das políticas de energia e clima mas a sua implementação fica aquém do que seria possível e desejável devido, em particular, a déficits de informação e de financiamento.
- 5) O futuro do gás na transição energética não está claro e tem sido, recentemente, abordado numa perspectiva pouco ou nada sistémica, isto é, menos em função daquele que pode ser o seu valor intrínseco na transição do que em função de critérios exógenos. No Brasil, o desejo de criar uma procura substancial de gás natural para onde encaminhar a produção associada à exploração do petróleo *off-shore*; na UE, o desejo de evitar ou mitigar custos ociosos nas infraestruturas de gás natural substituindo este por gases verdes.
- 6) Também a digitalização da energia tem sido abordada numa perspec-

tiva pouco sistémica, demasiado baseada em projectos piloto heterogêneos, desperdiçando assim o enorme potencial transformativo e de eficiência que ela permite obter¹⁵.

- 7) A acumulação dos fenómenos acima referidos desencadeou o início do processo de desconstrução (em sentido literal e filosófico) da arquitetura energética tradicional, centralizada e mono-sectorial, e do respectivo modelo de governança. A construção da governança de novas arquiteturas energéticas emergentes, multi-nível e multi-sectoriais, está ainda no princípio, sendo evidentes as linhas de divisão entre as várias partes interessadas.

As missões e os encontros proporcionados por esta edição do Diálogo Energia UE Brasil permitiram identificar alguns pontos que merecem ulterior consideração e que aqui se registam sob a forma de recomendações:

- a) Dar continuidade a este Diálogo promovendo encontros de alto nível entre decisores e especialistas do Brasil e da UE sobre temas específicos de interesse comum, nomeadamente os seguintes, reconhecidos como prioritários:
 - Operação de sistemas elétricos com elevada penetração de fontes renováveis (centralizadas e descentralizadas)
 - Organização de mercados de eletricidade com elevada penetração de fontes renováveis (centralizadas e descentralizadas)
 - Organização de mercados de gás

¹⁴ Resolvido sem dúvida a nível nacional, mas por vezes à custa de fluxos paralelos em redes vizinhas o que não é compatível com o funcionamento eficiente e équo de um sistema interligado.

¹⁵ Além disso, a digitalização da energia pode induzir um importante crescimento económico nos sectores industriais e de serviços fornecedores de equipamento e soluções, assim como a criação de numerosos postos de trabalho.

e transição energética

- Formulação de políticas e metas claras para digitalização das redes
- Boas práticas de concessão de bens públicos de energia
- Boas práticas de promoção da eficiência energética no setor público e no setor privado
- Adaptação de parques hidroelétricos às novas necessidades de flexibilidade dos sistemas
- Regulação transicional

- b) Organizar, em 2020, uma conferência no Brasil (tema: “Energia 30+30”) que apresente e discuta, por um lado, os resultados diferenciados da liberalização da energia na UE ao longo dos últimos 30 anos¹⁶ e, por outro lado, as perspectivas abertas pelo EU Green Deal para os próximos 30 anos (2020-2050). A conferência seria aberta a empresas, academia, instituições financeiras e ONGs.

¹⁶ A liberalização iniciou-se em 1990 com a “Council Directive 90/547/EEC of 29 October 1990 on the transit of electricity through transmission grids”





REFERÊNCIAS

ACER (2015). European Gas Target Model Review and Update.

ACER (2019a). The Bridge Beyond 2025 - Conclusion Paper.

ACER (2019b). ACER Market Monitoring Report 2018 - Gas Wholesale Market Volume.

BARCELLOS, L. (2008). Renewing or Re-bidding Concessions: Issues and Perspectives in the New Brazilian Model. The Minerva Program, George Washington University.

BATISTA, R. (2009). Debate sobre uma segunda prorrogação de concessões no setor elétrico sem licitação: verdades, meias verdades e pontos para reflexão. Direito Regulatório da Energia Elétrica, UNB.

BATTISTEL, M-N; STRAUMANN, E. (2013). Rapport D'Information - Commission des Affaires Économiques. Assemblée Nationale.

BORENSTEIN, S. (2008). The market value and cost of solar photovoltaic electricity production. Center for the Study of Energy Market, CSEM Working Paper 176, Berkeley, CA.

BORENSTEIN, S. (2012). The private and public economics of renewable electricity generation. Journal of Economic Perspectives, Vol. 26, No. 1.

BROWN, A. (2012). Concessions, Markets and Public Policy in the Brazilian Power Sector. The Electricity Journal, Vol. 25, Issue 9.

BROWN, A. (2016). The value of solar writ large: A modest proposal for applying 'value of solar' analysis and principles to the entire electricity market. The Electricity Journal, 29: 27-30.

BUSHNELL, J. (2011). Building Blocks: Investment in Renewable and Nonrenewable Technologies. RSCAS Working Papers 2011/53, European University Institute.

CCEE (2020). InfoMercado - Dados Gerais. Janeiro.

CEC - California Energy Commission. (2018). Tracking Progress - Resource Flexibility.

CEER (2016). CEER Position Paper on Renewable Energy Self-Generation. Council of European Energy Regulators, Brussels.

CEER (2019). CEER's 3D Strategy (2019-2021). Digitalisation, Decarbonisation, Dynamic regulation: CEER's 3D Strategy to foster European energy markets and empower consumers. Conclusions Paper. Ref: C18-BM-124-04.

CER/CEER (2019). Annual Report on the Results of Monitoring The Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2018. Gas Wholesale Markets Volume, October 2019.

CHYONG, C. K. (2019). Challenges to the Future of European Single Market in Natural Gas. Cambridge Working Papers in Economics 1918. University of Cambridge.

DUTRA, J.; AMORIM, L.; DANILOW, R.; TIMPONI, G.; LIMA, C. (2017). Geração termelétrica a gás natural - Comprovação de disponibilidade de combustível - Aspectos Regulatórios. Relatório. FGV CERI - Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura da Fundação Getulio Vargas.

DUTRA, J.; ENGLER, M. (orgs.) (2019). Projeto de P&D sobre Renovação das Outorgas do Setor Elétrico. EDP, FGV Direito SP, FGV CERI, ANEEL.

EC (2019). Hydroelectric power concessions: Commission calls on 8 Member States to comply with EU law. Press release.

EDENHOFER, O.; HIRTH, L.; KNOPF, B.; PAHLE, M.; SCHLÖMER, S.; SCHMID, E.; UECKERDT, F. (2013). On the economics of renewable energy sources. Energy Economics, 40: S12-S23.

EPE (2019a). Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. Empresa de Pesquisa Energética.

EPE (2019b). Repotenciação e Modernização de Usinas Hidrelétricas - Ganhos de Eficiência, energia e capacidade instalada. Empresa de Pesquisa Energética.

EPE (2019c). Estudos Inventários de Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR) - Metodolo-

gia e resultados preliminares para o estado do Rio de Janeiro. Empresa de Pesquisa Energética.

FARUQUI, A.; SERGICI, S.; WARNER, C. (2017). Arcturus 2.0: A meta-analysis of time-varying rates for electricity. *The Electricity Journal*, v. 30, n. 10, p. 64-72.

FGV CERI (2019). Distribuição de gás natural no Brasil. Cartilha.

FINON, D. (2016). La Pénétration à Grande Échelle des ENR dans les Marchés Électriques – La Perte de Repère des Évaluations Économiques. *La Revue de L'Énergie*, Nº 633-634.

FRAUNHOFER ISE (2020). Recent Facts about Photovoltaics in Germany. Report

GLACHANT, J-M.; SAGUAN, M.; RIOUS, V.; DOUGUET, S. (2015). Regimes for granting the right to use hydropower in Europe. European University Institute, Florence School of Regulation.

GRAABAK, I.; JAEHNERT, S.; KORPAS, M.; Mo, B. (2017). Norway as a Battery for the Future European Power System – Impacts on the Hydropower System. *Energies*, 10, 2054.

GUASCH, J. (2004). Granting and Renegotiating Infrastructure Concessions: Doing it Right. The World Bank.

HANSEN, J-P.; PERCEBOIS, J. (2017). Transition(s) Électrique(s) – Ce que L'Europe et les Marchés n'ont pas su vous Dire. Odile Jacob.

HEATER, P.; PETROVICH, B. (2017). European traded gas hubs: an updated analysis on liquidity, maturity and barriers to market integration. *Energy Insight: 13*. The Oxford Institute for Energy Studies – University of Oxford.

HEATHER, P. (2015). The Evolution of European Traded Gas Hub. Oxford Institute for Energy Studies – OIES Paper: NG 104.

HERWEG, N. (2017). European Union Policy-Making – The Regulatory Shift in Natural Gas Market Policy. International Series on Public Policy.

HIRTH, L. (2013). The Market Value of Variable Renewables – The Effect of Solar and Wind Power Variability on their Relative Price. *Energy Economics*, 30: 218-236.

HIRTH, L.; UECKERDT, F.; EDENHOFER, O. (2015). Integration Costs Revisited – An economic framework for wind and solar variability. *Renewable Energy*, 74: 925-939.

IEA (2014). The Power of Transformation: Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems. International Energy Agency – Report.

IEA (2018a). World Energy Outlook 2018. International Energy Agency – Report.

IEA (2018b). Renewable Electricity – Analysis and Forecasts to 2023. International Energy Agency – Report.

IEA (2018c). Status of Power System Transformation. International Energy Agency – Report.

IEA (2019a). Electricity Information – Statistics. International Energy Agency – Report.

IEA (2019b). Renewables 2019 – Analysis and forecast to 2024. International Energy Agency – Report.

IEA (2019c). World Energy Outlook 2019. International Energy Agency – Report.

IEA (2019d). Energy Efficiency Market Report. International Energy Agency – Report.

IEA/IRENA (2018). Renewable Energy Policies in a Time of Transition. REN21. Report.

IHA (2018). The world's water battery: Pumped hydropower storage and the clean energy transition. International Hydropower Association, Working Paper.

IPCC (2018). Global Warming of 1,5°C – Summary for Policymakers. Report.

IRENA (2019). Renewable Capacity Statics. International Renewable Energy Agency.

JOSKOW, P. (2011). Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity





Generation Technologies. American Economic Review, Vol. 100, No. 3.

JRC (2012). Guidelines for Cost Benefit Analysis of Smart Metering Deployment. Joint Research Center.

JRC (2014). Cost-benefit analyses & state of play of smart metering deployment in the EU-27. Joint Research Center.

KERF, M.; GRAY, R.; IRWIN, T.; LEVESQUE, C.; TAYLOR, R.; KLEIN, M. (1998). Concessions for infrastructure: a guide to their design and award. The World Bank.

LONDO, M. et al. (2020). Alternatives for current net metering policy for solar PV in the Netherlands: A comparison of impacts on business case and purchasing behaviour of private homeowners, and on governmental costs. Renewable Energy, v. 147, p.903-915.

MME (2016). Gás para Crescer – Relatório Técnico e Anexos.

MME (2019). Balanço Energético Nacional. Relatório Síntese – Ano Base 2018. Ministério de Minas e Energia.

NEWBERY, D. (2001). Privatization, Restructuring and Regulation and Network Industries. Cambridge, MA: The MIT Press.

NEWBERY, D. (2016). Towards a green energy economy? The EU Energy Union's transition to a low-carbon zero subsidy electricity system – Lessons from the UK's Electricity Market Reform. Applied Energy, 179: 1321-1330.

NEWBERY, D. (2018). Evaluating the case for supporting renewable electricity. Energy Policy, 120:684-696.

NEWBERY, D.; POLLITT, M.; RITZ, R.; STRIELKOWSKI, W. (2018). Market design for a high-renewables European electricity system. Renewable and Sustainable Energy Reviews 91: 695-707

NREL (2017). **Evolving Distributed Generation Support Mechanisms: Case Studies from United States, Germany, United Kingdom, and Australia.** Denver: NREL, 2017.

OPOLSKA, I. (2017). The efficacy of liberalization and privatization in introducing competition into European natural gas markets. Utilities Policy, 48:12-21.

PARAG, Y.; SOVACOOOL, B. Electricity market design for the prosumer era. Perspective, Nature Energy, 2016.

PÉREZ-ARRIAGA, I. J. et al. (2016). Utility of the Future – An MIT Energy Initiative response to an industry in transition. MIT/Comillas.

ROMEIRO, D. L.; ALMEIDA, E.; LOSEKANN, L. (2020). Systemic value of electricity sources – What we can learn from the Brazilian experience? Energy Policy, 138: 111247.

SCHMALENSSEE, R. (2016). The Performance of U.S. Wind and Solar Generators. The Energy Journal, Vol. 37, No. 1.

STOFT, S. (2002). Power System Economics – Designing Markets for Electricity. IEEE Press.

TCU (2011). Avaliação das ações em preparação ao vencimento de contratos de concessões do setor elétrico. TC 028.862/2010-4

U4E (2019). Brazil – Country Assessment. United For Efficiency (U4E) e United Nations Environment Programme (UNEP). Report.

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

URÍA-MARTÍNEZ, R.; JOHNSON, M. M.; O'CONNOR, P. (2017). Hydropower Market Report. Oak Ridge National Laboratory. U.S. Department of Energy.

VASCONCELOS, J. (2019a). A Energia em Portugal. Fundação Francisco Manuel dos Santos.

VASCONCELOS, J. (2019b). Energy regulation in Europe: The politics of regulation and regulatory policy revisited. Competition and Regulation in Network Industries, Vol. 20(3): 240-249.

WEF – World Economic Forum (2017). The Future of Electricity – New Technologies Transforming the Grid Edge. Report.

YERGIN, D. (2012). The Quest: Energy, Security, and the Remaking of the Modern World. Penguin Books.

ANEXO - MISSÕES & WORKSHOP





MISSÃO À UNIÃO EUROPEIA

A Missão à União Europeia foi realizada entre os dias 16 e 20 de setembro de 2019. A delegação foi composta pelos seguintes membros:

- Joisa Dutra (FGV CERI), especialista brasileira do Diálogo
- Jorge Vasconcelos (NEWES), especialista europeu do Diálogo
- Reive Barros (Secretário do Ministério de Minas e Energia)
- Rodrigo Limp (Diretor da Agência Nacional de Energia Elétrica)

A Delegação participou de reuniões realizadas no Porto (Portugal), Madri (Espanha), Bruxelas (Bélgica) e Roma (Itália). A delegação cumpriu a seguinte agenda nesses países:

- 16/09/2019, Porto (Portugal): INESC TEC
Participantes: João Abel Peça Lopes (Associate Director); João Claro (Chairman of the Executive Board); Ricardo Bessa (Centre for Power and energy Systems)
- 16/09/2019, Madri (Espanha): OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español) & MIBGAS (Mercado Iberico del Gas)
Participantes: Carmen Becerril Martínez (President), Artur Trindade (Chairman & CEO OMIE), Raúl Yunta Huete (CEO)
- 17/09/2019, Madri (Espanha): CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia)
Participantes: Fernando Hernández Jiménez-Casquet (Director General for Energy); Rocío Prieto González (Head of Natural Gas Department), Agustín Alonso Garrido (Natural Gas Department, Energy Division), Jose Antonio Castro Fernandez (Electric Energy Division), Santiago Muñoz (Deputy Director Electric Energy)
- 17/09/2019, Bruxelas (Bélgica): CEER (Council of European Energy Regulators)
Participantes: Annegret Groebel (President), Charles Esser (Secretary General), and Miuki Tsuchiya (Analyst of Commission de Regulation de L'Énergie - CER)
- 18/09/2019, Bruxelas (Bélgica): DG Energy (Directorate-General for Energy)
Participantes: Paula Pinho (Acting Director, Head of Unite Energy Policy Coordination), Paula Abreu Marques (Head of Unit Renewables and CCS policy), Vasco Ferreira (Energy policy coordination)
- 18/09/2019, Bruxelas (Bélgica): EUROELECTRIC
Participantes: Kristian Ruby (Secretary General)
- 18/09/2019, Bruxelas (Bélgica): AGORA Energiwende
Participantes: Philipp D. Hauser (Senior Associate International/ Latin America), Andreas Graf (Project Manager EU Energy Policy)
- 19/09/2019, Roma (Itália): ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente)
Participantes: Stefano Besseghini (President), Enzo Bencini (Head of National External Relations Unit)

- 20/09/2019, Roma (Itália): ENEL
Participantes: Livio Gallo (Head of Global Infrastructure and Networks), Maurizio Bezeccheri (Head of Latin America Region), Robert Denda (Head of Network Technology and Innovation), Viviana Vitto (Head of Market Studies and Strategic Analysis), Irene Rossi (Executive Assistant), Jacopo Santoni (Executive Assistant)

MISSÃO AO BRASIL

A Missão ao Brasil foi realizada entre os dias 18 e 22 de novembro de 2019. A delegação foi composta pelos seguintes membros:

- Joisa Dutra (FGV CERI), especialista brasileira do Diálogo
- Jorge Vasconcelos (NEWES), especialista europeu do Diálogo
- João Abel Peças Lopes (INESC TEC)
- Gabriela Prata Dias (Copenhagen Centre on Energy Efficiency)
- Alberto Biancardi (GSE - Gestore dei Servizi Energetici)

A Delegação participou das reuniões ocorridas em Brasília e no Rio de Janeiro, incluindo a participação como painelistas do Workshop realizado em Brasília, na sede do Ministério de Minas e Energia no dia 18 de novembro de 2019. A delegação cumpriu a seguinte agenda no Brasil:

- 19/11/2019 – Reunião no Ministério de Minas e Energia (MME), Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético (SPE)
Participantes: Sr. Reive Barros (Secretário), Sr. Carlos Alexandre Príncipe Pires (SPE/MME), Sr. Luís Fernando Badanhhan (SPE/MME), Sr. Pedro Ballesteros (DG Energy), Sr. Rui Ludovino (Conselheiro da União Europeia no Brasil).
- 19/11/2019 – Reunião no FASE (Fórum das Associações do Setor Elétrico)
Participantes: Sr. Charles Lenzi (ABRAGEL – Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa); Sr. Mario Miranda (ABRATE – Associação Brasileira das Empresas de Transmissão de Energia Elétrica), Sr. Luis Roberto Ferreira (APINE – Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica), Sr. Fillipe Soares (ABRACE – Associação Brasileira de Grandes Consumidores), Sr. Marcelo Moraes (ABIAPE – Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia; FMASE – Fórum de Meio Ambiente do Setor Elétrico), Sr. Marcelo Luís Loureiro dos Santos (ABIAPE), Sr. Pedro Prescott (ABIAPE), Sra. Leticia Dias (ABIAPE), Sr. Gabriel Pina (ABIAPE).
- 19/11/2019 – Ministério da Economia – Secretaria de Desenvolvimento e da Infraestrutura, Subsecretaria de Regulação e Mercado
Participantes: Sr. Gabriel Godofredo Fiuza de Bragança (Subsecretario), Sra. Christiany Salgado Faria (Coordenadora-Geral de Energia).
- 20/11/2019 – Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)
Participantes: Rodrigo Limp (Diretor), Sr. Rodrigo Santana, Sr. Felipe Alves Calabria, Sr. Fabio Stacke Silva, Sr. Matheus Palma Cruz, Sra. Angélica Ambrosini, Sr. Carlos Alexandre Príncipe Pires (SPE/MME).





- 20/11/2019 – Reunião no Ministério de Minas e Energia (MME), Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético (SPE), Departamento de Desenvolvimento Energético, Coordenação-Geral de Eficiência Energética
Participantes: Sra. Samira Sana Fernandes de Sousa Carmo (Coordenadora-Geral de Eficiência Energética), Alexandra Albuquerque Maciel (MME).
- 20/11/2019 – Reunião Norte Energia (Usina Hidrelétrica Belo Monte)
Participantes: Sr. Paulo Roberto Ribeiro Pinto.
- 21/11/2019 – Reunião na Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), Superintendência de Infraestrutura e Movimentação e Superintendência de Defesa da Concorrência, Estudos e Regulação Econômica
Participantes: Sr. Hélio da Cunha Bisaggio, Sra. Melissa Cristina Pinto Pires Mathias, Sr. Bruno Conde Caselli, Sra. Luciana Rocha de Moura Estevão, Sr. Bruno Valle de Moura.
- 21/11/2019 – Operador Nacional do Sistema (ONS)
Participantes: Sr. Luiz Eduardo Barata Ferreira e Sr. Luiz Alberto Machado Fortunato.
- 21/11/2019 – Eletrobras
Participantes: Sr. Pedro Luiz de Oliveira Jatobá (Diretor de Geração).
- 21/11/2019 – CIER (Comisión de Integración Energética Regional)
Participantes: Sr. Túlio Marcus Machado Alves e Sr. Pedro Luiz de Oliveira Jatobá.
- 21/11/2019 – Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica)
Participantes: Sra. Élbida Gannoum.



Da esquerda para direita: Sr. Reive Barros (Secretário do MME), Sr. Bento Albuquerque (Ministro do MME), Sr. Jorge Vasconcellos (NEWES, especialista europeu do Diálogo), Sra. Joisa Dutra (FGV CERJ, especialista brasileira do Diálogo), Sra. Gabriela Prata Dias (Participante da Delegação, Copenhagen Centre on Energy Efficiency), e Sr. Thiago Barral (Presidente da EPE).

WORKSHOP “Diálogos União Europeia – Brasil: Governança da Transição Energética – Oportunidades e Desafios”, realizado no Ministério de Minas e Energia (MME) no dia 18 de novembro de 2019

O workshop foi organizado em torno de quatro temas, além da sessão de abertura e encerramento: (i) Governança da Transição Energética, (ii) Eletricidade, (iii) Transição Energética e Gás Natural, (iv) Segurança do Mercado e Regulamentação Prudencial. O primeiro painel tratou dos *drivers* da transição energética no mundo e no Brasil. O segundo focou nos desafios da introdução de fontes renováveis nos sistemas de energia e o papel da eficiência energética. O terceiro abordou o papel do gás natural na transição, identificando o papel das reformas e a perspectiva de participação do gás natural nas matrizes energéticas nas próximas décadas. O quarto painel abordou os desafios para implementar um projeto de mercado de eletricidade no Brasil, enfatizando a urgência de melhorar a regulação prudencial no setor.

DIA 18.11.19, NO AUDITÓRIO TÉRREO DO MME EM BRASÍLIA

08:30 - 9:00	Credenciamento	
09:00 - 9:30	Sessão de Abertura	Ignacio Ybáñez – Embaixador da União Europeia no Brasil Reive Barros – Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético do MME Rodrigo Limp – Diretor da ANEEL
09:30 - 10:45	Governança da Transição Elétrica	Moderador: Jorge Vasconcellos – Perito Europeu Diálogos EU BR Agustín Delgado Martín – Iberdrola – Diretor de Inovação, Sustentabilidade e Qualidade Elbia Gannoun – Presidente da Abeeolica Manoel Moreira – Secretário do TCU Pedro Ballesteros – DG Energy
10:45 - 11:00	Coffe-Break	
11:00 - 12:30	Eletricidade	Moderador: Rodrigo Limp – Diretor da ANEEL Gabriela Prata Dias – Copenhagen Centre on Energy Efficiency João Abel Peça Lopes – INESC TEC Max Xavier – ENEL Distribuição São Paulo, CEO Mayra Noronha – SolarPower Europe Roseane Santos – Conselheira da CCEE
12:30 - 14:00	Almoço	
14:00 - 15:30	Transição Energética e Gás Natural	Moderador: Reive Barros – Secretário do MME Alberto Biancardi – GSE - Gestore dei Servizi Energetici Edson Real – Diretor da Golar Power Giovani Machado – Diretor da EPE Gustavo Labanca – TAG, CEO
15:30 - 15:45	Coffee-Break	
15:45 - 17:00	Segurança de Mercado e Regulação Prudencial	Moderadora: Joisa Dutra – Perita Nacional Diálogos EU BR Arthur Trindade – OMIP (vídeo) Júlio César Rezende Ferraz – Superintendente ANEEL Solange David – Conselheira da CCEE Ricardo Medeiros de Castro – CADE
17:00	Encerramento	Reive Barros – Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético do MME





www.sectordialogues.org



MINISTÉRIO DAS
RELAÇÕES EXTERIORES

MINISTÉRIO DA
ECONOMIA





