



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

Gabriel Fraga Pessanha

TRANSIÇÃO ENERGÉTICA NO SETOR ELÉTRICO: TRANSFORMAÇÕES NA
TRANSMISSÃO DE ENERGIA NA ALEMANHA, GRÃ-BRETANHA E BRASIL.



MINISTÉRIO DA
CIÊNCIA, TECNOLOGIA
E INOVAÇÕES



Rio de Janeiro 2021

Gabriel Fraga Pessanha

TRANSIÇÃO ENERGÉTICA NO SETOR ELÉTRICO: TRANSFORMAÇÕES NA
TRANSMISSÃO DE ENERGIA NA ALEMANHA, GRÃ-BRETANHA E BRASIL.

Trabalho de Conclusão de curso no curso de Ciências Econômicas da Universidade Federal Do Rio de Janeiro, como requisito para a obtenção do título de Bacharel em Economia.

Orientador: Helder Queiroz Pinto Jr.

Co-Orientadora: Clarice Campelo de Melo Ferraz

Rio de Janeiro

2021

Gabriel Fraga Pessanha

TRANSIÇÃO ENERGÉTICA NO SETOR ELÉTRICO: TRANSFORMAÇÕES NA
TRANSMISSÃO DE ENERGIA NA ALEMANHA, GRÃ-BRETANHA E BRASIL.

Trabalho de Conclusão de curso no curso de
Ciências Econômicas da Universidade Federal
Do Rio de Janeiro, como requisito para a
obtenção do título de Bacharel em Economia

Rio de Janeiro, 20 de dezembro de 2021.

Prof. Dr. Helder Queiroz Pinto Jr - Orientador
Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ)

Prof. Dra. Clarice Campelo de Melo Ferraz - Coorientador
Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ)

Prof. Dr. Ronaldo Goulart Bicalho

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho ao futuro nesse momento em que o futuro de nosso planeta nunca foi tão incerto.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todos que fizeram parte de alguma forma desses últimos 4 anos no ensino superior na UFRJ. Nominalmente gostaria de agradecer aos colegas que primeiramente me acolheram ainda no curso de História e me incentivaram a mudar para o Instituto de Economia no segundo semestre de 2017.

Quero também agradecer à André, Rafael, Antonia, Allan, Victor, Caio, Matheus, Luiz e Nathan que foram meus primeiros contatos com o curso e continuam sendo os principais até hoje. Agradeço também ao Centro Acadêmico Stuart Angel do qual fiz parte na gestão de 2019-21 assim como especialmente aos integrantes e amigos Wesley, Renan, Victor e Amâncio.

Gostaria de mencionar também o trabalho de todo o corpo docente do IE que me introduziu a uma série de debates e me conferiu um ambiente plural. Quero agradecer, também, à secretaria de graduação, em especial à Anna Lúcia que sempre trabalhou diligentemente até as horas mais tarde da noite para manter esse instituto funcionando e que sempre me foi muito responsiva quanto às minhas dúvidas.

Ainda no IE, gostaria de agradecer em especial a todos os integrantes do Grupo de Economia da Energia, com quem aprendi enormemente sobre o tema que aqui discuto hoje. Em especial gostaria de agradecer aos Professores Clarice Campelo de Melo Ferraz e Helder Queiroz Pinto Jr., que me auxiliaram na elaboração deste trabalho.

Aqui também devem ser lembrados todos os amigos e colegas que estiveram sempre ao meu lado durante minha jornada na graduação. Obrigado a Pedro, João, Léo, André, Camilla, Victor, Beto, Carol e Mariana. Quero agradecer também especialmente a minha namorada, Anna Bárbara, que me apoiou à exaustão nesses últimos dois difíceis anos e particularmente neste trabalho.

Agradeço também à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, à Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP, ao Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação – MCTI por meio do Programa de Recursos Humanos ANP para o Setor Petróleo e Gás – PRH-ANP/MCTI que garantiram os recursos necessários para a realização deste trabalho por meio da bolsa de graduação do programa PRH 15.1.

Por fim, quero agradecer a meu pai e a minha mãe que sempre me garantiram as condições necessárias para a minha formação acadêmica.

“Estou preso à vida e olho meus companheiros
Estão taciturnos mas nutrem grandes esperanças
Entre eles, considero a enorme realidade
O presente é tão grande, não nos afastemos
Não nos afastemos muito, vamos de mãos dadas”

(Carlos Drummond de Andrade)

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo discutir os impactos da descarbonização do setor elétrico, conhecido como transição energética, no setor de transmissão de eletricidade. Investigamos como o aumento da participação das fontes de energia renováveis variáveis na matriz de geração afeta a operação e o planejamento das redes de transmissão, levando em conta as particularidades do setor elétrico e as inovações tecnológicas. A partir da compreensão da pluralidade dos processos de transição energética, analisam-se as ações recentes no setor de transmissão da Alemanha, da Grã Bretanha e do Brasil. Para cada país, foi apresentado um panorama atual de seu setor elétrico, suas metas para a transição energética, as principais medidas para a descarbonização de suas matrizes elétricas, o planejamento e os desafios no setor de transmissão de cada país. Os estudos de caso revelaram que todos têm tomado medidas para expandir o sistema de transmissão, visando a mitigação das características das ERV sobre a rede, tais como a variabilidade e incerteza, a partir da utilização das redes como elemento de flexibilidade.

Palavras-chave: Transição Energética ; Setor Elétrico ; Transmissão elétrica.

ABSTRACT

This work aims to discuss the impacts of decarbonization of the electricity sector, known as energy transition, in the electricity transmission sector. We investigate how the increase in the participation of variable renewable energy sources in the generation matrix affects the operation and planning of transmission networks, taking into account the particularities of the electricity sector and technological innovations. From an understanding of the plurality of energy transition processes, recent actions in the transmission sector in Germany, Great Britain and Brazil are analyzed. For each country, a current overview of its electricity sector was presented along with its goals for the energy transition, the main measures for the decarbonization of its electricity matrices, the planning and challenges in the transmission sector of each country. The case studies revealed that all of them have taken measures to expand the transmission system, aiming at mitigating the characteristics of VREs on the network, such as variability and uncertainty, based on the use of networks as an element of flexibility.

Keywords: Energy Transition ; Power Sector ; Electric Transmission.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Mapa das empresas de transmissão de eletricidade na Alemanha.....	32
Figura 2 – Visão Geral do planejamentos das linhas de transmissão.....	37
Figura 3 - Mapa dos Projetos de extensão de rede combinados EnLAG e BB PIG.....	38
Figura 4 -Figura 4 - Linhas de transmissão do Reino Unido de acordo com o ETYS.....	45
Figura 5 -Mapa do SIN e planejamento de linhas futuras.....	55

SUMÁRIO

1.INTRODUÇÃO	9
2. TRANSFORMAÇÕES NO SETOR DE TRANSMISSÃO	14
2.1 MUDANÇAS NA ESTRUTURA FÍSICA DAS REDES	14
2.2 MUDANÇAS NA ESTRUTURA INSTITUCIONAL DAS REDES	22
3.UMA ANÁLISE COMPARATIVA DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO: Alemanha, Grã Bretanha e Brasil	27
3.1 METODOLOGIA	27
3.2 ALEMANHA	29
3.3 REINO UNIDO	40
3.4 BRASIL	51
5. CONCLUSÕES	61

1.INTRODUÇÃO

Desde meados do século XIX, o mundo passa por um processo cada vez mais grave de mudanças climáticas. Essas mudanças são consequência direta da revolução industrial que iniciou-se no século XVIII e se intensificou nos séculos XIX e XX a partir da ampla utilização de recursos fósseis no processo produtivo industrial.

Os recursos fósseis, tais como carvão e petróleo, liberam em sua queima compostos ricos em carbono, como o dióxido de carbono, que armazenam o calor emitido pelo sol. Dentro de certos parâmetros esses gases não representam perigo ao clima do planeta. Todavia, a partir da revolução industrial, estes gases estão cada vez mais presentes na atmosfera. Esse acúmulo de gases, por sua vez, faz com que o calor do sol não se dissipe para fora do planeta, causando um aquecimento progressivo da superfície da terra. Esse fenômeno é denominado de Efeito Estufa.

O Efeito Estufa traz diversas consequências para o planeta. Dentre elas, aponta-se o aquecimento global como um dos maiores riscos para a manutenção da vida na Terra. De acordo com o 6º Relatório de Mudanças Climáticas do Painel Internacional para Mudanças Climáticas (IPCC), a temperatura da superfície global foi 1,09 [0,95 a 1,20] ° C mais alta em 2011-2020 do que 1850-1900, com aumentos maiores em ambientes terrestres. (IPCC, 2021, p.5, tradução nossa)

Ainda segundo o IPCC, dentre as consequências de um aumento acima de 1,5 °C da temperatura global nos próximos anos estão o risco de extinção de espécies, o impacto sobre ecossistemas marinhos, impactos sobre a pesca comercial, aumento da frequência de inundações e secas, escassez de água em certas regiões, redução da produção de grãos, insegurança alimentar e aquecimento e aumento do nível dos oceanos. (IPCC, 2020, p . 179-180)

Todavia, apenas a partir da segunda metade do século passado as relações entre as atividades humanas e o aquecimento global passaram a ser notadas. Para investigar essa associação e endereçar os problemas relativos ao aumento da temperatura global, foram realizadas uma série de conferências científicas a partir de 1972, começando com a Conferência de Estocolmo.

Ainda assim, a temperatura da Terra elevou-se mais rapidamente entre 1970 e 2020 do que em qualquer outro período da História humana. (IPCC, 2021) Na intenção de frear o

aquecimento global, durante a vigésima primeira Conferência das Nações Unidas sobre as Mudanças Climáticas de 2015 (COP 21) firmou-se o Acordo de Paris. Esse tratado internacional tem a finalidade de garantir a manutenção da temperatura média do planeta em no máximo 2°C acima da temperatura média de períodos pré-revolução industrial, e preferivelmente apenas 1,5°C acima dessa média.

O setor energético possui grande protagonismo para o sucesso desse objetivo, pois foi responsável sozinho por cerca de 76% do total de emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) em 2018. (CLIMATE WATCH, 2021) Essa alta participação na emissão de GEE é consequência da alta dependência do setor de recursos fósseis. De acordo com Agência Internacional de Energia (IEA, 2020), cerca de 80% de toda a demanda primária mundial de energia foi atendida por recursos fósseis em 2019. Portanto, para o alcance das metas assinaladas no Acordo de Paris, é preciso que o setor energético promova a descarbonização de suas atividades.

Dessa forma, segundo a Agência Internacional para as Energias Renováveis (IRENA), o sistema energético do futuro engloba três elementos interrelacionados: energia renovável, melhorias constantes na eficiência energética e crescente eletrificação dos setores de uso final. (IRENA, 2019 , p.3)

O caminho para a evolução do setor, portanto, passa invariavelmente pela transição energética como chave para a descarbonização. O principal fator dinâmico nesse processo é o aumento da participação de recursos energéticos renováveis, pois não emitem GEE.

Na última década, a participação das fontes de energia renovável na matriz energética mundial apresentou uma grande expansão em decorrência dos esforços para a transformação energética a nível global. Segundo dados da IEA (2021), entre 2010 e 2019, a capacidade instalada da geração elétrica de fontes de energia renováveis aumentou, indo de 1347 GW, em 2010, para 2707 GW em 2019, um aumento de mais de 100%. Esse crescimento foi ancorado sobretudo na expansão das fontes solar e eólica, que foram paulatinamente barateadas ao longo dos anos.

A queda nos custos da implementação e operação de fontes de energia renováveis são consequências de uma composição virtuosa de fatores. Um dos principais fatores dessa redução são as políticas públicas de incentivo às renováveis, como as políticas “*feed in*”, que garantam segurança e rentabilidade através de contratos de longo prazo que estabelecem prioridade para as renováveis na geração elétrica. A partir disso, cria-se um interesse

econômico na produção e expansão de renováveis que, por meio de novas tecnologias, retornos crescentes de escala, ganho de experiência na produção e o aumento da competição inter-firma, auxiliam na redução dos custos dessas fontes de geração.

O sucesso desse processo é evidente na última década. Segundo a IRENA, o custo da energia solar fotovoltaica caiu 82% entre 2010 e 2019. No mesmo período, as energias eólicas onshore e offshore também apresentaram reduções significativas de 39% e 29% respectivamente. (IRENA, 2020)

Ainda assim, mesmo com o barateamento das fontes de energia renováveis ao ponto de sua produção ser mais barata que recursos fósseis em dados períodos (IRENA, 2020), as emissões globais de GEE continuam a aumentar. Entre 2010 e 2018, a emissão anual de gás carbônico devido à geração de energia aumentou em mais de 3 Gt. (CW, 2021). Isso indica a necessidade de expandir os esforços para a transição energética, buscando solucionar os gargalos e desafios do percurso.

De acordo com o Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA), no seu último Relatório sobre a Lacuna de Emissões de 2021, se todos os países cumprirem os objetivos firmados no Acordo de Paris, ainda assim até o final do século a temperatura média do planeta seria 2.7 C° mais elevado do que níveis pré industriais. (PNUMA, 2021)

Desse modo, para frear o aquecimento do clima é necessário que os países intensifiquem os esforços no processo de transição energética, focando na mudança da matriz de geração, aumentando a participação de renováveis. Esse processo é marcado por uma série de desafios econômicos, técnicos e sociais que precisam ser compreendidos para garantir que a transição seja bem sucedida.

Nesse aspecto, essa transição energética difere de outras mudanças no padrão de geração de energia já experimentadas no passado. Atualmente, a mudança da matriz atual é advinda de uma imposição: a urgência das consequências do aquecimento global.

O movimento atual do setor precisa ser pensado para abranger as complicações das diversas áreas ligadas à energia. Entre elas, este trabalho aborda a importância de se entender o impacto das transformações a partir da maior penetração de recursos renováveis variáveis no setor elétrico.

Aponta-se que o incremento na geração de energias renováveis levará ao aumento da utilização de eletricidade devido à natureza de grande parcela das fontes renováveis, que precisam ser convertidas em energia elétrica para a sua utilização. Dessa forma, é necessário

preparar a rede elétrica para essa transformação da oferta de energia. Estima-se que até 2030, no cenário de desenvolvimento sustentável da AIE (2021), as fontes renováveis representarão 52% da geração elétrica mundial e 60% da capacidade instalada e, até 2040, 72% da geração elétrica e 71% da capacidade instalada, respectivamente.

Ainda, as fontes de energia renováveis variáveis (ERVs), como a solar e a eólica, apresentam outro potencial disruptivo na forma de estrutura do setor elétrico, além da eletrificação do consumo final. Algumas das características inerentes dessas fontes de energia como alta variabilidade, incerteza e a “não despachabilidade” impõem uma série de novos desafios à rede.

As ERVs são dependentes de fatores climáticos para seu funcionamento. Dessa forma, há uma alta variação da geração de eletricidade a partir desses recursos durante o dia e ao longo do ano, dado que não venta ou faz sol uniformemente no decorrer do dia e nas diferentes estações. Além disso, é possível que a geração também seja afetada em escalas de tempo menores como minutos ou segundo devido à uma mudança da direção do vento ou à passagem de uma nuvem.

Decorrente disso, a amplitude de carga que é submetida à rede de eletricidade torna-se maior conforme mais ERVs são adicionadas ao mix de geração. Uma maior variabilidade da geração de eletricidade impõe a necessidade do sistema operar em seu limite tanto no pico da geração quanto em momentos de queda abrupta. Assim, em momentos de alta geração de ERVs, pode ser necessário retirar de operação alguns geradores renováveis por não haver capacidade suficiente de armazenamento desse excesso de energia. Já em horários de queda abrupta de geração, há a necessidade da rápida entrada de outros geradores em operação.

Além disso, dada a natureza climática imprevisível que influencia as ERVs, o sistema elétrico passa a atuar com um maior grau de incerteza. É exigido do operador do sistema, neste contexto, a capacidade de prever as alterações climáticas em diversos espaços de tempo, o que adiciona um nível a mais de complexidade para a resposta da operação a variações momentâneas e um planejamento mais fino da carga e expansão da rede a longo prazo.

Por fim, é a dificuldade de armazenamento da eletricidade gerada que torna as duas outras características ainda mais complexas. O setor elétrico ergueu-se em torno da utilização de recursos fósseis que poderiam ser despachados ou retirados com relativa facilidade do sistema, ao passo que a demanda diária aumentava ou reduzia. A partir da maior penetração

das ERVs, o sistema perde parcialmente essa capacidade de respostas rápidas devido à impossibilidade de estocar em larga escala a energia gerada por esses recursos.

Esses três elementos intimamente correlacionados têm o potencial de afetar a segurança de abastecimento na medida que mudam a dinâmica de operação do sistema e seu planejamento a curto e médio prazo. Dessa forma, é exigido que o sistema opere com mais elementos que garantam flexibilidade para a sua operação.

Seria possível abordar as consequências trazidas por essas características em diversos setores da indústria elétrica. Neste trabalho foi dado ênfase analítica nas transformações que as energias renováveis trazem para o setor de transmissão de eletricidade.

A escolha fundamentou-se na compreensão da centralidade do papel da transmissão de eletricidade para o funcionamento integrado do sistema. É a existência de capacidade de transmissão que garante maior eficiência de operação do sistema e de seu planejamento.

Tal como destaca Ferraz (2019):

Com efeito, diante do incremento da eletrificação, para garantir a segurança de abastecimento, os sistemas precisam de maior flexibilidade para lidar com os novos perfis de geração. Essa flexibilidade se dá, sobretudo, por meio de estoque e da integração de subsistemas para que, caso surja um problema em determinada região, possa-se recorrer a uma solução em outro subsistema ao qual ela esteja interconectada.

Desse modo, este trabalho objetiva demonstrar os impactos das fontes de energia renováveis variáveis para as redes de transmissão de energia. Pretende-se, assim, deixar evidente a centralidade da expansão e atualização das redes para garantia da descarbonização do setor e a contenção do processo de aquecimento global.

Para tal, a monografia está estruturada da seguinte forma. O Capítulo 2 examina as questões centrais referentes à dinâmica do setor de transmissão dado a maior penetração de renováveis variáveis e a diversa organização institucional dos setores de eletricidade ao redor do mundo. O Capítulo 3 apresenta o estudo do desenvolvimento recente do setor de transmissão tendo em vista a maior penetração de renováveis na Alemanha, Grã Bretanha e Brasil. Por fim, os principais resultados da pesquisa são sumarizados na seção de Conclusões.

2. TRANSFORMAÇÕES NO SETOR DE TRANSMISSÃO

2.1 MUDANÇAS NA ESTRUTURA FÍSICA DAS REDES

A eletricidade tem como a sua principal característica ser um fluxo não estocável que é consequência de dois processos simultâneos: Geração e Utilização. Sendo esses dois processos distantes no espaço, torna-se necessário mais dois: Transmissão e Distribuição. (PINTO Jr et al., 2016) Esquemáticamente, esses quatro processos compõem a estrutura básica de um sistema elétrico.

O produto energia elétrica é, então, decorrente do bom funcionamento desses setores da indústria elétrica, de tal forma que se um agente falha, o abastecimento de eletricidade pode ser comprometido. Nesse contexto, evidencia-se uma característica relevante da energia elétrica: a interdependência sistêmica. Segundo Pinto Jr et al. (2016, p. 140):

Na medida em que são dadas determinadas condições para o funcionamento do sistema de transporte, que detém certa capacidade de transmitir eletricidade sem pôr em risco a segurança do sistema, as ações de cada agente não só vão ser influenciadas, como também vão influenciar as ações dos outros agentes. Mais do que isso, estabelece-se uma interdependência orgânica, na qual os impactos das ações de cada agente têm um efeito imediato sobre os outros e vice-versa.

Outra característica marcante da indústria de energia elétrica, além da interdependência, é a não estocabilidade da energia. Apesar da existência de novas tecnologias de armazenamento, atualmente a maioria dos sistemas elétricos do mundo não contam com grandes margens de armazenamento. De acordo com dados da AIE (2020), em 2019 o mundo possuía apenas 200 GW de armazenamento de energia elétrica, sendo apenas 5% desse total em forma de baterias.

Assim, visto que não há margem suficiente de estoque no setor elétrico, oferta e demanda precisam se equivaler constantemente para garantir o suprimento de energia e, dessa forma, essas duas características ganham contornos temporais.

A interdependência sistêmica e a não estocabilidade condicionam os agentes do sistema a uma coordenação temporal que pode variar de minutos/horas, tanto com o acompanhamento de carga diária quanto também num sentido mais longo de dias/meses

devido à sazonalidade no consumo e na produção de energia. Para garantir ambos equilíbrios, o sistema elétrico opera antecipando a demanda do dia, mês, ano e com sobrecapacidade de geração e transmissão planejada para responder a picos e vales.

Dado isso, Pinto Jr et al. argumentam que “torna-se necessário que essa capacidade seja flexível o suficiente para dar conta das variações de demanda de curto e longo prazos e das contingências ligadas às falhas do sistema e às escalas de manutenção das plantas”. (2016, p. 142)

Nesse contexto, evidencia-se que um atributo importante para a operação do sistema elétrico é a flexibilidade. A IRENA (2017, p.37), com relação às diversas definições na literatura sobre flexibilidade, comenta que:

A maioria das definições, implícita ou explicitamente, define flexibilidade dentro do contexto de balanceamento, que se refere principalmente à regulação, acompanhamento de carga e programação. Embora o balanceamento esteja vinculado ao controle de frequência em condições normais de operação, a estabilidade está vinculada às respostas pós-contingência para obter a frequência e a tensão de volta a um nível normal. (Tradução nossa)

A existência de flexibilidade no sistema auxilia o funcionamento do setor ao passo que garante que a operação seja resiliente o suficiente para se adequar a perturbações ocasionais de demanda e de oferta. É nesse sentido que um sistema suficientemente flexível é capaz de prover ao sistema o suprimento ininterrupto de energia.

Nesse panorama, destaca-se que um dos elementos capazes de conferir flexibilidade para a rede é a capacidade de transmissão de eletricidade adequada. Segundo IRENA (2015), uma rede elétrica robusta e bem conectada garante que os geradores tenham despacho garantido e que os recursos flexíveis do sistema possam ser usados da maneira mais eficiente. Desse modo, é relevante compreender de que forma a transmissão atua dentro do setor elétrico e qual o seu papel para a garantia da flexibilidade.

A transmissão de eletricidade tem a função de transportar a energia de regiões produtoras para onde a eletricidade irá ser consumida. Esse papel é central dentro da indústria visto que, num sistema interdependente, a disponibilidade de linhas de transmissão delimita as escolhas dos agentes envolvidos.

A decisão de produzir eletricidade, em um sistema elétrico integrado, implica a ocupação de parte da infraestrutura de transmissão, na maioria das vezes limitada. Essa ocupação acarreta uma redução da capacidade de transporte disponível para os outros agentes, restringindo as suas possibilidades de geração e, em consequência, condicionando as suas decisões de produzir. (PINTO Jr et al., 2016, p. 144)

Portanto, o funcionamento eficiente do sistema de eletricidade é condicionado pela transmissão. A existência de capacidade de transmissão é crucial para a gestão eficiente dos recursos energéticos associados à rede.

Destaca-se, nesse aspecto, que as redes de transmissão, por integrarem regionalmente os espaços que compõem o sistema elétrico, são essenciais para explorar tanto economias de escala como de escopo. De acordo com Pinto Jr. et al. (2016, p.138):

No caso das economias de escala, o aumento da densidade espacial dos fluxos permite a diluição dos custos fixos associados à infraestrutura de transporte de energia elétrica. No que diz respeito às economias de escopo, a reunião de usuários que ocupam lugares distintos no espaço, porém compartilham uma parte da rede, permite a obtenção dessas economias. Assim, quanto maior a possibilidade de utilização conjunta de segmentos da rede, maiores serão as economias de escopo.

Além disso, as linhas de transmissão operam um importante balanceamento entre as diferentes localidades que a integram. Nesse aspecto, as redes têm o papel de equilibrar áreas com características de geração e consumo diferentes, garantindo o suprimento de abastecimento caso haja a falha de algum subsistema integrado à rede.

Assim, uma das consequências de uma rede bem estruturada é que quanto maior a integração das redes de transmissão, maior a diversidade de recursos adicionados à rede, o que abre a possibilidade para efeitos sinérgicos de complementaridade. Essa complementaridade é decorrente do efeito portfólio que também ajuda a reduzir os riscos associados à rede ao diminuir a dependência da geração em apenas uma fonte energética.

É importante ressaltar, desse modo, que a simples existência de linhas de transmissão não é suficiente para o sistema operar de forma eficiente. O que torna o sistema de transmissão capaz de garantir flexibilidade para a operação é a sua disponibilidade no momento em que é solicitada para que não seja necessário que haja interrupção de geração

por parte do operador da rede, o que acarreta em perdas e um maior custo da energia produzida.

De acordo com a IRENA (2018, p.30):

A flexibilidade da rede refere-se à existência de uma robusta rede de transmissão para equilibrar a oferta e demanda sobre áreas de balanceamento maiores, também como interconexões transfronteiriças permitindo a troca de flexibilidade em nível nacional ou em outras fronteiras jurisdicionais.

Desse modo, evidencia-se a relevância das redes no sentido de conferir flexibilidade para o sistema elétrico. Esse papel torna-se ainda mais relevante a partir do aumento da participação das fontes de energia variáveis renováveis na matriz de geração de energia.

Conforme aponta o IRENA, o investimento em capacidade adicional de transmissão é de "alta relevância" para planejamento de longo prazo da transição energética. Já a AIE (2020) estima que a expansão das redes de eletricidade até 2030 será de aproximadamente 80% a mais do que na última década. Cerca de 30% do aumento das linhas de transmissão e 20% do aumento das linhas da rede de distribuição são atribuíveis ao aumento das energias renováveis.

O aumento da participação de fontes energéticas renováveis na matriz de geração impacta as redes de transmissão na medida que essas fontes tendem a aumentar a eletrificação do uso final de energia em decorrência de sua natureza de geração. A AIE prevê que, no cenário de desenvolvimento sustentável, o consumo final de energia elétrica passe de 19% do para 34% do total de energia consumida, o que significa um aumento de capacidade instalada de eletricidade de mais de 128% até 2040. (IEA, 2020)

Além disso, diversos recursos renováveis podem se situar longe da infraestrutura já existente da rede, dado que a evolução histórica da rede de diversos países priorizou a proximidade com grandes centros consumidores que não necessariamente se encontram próximos de regiões produtoras de renováveis. Nesse contexto, Weiss, Hagerty e Castañer (2019, p.16) apontam que:

A transmissão será necessária principalmente com o aumento da demanda de eletrificação para dois propósitos: primeiro, conectar as energias renováveis remotas ao sistema de energia em massa, na medida em que as renováveis remotas

supostamente entregam as necessidades de energia incrementais devido à eletrificação; e segundo, para garantir um fornecimento de energia confiável, fornecendo capacidade de transferência suficiente conforme aumenta a demanda de pico, novamente devido à eletrificação.

Outras características das ERVs também trazem impacto às redes, ao passo que elas se tornam mais presentes no mix de geração. Assim, vale conceitualizar o que são esses recursos.

As ERVs são fontes de energia renováveis que dependem de fatores climáticos para seu funcionamento. Portanto, se por um lado elas apresentam o aspecto desejável de não ser emissora de CO₂, por outro lado a oferta desses recursos é uma função do tempo e do clima da região, tendo assim a problemática da variabilidade ao longo do dia e das estações.

A variabilidade geracional das ERVs traz consequências para o sistema que tradicionalmente opera através de recursos fósseis despacháveis. De acordo com a AIE (2021), historicamente a variabilidade veio principalmente do lado da demanda, enquanto a incerteza era, em vez disso, um problema do lado da oferta causado pela perda repentina de um grande gerador ou ativo de transmissão.

Todavia, ao passo que mais ERVs são adicionadas, substituindo as fontes de energia à carvão, o equilíbrio estático do sistema passa a ser ameaçado na medida que a variabilidade passa a atuar também pela oferta ao invés de apenas pelas variações de demanda por energia.

Uma forma que esse aumento da variabilidade pode impactar diretamente as redes é através do aumento da amplitude de carga diária do sistema. Essa elevação da amplitude é decorrência, por um lado, dos horários de pico de geração em que há excessos na geração de energia que precisam ser escoados. Por outro lado, em períodos de baixa produção é necessário importar energia de outras regiões para suprir a demanda em locais com alta participação de geração renovável variável.

Assim, a variabilidade torna-se um desafio para a rede no curto prazo pois, não havendo demanda suficiente para atender esse excesso, o operador do sistema ainda precisa equilibrar o sistema. Esse equilíbrio pode ser alcançado a partir da suspensão de certos geradores de energia renováveis (*curtailment*) ou, em situações mais graves, a perda da energia gerada. (IEA, 2018)

Um exemplo de como a variabilidade pode afetar a rede dada a falta de linhas de transmissão é dado pelo caso do Texas. De acordo com a IRENA (2018), o *Electric Reliability*

Council of Texas (ERCOT), por exemplo, experimentou níveis de redução do vento de 17% em 2009 devido principalmente a restrições de transmissão.

Denholm et al. (2010, p.18) apresentam alguns dos fatores que afetam a rede dado uma maior variabilidade:

Em primeiro lugar, está o aumento da necessidade de regulação de frequência, porque o vento pode aumentar a variabilidade de curto prazo da carga líquida (...). Em segundo lugar, está o aumento na taxa de rampa, ou a velocidade na qual as unidades de acompanhamento de carga devem aumentar e diminuir a produção. O terceiro impacto é a incerteza no recurso eólico e a carga líquida resultante. O impacto final é o aumento na faixa geral de rampa – a diferença entre a demanda mínima e máxima diária – e a redução associada na carga mínima, que pode forçar os geradores de carga de base a reduzir a produção; e em casos extremos, forçar as unidades a desligar durante os períodos de alta produção de vento.

Ademais, as ERVs são dependentes de fatores climáticos e meteorológicos que são incertos. Em decorrência disso, o sistema passa a operar com incerteza quanto à capacidade de geração visto que o tempo não pode ser previsto com total precisão. Como aponta a IRENA (2019), à medida que a parcela da geração de ERV cresce, os erros de previsão ERV (em vez de erros de previsão de demanda) tornam-se a principal fonte de incerteza de carga líquida.

Desse modo, o aumento de ERV, além de aumentar a variabilidade da carga, aumenta também as incertezas com relação à geração dos recursos, que demanda maior capacidade ociosa de rede para ser capaz de responder a gerações imprevistas, por exemplo. Como comenta Zane et al. (2012, p. 73):

A segunda questão é a incerteza do perfil de geração de ERV. A geração de ERV não varia apenas dependendo das condições meteorológicas, mas o limite superior de sua variabilidade sua geração também é difícil de prever. Do ponto de vista do sistema, isso complica o processo de equilibrar a demanda e a oferta em todos os momentos, e aumenta a necessidade de capacidade de balanceamento.

Ainda, a imprevisibilidade geracional traz um grau a mais de complexidade para as redes de transmissão, principalmente para o seu planejamento a longo prazo. De acordo com De Vries e Verzijlbergh (2018, p. 7):

No passado, o crescimento da demanda e as escolhas de localização de grandes produtores de energia eram as principais preocupações dos planejadores de rede. A introdução de fontes de energia renováveis variáveis aumenta a incerteza quanto aos fluxos de rede futuros. Além disso, adiciona significativamente à demanda por capacidade de rede. Dada a longa vida útil dos componentes de rede e a forte dependência do caminho da topologia da rede, é praticamente impossível determinar uma estratégia ótima de expansão da rede.

Por outro lado, a imprevisibilidade também opera no tangente a eventos climáticos extremos. Eventos climáticos extremos podem ser particularmente negativos para a infraestrutura da rede de eletricidade, em especial para as linhas de transmissão.

O aumento da temperatura global reduz a eficiência de transporte de energia, podendo gerar perdas. Já temporais e chuvas, a depender da intensidade, podem destruir a infraestrutura instalada. O aumento do nível do mar aumenta a vulnerabilidade de subestações perto da costa. Além disso, eventos extremos como ondas de calor, nevascas, tempestades, incêndios, inundações e ciclones impactam negativamente toda a infraestrutura de transmissão (IEA, 2021).

Dado isso, é apontado que, quanto maior a penetração de ERV na geração, mais flexibilidade será demandada (ou exigida/requerida) do sistema. Pensando no impacto das renováveis sobre as redes, IRENA (2018) aponta que a flexibilidade é a capacidade de um sistema lidar com a variabilidade e incerteza que a geração ERV introduz no sistema em diferentes escalas de tempo, de muito curto ao longo prazo, evitando *curtailment* de ERV e proporcionando segurança de abastecimento para todos os consumidores.

Assim, o aumento da variabilidade e da incerteza em decorrência da maior penetração de ERVs impõe ao sistema a necessidade de maior resiliência. Nessa perspectiva, o setor de transmissão de eletricidade destaca-se como um dos elementos capazes de garantir a expansão da penetração de renováveis no mix de geração, ao passo que, além de ser responsável por integrar esses recursos a rede, confere maior flexibilidade ao sistema. De acordo com Puka e Szulecki (2014, p.124):

O desenvolvimento da rede foi reconhecido por trazer vários benefícios como maior estabilidade do sistema e maior segurança de suprimento. Além disso, a expansão da rede de transmissão é a forma mais barata de integrar altas participações de energias renováveis e torna o sistema mais resiliente.

Esse benefício das linhas de transmissão para a flexibilidade está diretamente relacionado com a possibilidade de integrar melhor diferentes áreas que compõem o sistema. Dessa forma, há a possibilidade explorar complementaridades entre as diversas regiões conectadas à rede reduzindo assim a variabilidade. (IEA, 2021)

De acordo com Ferraz (2020), quanto maior o território coberto por um sistema elétrico, menor é a variabilidade associada às ERVs. Como a geração se dá localmente, a rede pode alimentar o sistema com novas fontes de geração oriundas de outras localidades, em caso de ausência de geração em determinada região. Além disso, a integração de largos territórios permite o melhor aproveitamento das complementaridades diárias e sazonais que frequentemente acontecem entre disponibilidade de recursos eólico e solar, etc. Assim, a existência de linhas de transmissão que integrem diferentes regiões mostra-se uma alternativa muito mais barata do que os sistemas de estocagem de eletricidade, em particular, as baterias.

Vale ressaltar que a quantidade necessária de investimentos na expansão e fortalecimento das linhas de transmissão varia de acordo com os países. Já a exploração de ERVs é função de diversas variáveis como a dotação natural desses recursos no espaço nacional, infraestrutura prévia das linhas de transmissão e, principalmente, o arcabouço institucional e o desenho que a operação e planejamento do sistema toma em cada nação.

Além disso, os investimentos em linhas de transmissão possuem longo prazo de execução por conta da necessidade de extenso estudos de planejamento de desenhos de rede. Nesse sentido, visto a relevância desses ativos para as estratégias de descarbonização, é necessário a celeridade no endereçamento da expansão da rede. Ferraz (2019) argumenta que:

A proatividade nesse ponto é crucial e urgente. Investimentos em redes enfrentam sérios desafios. Entre estudos de planejamento, licenças, leilões e sua construção propriamente dita, novas linhas de transmissão podem levar mais de dez anos para entrar em funcionamento. A falta de endereçamento desse problema pode levar à incapacidade de atender às novas necessidades dos consumidores e até mesmo comprometer a segurança de todo o sistema.

Dado isso, é relevante discutir as alterações que o setor elétrico tem enfrentado nos últimos trinta anos, pois elas são marcantes para se entender os diferentes desenhos institucionais que o setor de transmissão possui ao redor do mundo.

2.2 MUDANÇAS NA ESTRUTURA INSTITUCIONAL DAS REDES

Tradicionalmente, o crescimento do setor elétrico estruturou-se de forma verticalmente integrada com uma mesma empresa concentrando diversos setores da indústria elétrica como a geração, transmissão e distribuição. Portanto, a estrutura do setor estava concentrada em monopólios privados fortemente regulados ou em empresas estatais. Como resumem Pinto Jr et al. (2016, p.161):

Até os anos 1980, o modo de organização das indústrias de rede foi estruturado em torno de um modelo tradicional, reunindo as seguintes características: alto grau de integração vertical das atividades de produção, transmissão/transporte e distribuição dos serviços, a formação de monopólios territoriais, e, em um grande número de países, a presença de empresas públicas.

A justificativa dessa estrutura concentrada residia na compreensão dos conceitos de monopólio natural, incerteza da rentabilidade dos investimentos no setor, a especificidade dos ativos, rendimentos crescentes de escala e o tamanho mínimo ótimo para operação do setor. (PINTO Jr et al., 2016)

A intervenção do Estado nesse setor, seja como operador direto desses investimentos ou como regulador ativo na atuação dos monopólios privados, residia na compreensão da essencialidade do setor elétrico como promotor de crescimento econômico na medida que servia como condição necessária para o desenvolvimento industrial.

A partir da década de 80 esse padrão de estrutura do setor passa por grandes mudanças institucionais. As características antigas formuladas para garantir o crescimento do setor e o suprimento de energia tornam-se o objeto de críticas nesse novo momento à medida que são apontadas como a causa da má alocação de recursos. Nesse contexto, o diagnóstico era de que a perda de performance das empresas estatais baseava-se na falta de condições de

concorrência e da ineficiência do Estado na operação e gestão dos negócios das empresas de infraestrutura. (PINTO Jr et al., 2016)

Assim, as reformas pelas quais o setor passará a partir da década de 80 terão como *drive* principal a liberalização do mercado de energia através da introdução de maior concorrência no setor o que, supostamente, levaria a melhor alocação de recursos.

Assim, as reformas adotadas no período podem ser sintetizadas em sete elementos principais, muito embora a maioria dos países que passaram por um processo de reforma não tenham adotado todos os elementos. Os principais elementos são: estabelecimento de um regulador independente; legislação para instituir elementos subsequentes; desverticalização de ‘utilities’; corporativização e comercialização de ‘utilities’; competição via mercado; maior participação dos setores privados e; precificação eficiente (resultante da competição). (LEE & USMAN, 2018)

A partir desses elementos, evidencia-se que a intenção dos agentes, naquele período, era criar na indústria elétrica um mercado competitivo, assim como foi buscado em outros ramos da economia nessa mesma época.

Todavia, as reformas que o setor passou nos anos 1980/1990 não obtiveram êxito completo em criar um mercado competitivo de energia elétrica. Jamasb (2006, p.14) comenta que as experiências com a reforma elétrica em países em desenvolvimento têm mostrado que a implementação e manutenção de uma reestruturação, uma competição e regulamentação plausíveis são mais complicadas do que inicialmente previsto.

Desse modo, destacam-se quatro empecilhos para a implementação das reformas desse período: alguns dos segmentos, como a transmissão e distribuição de eletricidade, continuam sendo monopólios naturais; os termos e condições de acesso aos segmentos de monopólio dessas indústrias afetam a conduta e o desempenho dos competidores nos segmentos passíveis de concorrência; o monopólio natural de certos segmentos impedir que a liberalização de preços gere resultados competitivos e; dado que a evolução da indústria foi feita a partir de monopólios verticalmente integrados, ao retirar as barreiras institucionais, não é garantido a existência de competição. (PINTO Jr et al., 2016)

Devido a essas dificuldades, as reformas tomadas durante os anos 80/90, não foram completamente exitosas em seus anseios. Assim, o que de fato decorreu a partir dessas reformas foi a criação de diversos cenários institucionais e mercados de energia que variam entre os países em decorrência de vários fatores tais como: as reformas adotadas, a estrutura

institucional precedente, a estrutura produtiva do setor de eletricidade, dentre outros. De acordo com Pinto Jr et al. (2016, p.181):

As reformas nacionais adotadas na Europa geraram uma diversidade de modelo organizacionais e institucionais que pode ser atestada a partir de um conjunto de diferentes variáveis, como: grau de integração vertical e horizontal, regimes de propriedade, grau de interconexão, grau de concentração industrial, papel da coordenação sistêmica do segmento de transmissão e dos dispositivos regulatórios referentes aos temas de acesso, *unbundling* e grau de liberalização dos mercados.

Vale destacar que não é possível apontar, dentre os diversos modelos de estrutura institucional advindo das reformas dos anos 90, o melhor modelo que seria replicável com resultados eficientes para todos os cenários da indústria elétrica em diferentes países. Em contrapartida, há uma gama de experiências de reformas e suas consequências que servem como um guia para o formulador da estrutura de mercado na realização do desenho.

Portanto, a compreensão nesse primeiro momento de que a mera desregulamentação geraria mercados competitivos mostrou-se falha. Evidenciou-se, assim, a relevância do desenho de mercado apropriado para gerar resultados eficientes em um setor já não mais verticalmente integrado. Cramton (2017) aponta que os mercados de eletricidade são mercados projetados. Eles não surgiram de um mercado desorganizado. Em vez disso, eles foram projetados em um processo regulatório em parte porque a eletricidade é vista como um serviço essencial, mas também pelas suas propriedades técnicas.

Como consequência desse longo processo liberalização, uma grande parcela das indústrias de energia atuais foram desverticalizadas separando a geração, transmissão, distribuição e comercialização da eletricidade. Deu-se a criação de operadores independentes do sistema e a criação de órgãos reguladores. Além disso, também destaca-se a introdução de competição no mercado atacadista de geradores de energia. Contudo, um elemento da estrutura do setor elétrico ainda é complexo para os mercados de energia: o setor de transmissão. De acordo com Cramton (2017, p. 593):

A transmissão é um elemento crucial, mas complexo, no mercado. É a transmissão que viabiliza o mercado atacadista. Assim, um benefício importante da transmissão é que aumenta a concorrência no mercado atacadista, permitindo assim que o mercado

funcione melhor. No entanto, o investimento em transmissão não é um problema que o mercado resolve.

Essa dificuldade de arranjo da transmissão dentro dos mercados de eletricidade é consequência do fato de serem monopólios naturais e a sua operação ser central para a operação eficiente do setor elétrico e, por conseguinte, dos mercados de energia. A operação e planejamento das linhas de transmissão são essenciais pois garantem o livre acesso aos diferentes agentes que compõem o sistema de modo que seu mau funcionamento leva a custos e perdas para o todo o sistema.

Nesse panorama, dado que grande parte dos sistemas de eletricidade hoje possuem um operador independente das linhas de transmissão, é relevante destacar as suas principais funções. De acordo com Rious et al. (2008, p.3):

Em primeiro lugar, no horizonte de tempo mais curto, temos a gestão de curto prazo das externalidades entre fluxos de eletricidade. Em segundo lugar, em um horizonte mais longo, temos o planejamento do desenvolvimento da rede de transmissão (...). Finalmente, uma vez que as redes de transmissão elétrica estão cada vez mais abertas para transações diretas entre si, um terceiro elemento é o gerenciamento dos efeitos de fronteira nas zonas de OST.

A primeira tarefa central dos Operadores do Sistema de Transmissão (OST) é a gestão do fluxo elétrico a curto prazo devido a externalidades ligadas a congestionamentos nas linhas e perdas de energia.

A segunda tarefa relacionada aos OST's é sinalizar as necessidades de expansão a longo prazo da rede. Os sinais de curto prazo da congestão da rede seriam ineficientes para direcionar os investimentos necessários para a expansão da rede e viabilizar a redução dos congestionamentos a longo prazo com vista à maximização do excedente social.

A missão de desenvolvimento a longo prazo seria, então, dual. Por um lado, analisar os sinais de curto e longo prazo dos usuários da rede e, por outro, arbitrar entre custos operacionais de curto prazo e o custo de investimentos de longo prazo.

A última tarefa do OST é a coordenação entre OST's vizinhos. Essa tarefa junta a necessidade de manutenção do fluxo elétrico e das externalidades a curto prazo e do desenvolvimento da rede a longo prazo através da coordenação entre diferentes OST.

Diversos são os desenhos institucionais de funcionamento do mercado que podem ser traçados a partir dessas funções. Essa diversidade de desenhos é consequência da diversidade estrutural das indústrias de eletricidade e da mutabilidade pela qual esses desenhos passam ao longo do tempo. Não é possível, desse modo, indicar um desenho ótimo. Todavia, para que qualquer desenho de mercado obtenha sucesso é necessário estar de acordo com a estrutura física que o antecede e ser capaz de evoluir com o sistema. De acordo com Pinto Jr et al. (2016, p.182):

Mais importante do que criar um quadro de regras e normas imutáveis, traduzido em um conjunto de contratos também imutáveis, é criar um arcabouço institucional que seja capaz de dar condições a este conjunto de normas e contratos de se adaptar às mudanças contínuas.

Recentemente, a partir da urgência da descarbonização, muito se discute sobre como o aumento da participação das ERVs no mix de geração interage com o desenho de mercado, com a gestão da rede e com o planejamento e coordenação da expansão das redes.

Com relação à questão da introdução de renováveis e seus impactos para a forma de organização do mercado, Madrigal e Stoft (2012) argumentam que o preço da transmissão é frequentemente visto como uma desvantagem para a energia renovável. Embora o preço da transmissão seja um assunto altamente complexo e nenhum método de preço padrão seja globalmente aceito, é importante entender os principais aspectos da alocação e preço do custo de transmissão e seus impactos potenciais sobre as energias renováveis e os consumidores.

Assim, faz-se necessário um novo olhar sobre as funções do operador de transmissão e do setor de transmissão propriamente dito, com foco na viabilização da maior penetração de fontes de energia renováveis na rede.

É relevante analisar como a introdução de mais variabilidade e incerteza em decorrência das ERVs impacta a estrutura física das redes e, principalmente, o desenho institucional do setor que, como foi comentado, é formado no sentido de garantir a competição. A forma que os diferentes arranjos institucionais se organizam para responder à necessidade de mais flexibilidade através das redes de transmissão é crucial para garantir a descarbonização.

Portanto, visto a diversidade e complexidade existente de estruturas institucionais que os setores de energia elétrica assumem, justifica-se o estudo individual de cada. Nesse

panorama, é importante discutir como os desafios relacionados com a maior participação de renováveis nas redes de transmissão são reconhecidos pelas diferentes nações e que medidas estão sendo endereçadas para garantir a melhor utilização e expansão das redes.

3. UMA ANÁLISE COMPARATIVA DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO: ALEMANHA, GRÃ BREITANHA E BRASIL

3.1 METODOLOGIA

No intuito de se analisar a forma que os impactos na transmissão decorrentes da maior penetração de ERV no mix geracional são compreendidos dentro de diferentes cenários institucionais, analisaram-se três países¹ com diferentes estruturas de organização do setor elétrico de transmissão: Alemanha, Grã Bretanha e Brasil.

A seleção da bibliografia e dos dados utilizados neste trabalho foi feita por meio de órgãos internacionais relacionados com os setores energéticos, tais como a AIE e a IRENA, e entidades ligadas à ONU, como a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima (UNFCCC). Também foram utilizados balanços energéticos, relatórios oficiais, textos de discussão, leis e planejamentos de expansão da rede de transmissão, divulgados pelos governos dos países abordados. Por fim, realizou-se uma pesquisa bibliográfica para levantar artigos que fossem coerentes com o objetivo de estudar a estrutura institucional do ramo de transmissão e o impacto da maior inserção de renováveis.

Nesse sentido, utilizou-se dados de balanços energéticos de órgãos responsáveis pelo setor energético de cada país, como os respectivos Ministérios, além de fontes de órgãos multilaterais como AIE, IRENA. As informações obtidas compuseram o panorama geral contendo a matriz geracional de eletricidade de cada país, a participação de renováveis na geração e os dados referentes a emissões de gases de efeito estufa. Com isso, pretendeu-se apresentar um panorama geral de como cada país se insere, a princípio, no processo de descarbonização.

Após essa breve descrição do cenário elétrico de cada nação, abordou-se de que forma cada país projeta-se na transição energética a partir das suas metas tanto no Acordo de Paris

¹ No tocante à Grã Bretanha não se trata de um país mas um conjunto de nações com um sistema elétrico integrado: o NETS.

como em leis aprovadas no congresso nos casos de Alemanha e Grã Bretanha. Introduziu-se, assim, alguns dos principais marcos regulatórios e instrumentos legislativos que estão ligados com o desenvolvimento e aprimoramento do setor de transmissão, tendo em vista a expansão das fontes de energia renováveis. Pretendeu-se contextualizar o cenário no qual cada país compreende o processo de transição energética.

Foram apresentados os principais agentes para o cenário de transmissão de cada país e suas funções dentro do setor elétrico. Assim, introduziu-se os Ministérios responsáveis pelo setor elétrico, os órgãos reguladores da rede de transmissão de cada país, o órgão operador das linhas de transmissão e as empresas donas dos ativos de transmissão de cada nação.

Expôs-se de que forma cada sistema de transmissão compreende a problemática da inserção de mais energias renováveis e, conseqüentemente, o aumento da variabilidade e incerteza geracional. A partir disso, indicou-se os principais projetos de expansão e aprimoramento das redes de transmissão no contexto de sua utilização para o incremento de mais flexibilidade para a operação da rede.

Por fim, discutiu-se alguns dos principais desafios que as redes de transmissão enfrentam em cada país dado a sua geografia, estrutura de governança e especificidade dos ativos de transmissão e de geração de energia renovável.

É necessário, ainda, destacar de forma abreviada a justificativa da análise do setor de transmissão dos três países. Primeiramente, destaca-se que a Alemanha tem um importante papel para a transição energética no contexto europeu pelo seu peso político econômico no continente, principalmente na União Europeia, sendo uma das principais articuladoras da integração de redes de energia nacionais.

Já a Grã Bretanha é consequência direta dos eventos recentes com relação à saída da União Europeia, pautando assim um contraponto regional à influência alemã. Dado que o *Brexit* representa uma ruptura institucional grande para o país, isso pode influenciar os processos de transição energética na medida que pode afetar a interligação regional do mercado de energia com o resto do continente.

Finalmente, a escolha do Brasil é explicada por fatores diferentes dos dois últimos. O Brasil, em contraposição da Alemanha e do Reino Unido, tem como partida do seu processo de transição uma matriz energética que já possui alta participação de fontes energéticas limpas ou de baixo carbono. Além disso, o país conta com um sistema de reservatórios integrados à rede nacional em decorrência da sua extensa hidrografia e larga utilização de hidrelétricas. A

existência desses reservatórios traz uma série de benefícios com relação à estabilidade de frequência, garantia de inércia, confiabilidade e a possibilidade de serem utilizados como armazenamento de energia, aspecto relevante para a inserção de ERVs. Os aspectos organizacionais e institucionais dos sistemas de transmissão de eletricidade nesses três países selecionados são examinados nas subseções seguintes.

3.2 ALEMANHA

A transição energética alemã é de particular importância para o processo mundial de descarbonização. O país é uma das maiores economias do mundo e tem uma das principais vozes dentro da União Europeia, localizado no centro do continente. A Alemanha possui metas audaciosas para o seu processo de transição energética, chamado de *Energiewende*.²

O processo de introdução de energias renováveis no país data do final do século passado, com a introdução de política de incentivo através das tarifas de remuneração garantida em valores acima do mercado para renováveis: as feed-in tariffs.

Segundo CASTRO (2018), a partir de uma política de FIT, as empresas de serviços públicos pagam aos produtores de energia renovável uma taxa garantida e fixa por unidade de eletricidade em um acordo de longo prazo que garante acesso prioritário à rede elétrica. Essa certeza se mostrou vital, pois permite aos desenvolvedores garantir o financiamento com mais facilidade e ajuda a expandir rapidamente o mercado de energia renovável.

O modelo FIT seria revisado e expandido a partir de 2000 através da Lei de Energia Renovável (*Erneuerbare Energien-Gesetz - EEG*), que tinha como objetivo aprofundar a utilização de recursos renováveis. Em decorrência desses incentivos, a produção de energia renovável na Alemanha passou de cerca de 3,6%, em 1990, para 35% em 2020 (AIE,2021).³ No entanto, no mesmo período, a geração de eletricidade aumentou apenas 5%. (AIE,2021)

Em setembro de 2010, foi lançado o *Energy Concept*, um documento para lançar as bases da política energética para o avanço do processo de transição para os 40 anos seguintes. Segundo o texto, o objetivo da Alemanha é:

(...) tornar-se uma das economias mais eficientes em termos de energia participação de renováveis do mundo, enquanto desfruta de preços competitivos de energia e um

² Em tradução literal é transição energética.

³ As energias renováveis levadas em consideração foram a solar, eólica, hidrelétrica e geotérmica.

alto nível de prosperidade. Ao mesmo tempo, um alto nível de segurança energética, proteção ambiental e climática eficaz e a garantia do fornecimento de energia economicamente viável são necessários para que a Alemanha permaneça uma base industrial competitiva a longo prazo. Queremos fortalecer a concorrência e a orientação para o mercado nos mercados de energia, o que nos permitirá garantir prosperidade econômica sustentável, empregos para o futuro, inovação e modernização do nosso país. (BMU, 2010, p. 5)

Segundo a Agência Internacional de Energia, a estratégia do *Energy Concept* pode ser definida em 3 tópicos: Reduzir o consumo energético em todos os setores (através da ideia de eficiência primeiro); usar energias renováveis diretamente sempre que fizer sentido econômico e ecológico; e cobrir a restante demanda energética por eletricidade a partir de renováveis. (IEA, 2020)

Por fim, o *Energy Concept* trouxe metas que foram ratificadas em 2016 com o *Climate Action Plan 2050*, que tem como objetivo reduzir, pelo menos, 80% das emissões de gases de efeito estufa, com base em 1990, até 2050. Ademais, estabeleceu metas intermediárias, com reduções planejadas de 40% para 2020 das emissões e de 55% até 2030.

Todavia, ainda em 2017, as emissões foram de 719 MtCO₂, apenas 9% abaixo do valor de 2005 e 24% abaixo de 1990 (IEA, 2020, p. 38). Já com relação à participação de energias renováveis na geração de eletricidade, o país apresentava 35% de participação em 2018. De acordo com AIE (2020, p.124), “Com 52% dos combustíveis fósseis usados para geração de eletricidade, a Alemanha está usando mais combustíveis fósseis do que a média de 47% nos países membros da AIE”.

Esses dados evidenciam que o país tem tido dificuldades para alcançar suas metas e ainda tem um longo percurso até a neutralidade de carbono. Um dos desafios que o país enfrenta é que grande parte dos recursos renováveis, como parques eólicos, estão concentrados na região noroeste do país, longe dos principais centros consumidores mais ao sul.

Nesse aspecto, o país tem tido dificuldades de interligar esses recursos ao restante do sistema elétrico nacional devido a falta de capacidade de redes de transmissão adequadas para escoar a produção renovável, sobretudo em momentos de pico de geração.

Com o aumento da participação de ERVs, garantir o suprimento de energia em momentos de pico torna-se mais trabalhoso na medida que a impõe a necessidade de

capacidade de escoamento dessa energia gerada. Como argumentam com Madrigal e Stoft (2012, p.10), “Forte crescimento de fontes renováveis de eletricidade já começou a causar congestionamento de rede, resultando em certas regiões da Espanha e a Alemanha desliguem periodicamente suas turbinas eólicas durante os períodos de alta ventos”.

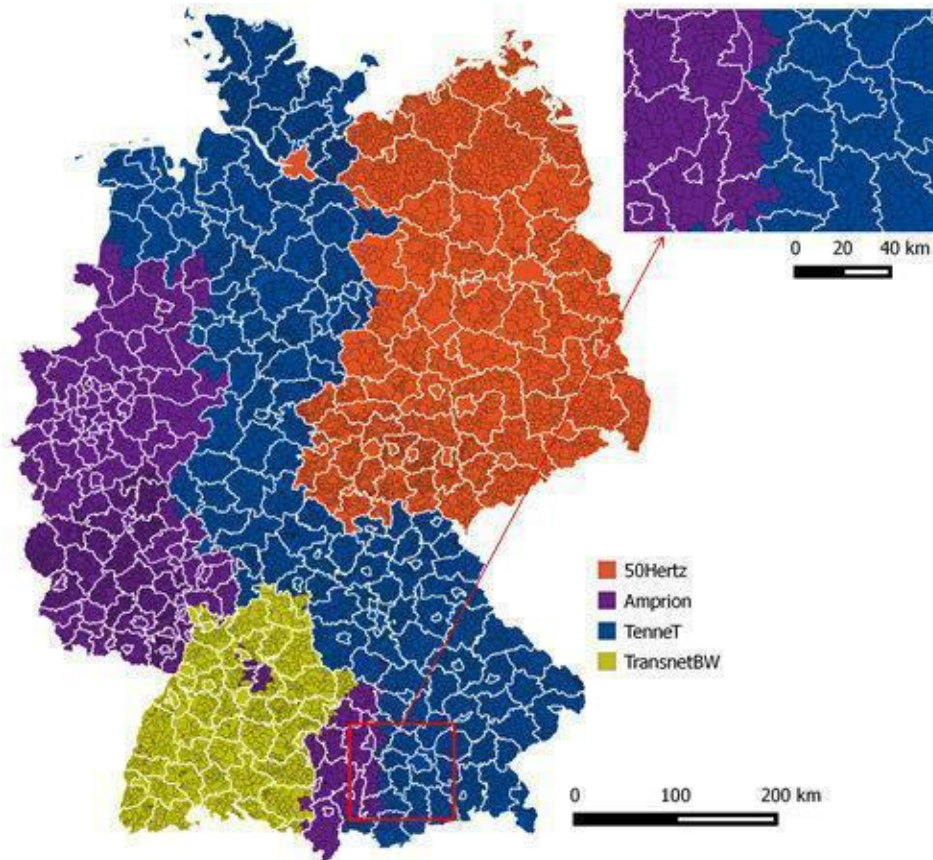
Além disso, a Alemanha tem apresentado dificuldades na integração regional, principalmente no sentido norte e sul. De acordo com a AIE, a transição energética da Alemanha exigirá uma infraestrutura de rede mais robusta para apoiar a integração de maiores volumes de energia renovável variável. A falta de capacidade de rede suficiente pode prejudicar a capacidade da Alemanha de cumprir suas metas de energias renováveis. (IEA, 2020)

Portanto, a adequação das redes de transmissão de eletricidade é um fator essencial para garantir *Energiewende*. Desse modo, é relevante apresentar de que forma organiza-se a transmissão de eletricidade e os marcos legais recentes para a expansão das linhas de transmissão na Alemanha.

Primeiramente, destaca-se que o sistema de transmissão alemão conta com 4 operadores do sistema indicados na figura 1: Amprion; 50 Hertz; TenneT e; TrasnetBW.

O principal órgão alemão relacionado com a execução da política energética e com o planejamento da rede elétrica é o *Bundesministerium für Wirtschaft und Energie* (Ministério da Economia e Energia) (BMW). Destaca-se que, na Alemanha, no contexto da *Energiewende*, o ministério responsável pela economia é o mesmo que responsável pelo setor energético, o que demonstra a visão integrada do governo dessas duas áreas.

Figura 1 - Mapa das empresas de transmissão de eletricidade na Alemanha



Fonte: Martin Robinius (2017)

Os quatro operadores são regulados por um órgão independente, o *Bundesnetzagentur* (Agência Federal de Eletricidade, Gás, Telecomunicações, Correios e Ferrovias) ligado ao BMWi, porém independente deste. Com relação à energia, vale destacar que o *Bundesnetzagentur* é responsável pela regulação da rede, integração dos sistemas de eletricidade, e planejamento da expansão do sistema. (IEA, 2020)

Com relação ao desenho de mercado de eletricidade alemão pontua-se que as políticas FIT introduzidas com a EEG foram bem sucedidas no aumento da participação de renováveis no grid ao longo das duas últimas décadas. Isso é consequência da estrutura de despacho “por mérito” que o setor adota. Desse modo, já que as ERVs possuem custo marginal próximo a zero, elas são as primeiras a serem despachadas. Zane et al. (2012, p. 120) argumentam que devido à obrigação de compra de eletricidade de fontes renováveis, a estrutura de regulação da operação da rede fornece condições favoráveis para a implantação de ERVs.

Com relação ao desenho de alocação de custo da transmissão, o país adota o método de “*Shallow Cost*”, em que apenas os taxa novos usuários que desejam se conectar na rede e

distribui entre os usuários os custos de aprimoramento e expansão da rede. Além disso Madrigal e Stoft (2012) apontam que os elaboradores dos projetos de rede na Alemanha são responsáveis por todas as instalações e extensões do sistema, enquanto o OST é responsável por todos os custos de atualização (reforço) da rede. O OST também é responsável por todos os custos adicionais se optar por conectar o projeto renovável em outro lugar que não seja a conexão de rede existente mais próxima.

Todavia, os custos não são divididos de forma equitativa pelos usuários da rede. Desse modo, há diferenças de como os custos são alocados entre diferentes regiões do país e entre consumidores. Nesse contexto, o governo tem tentado tomar medidas no sentido de reduzir essas distorções e, assim, reduzir os custos relacionados com a rede que, em 2018, representaram 25% do preço total da eletricidade. De acordo com a Lei de Modernização da Taxa de Rede as taxas de transmissão serão gradualmente harmonizadas em todo o país até janeiro de 2023 em cinco etapas, começando em 2019. (IEA, 2020)

Como ressaltou-se, o país tem metas audaciosas de penetração de renováveis e, para isso, uma das principais áreas que o governo tem investido no sentido de garantir a expansão das renováveis é através da expansão das redes de transmissão.

O governo reconhece que uma expansão da rede elétrica de ultra-alta tensão é essencial para mudar para um sistema de energia predominantemente baseado em energia renovável. Na verdade, a meta da coalizão de obter 65% da energia de fontes renováveis até 2030 está condicionada a uma construção complementar da rede. (IEA, 2020, p. 138)

O *Bundesnetzagentur* aponta a essencialidade da existência de uma infraestrutura de redes de transmissão robusta para garantir a atuação adequada dos mercados de energia. De acordo com a entidade, o comportamento do mercado não pode ser realizado sem a rede elétrica. A infraestrutura de rede deve ser capaz de reproduzir o resultado do mercado, caso contrário, os operadores de rede terão de intervir. (BUNDESNETZAGENTUR, 2017)

Uma das questões que mais destaca a importância da transmissão para a *Energiewende* é a localização dos parques eólicos no país. A maior parte da energia eólica produzida pelo país encontra-se ao norte do país e a maior parte da demanda de energia vem do sul e do oeste.

Dessa forma, os länders do norte encontram-se com excesso de geração enquanto os do sul demandam mais energia devido à retirada de nuclear e carvão nos últimos anos. De acordo com a AIE (2020), o desequilíbrio resultou em medidas de "re-despacho" no sul (onde os operadores da rede ordenam que as estações de energia aumentem a produção para compensar a energia eólica adquirida que não pode chegar ao sul) e redução no norte (onde os operadores da rede pedem energia eólica para encerrado para evitar congestionamentos), custando aos consumidores centenas de milhões de euros anualmente.

A falta de capacidade de rede adequada gera congestionamentos na rede, redespacho de energia e até mesmo corte de geradores em momentos de pico. Apenas em 2017, esses problemas geraram um aumento de 1.5 bilhões de euros pagos pelos consumidores de energia. (IEA, 2020)

Além disso, o mercado alemão de energia no atacado possui apenas uma zona de precificação. Devido à falta de capacidade de transmissão norte-sul, parte da energia gerada pelo norte chega ao sul através de países vizinhos à Alemanha. Por haver apenas uma zona de preço, o custo desse fluxo intra-países não é assinalado aos agentes, gerando problemas de precificação e carona para os países vizinhos. (DE VRIES, VERZIILBERGH, 2018)

De acordo com o BMWi (2015, p.89):

Os participantes do mercado devem ser capazes de conduzir seus negócios partindo do pressuposto de que não existe congestionamento na rede dentro da zona de preço único na Alemanha. Enquanto isso, apenas uma rede bem desenvolvida pode realmente transportar a eletricidade, conforme comprada e vendida dentro da zona de preço único, do produtor ao consumidor.

Ademais, a falta de capacidade de transmissão adequada pode tornar parte das plantas de geração eólica não mais econômicas ao passo que mais renováveis entrem no sistema. Como mostram Kies et al. (2016), em um sistema de energia 100% renovável alemão com uma rede de transmissão inadequada, as usinas eólicas não seriam mais econômicas, porque seus excedentes não podem ser exportados em tempos de excedentes gerais de geração.

Outro aspecto relevante para o futuro do sistema elétrico alemão é a interconexão com outros mercados de eletricidade e sistemas de eletricidade europeus. A Alemanha localiza-se no centro da Europa e seu sistema elétrico é altamente relevante para o restante do continente por realizar constantes trocas de energia entre seus vizinhos.

Além disso, a interconexão regional com outros países europeus pode dar maiores garantias para a segurança de abastecimento alemã levando em conta a queda da produção de outras fontes, como a nuclear. Sobre a interconexão com a Bélgica, o *Bundesnetzagentur* comenta que “O comércio de eletricidade resultante fortalecerá a segurança do fornecimento em ambos os lados da fronteira. No médio prazo, a linha também pode ajudar a substituir a eletricidade adquirida das unidades de energia nuclear em Tihange”. (BMW, 2020, p. 5)

As ERVs também impõem ao sistema maiores variabilidades, gerando a necessidade de busca por mais flexibilidade no sistema, que podem ser obtidas através da interconexão regional, dado o maior espaço de balanceamento do sistema. Como aponta o BMW: “Quanto mais interligados os mercados nacionais de eletricidade, maior é o potencial de flexibilidade disponível. Ao mesmo tempo, a capacidade necessária para cobrir a demanda cai, uma vez que a maior exigência de capacidade em cada região ocorre em momentos diferentes”. (BMW, 2015, p. 60)

Dado isso, no primeiro semestre de 2019, a Alemanha integrou a iniciativa da União Europeia *Clean Energy for All Europeans*. Essa iniciativa consiste num pacote de diretrizes e regulações no sentido de garantir maior integração entre os mercados de energia europeus. Essa iniciativa visa aumentar em 70% as trocas entre os países.

Um benefício que essa maior integração dos sistemas de eletricidade poderia trazer para o mercado de eletricidade europeu está na maior coordenação dos operadores da rede. A maior coordenação levaria a menores congestionamentos pois a energia poderia ser utilizada mais próxima da geração independente das fronteiras regionais.

Com relação aos benefícios da maior coordenação regional para Alemanha, De Vries e Verzijlberg (2018) comentam que na presença de preços marginais de localização e suporte de energia renovável harmonizados e integrados, o congestionamento da rede faria com que mais eletricidade fosse vendida aos consumidores próximos aos geradores. No exemplo da geração eólica excedente no norte da Alemanha, os preços da eletricidade no norte da Holanda e da Polônia cairiam (assumindo que a Dinamarca também teria um excedente de energia eólica ao mesmo tempo) e os geradores térmicos seriam reduzidos lá, em vez de no sul da Alemanha.

Assim, os objetivos de energia renovável poderiam ser alcançados de forma mais eficiente por uma combinação de um único objetivo europeu de energia renovável e uma gestão de congestionamento mais eficiente e integrada.

Fica evidente, portanto, a necessidade de investimentos na interligação melhor da rede via linhas de transmissões que interconectam as diferentes zonas produtoras de energia renováveis com as demandantes. Outrossim, investimentos também serão necessários na maior integração do continente europeu.

Nesse panorama, adicionalmente ao EEG em 2009, o parlamento alemão aprovou o *Grid Expansion Act* (EnLAG) com o intuito de aprimorar a infraestrutura de transmissão de energia para que ela seja capaz de acomodar as energias renováveis. Essa lei determinava prioridade na construção de 22 (originalmente 24) linhas de transmissão de alta tensão somando no total 1655 km de linhas das quais 757 km já se encontravam em operação ao final de 2019 e o resto encontrava-se já construído ou aprovado. (BMW, 2020)

Além da expansão da rede, a EnLAG também previa em caráter experimental que parte das linhas fossem planejadas para cabeamento enterrado, totalizando 6 linhas de alta tensão enterradas.

Outra legislação relevante diz respeito à interconexão regional. Dado que a Alemanha ocupa uma localização central na Europa, o sistema de energia alemão é altamente interconectado com o restante da Europa. Essa interconexão é benéfica para garantir a flexibilidade do sistema alemão, bem como a sua segurança energética. Nesse contexto, em 2011, o parlamento alemão passará outra lei que cria bases para as interconexões regionais a *Grid Expansion Acceleration Act* (NABEG).

De acordo com o *Bundesnetzagentur*, essa legislação pretende “acelerar a expansão de linhas de extra-alta tensão transfronteiriças e criar a base para a expansão legalmente segura, transparente, eficiente e ecológica da rede de transmissão e sua atualização”.

Ademais, visto que o governo voltou atrás e decidiu eliminar a energia nuclear até 2022, novas leis foram passadas no parlamento, além da EnLAG, prevendo novos projetos de expansão do sistema. Entre essas leis destaca-se o *Federal Requirements Plan Act* (BBPlG).

De acordo com a lei, os projetos de linhas de transmissão formulados visam a expansão das redes para a integração da eletricidade proveniente de fontes renováveis de energia. Além disso, os projetos buscam melhorar a operação conjunta das redes de eletricidade na União Europeia, ligar novas centrais elétricas e prevenir estrangulamentos estruturais na rede de transmissão.

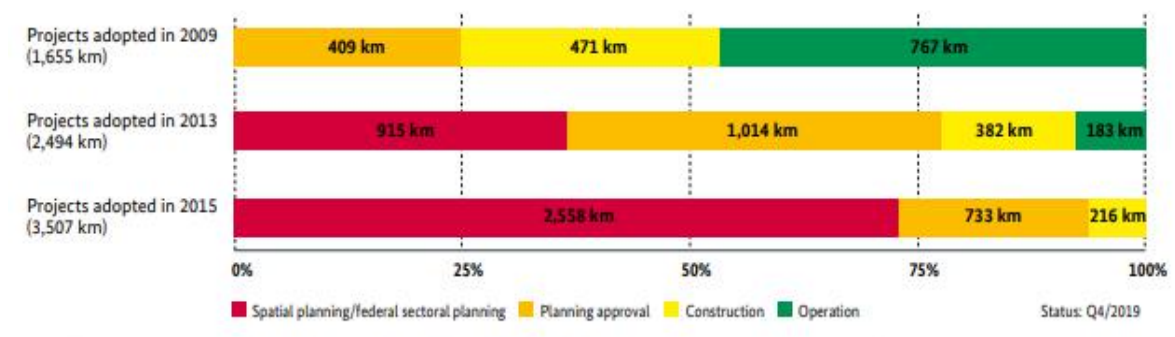
Nesse sentido, a lei estabelece mais objetivos para a expansão das linhas do que a EnLAG, tendo em vista a necessidade de maior expansão de fontes de energia renováveis na

rede. Além disso, quando os projetos de expansão de rede objetivam a interconexão regional, as linhas são reguladas pelo NABEG.

O BBPIG propôs dois projetos até 2020, primeiramente em 2013 e posteriormente em 2015. Até o fim de 2019, apenas 183 km das linhas projetadas em 2013 estavam em operação e nenhuma linha dos projetos de 2015.

A figura 2 abaixo ilustra, de forma esquemática, o status dos projetos de expansão das redes de transmissão que o país adotou desde 2009 com EnLAG.

Figura 2 - Visão Geral do planejamento das linhas de transmissão.



Fonte: BMWi (2020)

Vale ainda ressaltar de que forma é realizado o projeto de planejamento de novas linhas de transmissão na Alemanha.

São cinco as etapas que precedem a realização de fato do projeto de linhas de transmissão e elas constam com a presença de diversos atores relevantes para a expansão. Entre esses atores estão as quatro operadoras de transmissão, o *Bundesnetzagentur*, o público em geral e as *Landër*.

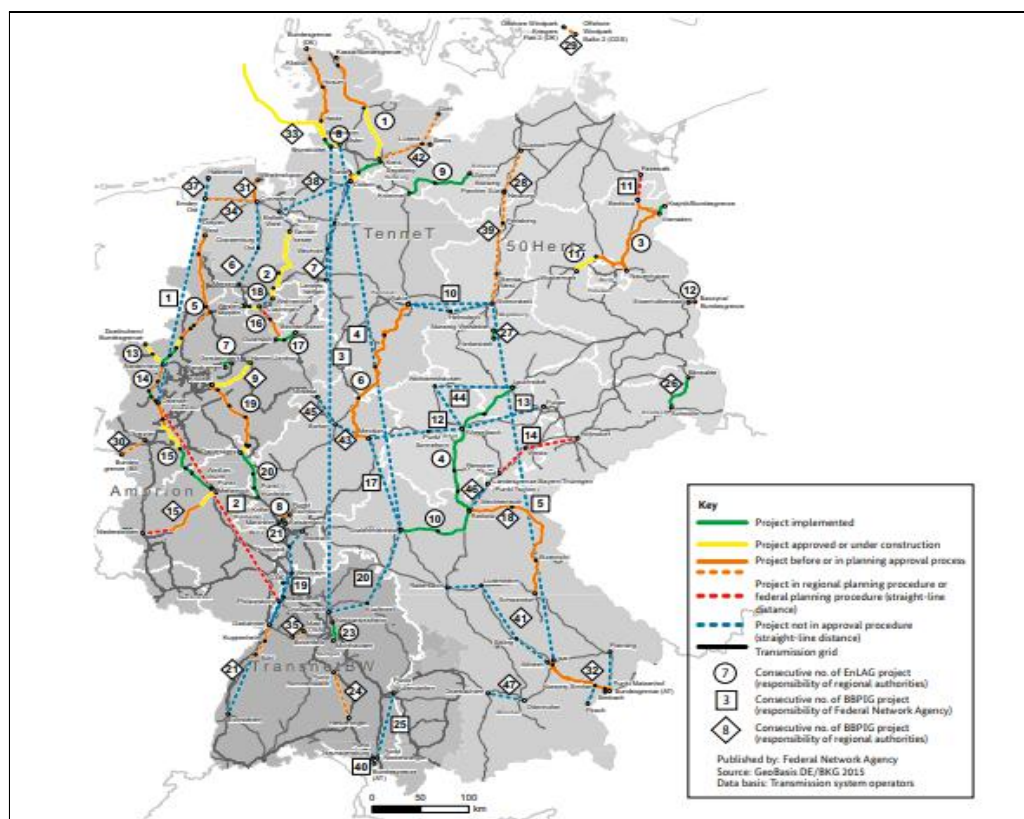
Primeiramente, é realizado o estudo do cenário geral de transmissão que é formulado conjuntamente com os quatro operadores do sistema. Nesse estágio são traçados os cenários de evolução do sistema pensando em termos de consumo e geração no futuro. A partir dessa etapa os operadores do sistema avaliam as regiões em que a rede precisa ser fortalecida, levando em consideração as questões ambientais e de impacto social.

Após os operadores do sistema avaliarem as regiões em que a rede precisa de fortalecimento, um relatório é enviado ao parlamento para basear os *Federal Requirements Plan Act*, que priorizam os projetos com base na segurança de abastecimento.

A partir desses planos o *Bundesnetzagentur* cria projetos de expansão da rede traçando o desenho que a rede tomará. Por fim, após todo esse processo, de acordo com o *Bundesnetzagentur*, "A rota futura exata de um novo cabo em um corredor é decidida no procedimento de aprovação de planejamento. As rotas são escolhidas pelo menor impacto nas pessoas e na natureza.”.

A figura 3 abaixo apresenta no mapa alemão os projetos de expansão da rede tanto do EnLAG quanto do BPPIG. (BMW, 2017)

Figura 3- Mapa dos Projetos de extensão de rede combinados EnLAG e BPPIG



Fonte: Federal Network Agency / GeoBasis-DE/BKG 2015.

É possível observar pela figura 3 que o processo de expansão das redes demanda tempo. Dos mais de 7600 km projetados para expandir, apenas 950 km encontravam-se em operação até ao final de 2019. A lentidão do processo se deve à natureza própria dos ativos de transmissão, por eles demandam longos períodos de investimento, desenho e planejamento da integração do sistema, o que pode gerar desafios políticos.

Além disso, o *Bundesnetzagentur* apenas supervisiona os operadores de rede cuja rede atinge mais de 100.000 clientes (direta e indiretamente) ou atravessa as fronteiras estaduais. Todas as redes não cobertas pelo *Bundesnetzagentur* estão sob a jurisdição regulatória dos estados (*Länder*) (IEA, 2020). Destaca-se que essa jurisdição dos estados é um dos entraves políticos na medida que os *Landër* detêm no planejamento e operação do setor energético inclusive no setor de transmissão.

Somada à autonomia das *Landër*, a expansão das redes de transmissão na Alemanha sofre oposição da opinião pública em certos estados, gerando entraves para a adequação da rede. Assim, o governo vê-se forçado a desenhar cada vez mais redes enterradas o que, devido aos custos adicionais⁴, aumenta o entrave para a expansão da rede. De acordo com a IEA (2020) a oposição pública às linhas de transmissão de alta tensão norte-sul forçou a construção subterrânea de tais linhas, e a oposição pública continua sendo um impedimento para a localização da infraestrutura necessária.

Se por um lado o cabeamento enterrado representa maiores investimentos para a expansão da rede, por outro, auxilia a aumentar a segurança de abastecimento. Ao enterrar as linhas de transmissão, há a diminuição dos riscos de eventos climáticos extremos afetarem a rede, o que pode tornar-se mais comum com o aquecimento global.

Além disso, o sistema de planejamento das redes, com participação da população, foi um dos caminhos encontrados para garantir a expansão. Contudo, quando se trata de conexões regionais entre norte e sul, a opinião pública ainda é um entrave.

Logo, o governo alemão reconhece que ao passo que a *Energiewende* avança sobre o setor elétrico, mais atenção terá que ser direcionada para o setor de transmissão de eletricidade. É essencial que o governo foque na rapidez da realização dos projetos de transmissão que já foram planejados.

Nesse aspecto, o governo alemão tem focado na facilitação do implemento das linhas de transmissão dado os desafios comentados. Assim, o BMWi e os *Landër* traçaram algumas medidas para serem realizadas até o fim de 2021. Entre elas destaca-se que todos os projetos determinados como necessários pela Lei de Expansão da Rede de Energia (EnLAG) em 2009 devem ser permitidos pelos *Länder* e todos os principais projetos de transmissão norte-sul devem ser aprovados pelo *Bundesnetzagentur*. Além disso, metade de todos os projetos de

⁴ Parte dos Projetos de 2015 tiveram que ser mudados para cabeamento enterrado aumentando em 5 bilhões o custo total do investimento.

expansão para linhas de corrente alternada (CA) padrão sob a jurisdição dos *Länder* e do *Bundesnetzagentur* devem ser aprovados. (IEA, 2020)

3.3 REINO UNIDO

O Reino Unido foi uma das primeiras nações a desenvolver um setor energético robusto devido à necessidade de suprir a demanda industrial por energia. Desse modo, o setor evoluiu em torno da intensa utilização de recursos energéticos fósseis para a produção de energia. Em decorrência disso, do total de energia produzida no Reino Unido em 1990 mais de 91% era decorrentes de energias emissoras de gases de efeito estufa⁵, sendo que o carvão sozinho representava mais de 30% segundo dados da IEA. (IEA, 2020)

Com relação ao setor elétrico, o panorama não era muito diferente. Ainda de acordo com dados da AIE, mais de 77% da energia elétrica produzida na nação em 1990 era de origem fóssil, sendo o carvão responsável por 65% do total da produção de energia elétrica. (IEA, 2019) Dado isso, em 1990 o total de CO₂ emitido pelo setor elétrico do Reino Unido era de mais de 247.923 Mtoe. (Climate Watch, 2021)

A partir da intensificação do fenômeno de aquecimento global e dos esforços no sentido de descarbonização do setor de energia, o Reino Unido passou a priorizar a redução da geração de energia através de recursos de menor emissão de CO₂, principalmente o gás natural. Assim, a partir de meados da década de 90, o país aumentou a sua participação de gás natural na geração de energia. De 1990 até 2019, a produção a partir de gás natural expandiu-se mais de 25 vezes, o que representa um salto na participação na matriz de 1,5% em 1990 para mais de 40% em 2019. (IEA, 2020)

Além disso, as fontes de energia renováveis também experimentam um forte aumento, apesar de ainda representarem uma parcela relativamente pequena na geração de eletricidade no país. Entre 1990 e 2019, a produção de energia elétrica a partir de fontes de energia renováveis⁶ passou de pouco mais de 2% em 1990 para mais de 36% em 2019. (IEA, 2020) O aumento da geração de eletricidade através de gás natural, em conjunto com o aumento da participação das fontes de energia renováveis na matriz de geração, resultou em uma queda

⁵ Carvão, derivados do petróleo e gás natural.

⁶ Hidroelétrica, eólica, solar, maremotriz e biocombustíveis.

nas emissões de CO₂ de mais de 43% nas emissões derivadas da geração de energia elétrica entre 1990 e 2019. (Climate Watch, 2021)⁷

Um dos fatores que explica a melhora nos indicadores de emissão de gases de efeito estufa está relacionado com o pioneirismo do país nas metas de transição energética e com as decorrentes legislações aprovadas nas últimas duas décadas. De acordo com Laes, Gorissen e Nevens (2014), o Reino Unido envolveu-se desde o início com a questão das mudanças climáticas. Esse engajamento inicial é o resultado de uma série de fatores, dentre eles: um firme compromisso no nível de primeiro-ministro; uma contribuição científica forte e influente; e circunstâncias fortuitas que resultaram em reduções significativas de emissões (a mudança do carvão para o gás). Como resultado, o Reino Unido emergiu como um líder internacional nesta área .

Nessa perspectiva, destacamos o papel da aprovação do *Climate Change Act* em 2008. Essa lei formalizou um comprometimento do Reino Unido com a redução da emissão de gases de efeito estufa em 100% dos índices de 1990 até 2050, o que significa na prática zerar a emissão desses gases. De acordo com a AIE (2018), essa lei fornece a estrutura legal tanto para mitigar as mudanças climáticas por meio da redução das emissões de GEE quanto para se adaptar aos impactos das mudanças climáticas. Dado o predomínio das emissões relacionadas com a energia, as medidas políticas concentram-se principalmente no setor de energia.

Para garantir o cumprimento das metas assinaladas pelo governo, o parlamento adotou o chamado *Carbon Budget* de duração de cinco anos. Assim, estipula-se previamente para os próximos cinco anos vindouros a quota máxima de emissões de gases de efeito estufa que podem ser emitidos durante o período. Através desse processo de adoção de metas de curto prazo, o governo britânico espera alcançar até 2050 a redução total de emissões de gases de efeito estufa.

Além do *Climate Change Act*, recentemente o governo britânico aprovou outro pacote de medidas no sentido de acelerar o processo de transição para uma economia de baixo carbono. O chamado *Clean Growth Strategy* (CGS), aprovado em 2017, busca seguir os compromissos com a descarbonização adotados anteriormente a partir de medidas em diversos âmbitos.

Por meio do do CGS, o governo britânico busca tomar a frente da transição energética, firmando-se como uma liderança mundial desse processo. Para isso, CGS é um plano que visa

⁷ Inclui geração de calor também.

conciliar a descarbonização com o crescimento econômico de baixo impacto de carbono. Dessa maneira o país entende a necessidade da implementação do CGS a partir da perspectiva de que:

Primeiro, precisamos proteger nossos negócios e residências dos altos custos de energia. Em segundo lugar, se pudermos desenvolver tecnologias de baixo custo e baixo carbono no Reino Unido, podemos garantir a maior vantagem industrial e econômica da transição global para uma economia de baixo carbono. Terceiro, se quisermos que outros países, especialmente os países em desenvolvimento, sigam nosso exemplo, precisamos que as tecnologias de baixo carbono sejam mais baratas e ofereçam mais valor do que as de alto carbono. (BEIS, 2017, p.10)

Nessa perspectiva, o *Clean Growth Strategy* tem como estratégia: a aceleração da adoção de veículos de transporte de baixo emissão de carbono; o aumento da eficiência energética da indústria e do comércio em 20% até 2030; o aumento da eficiência energética doméstica com foco em aquecimento residencial; o foco no aprimoramento da rede de energia para ser mais limpa, inteligente e flexível e; o papel de liderança do setor público em guiar esse processo. (BEIS, 2017, p.12-16)

Na Grã Bretanha, grande parte das fontes energéticas renováveis encontram-se em locais distantes das zonas de consumo como em regiões *offshore*, onde instalam-se fazendas eólicas. Nesse contexto, evidencia-se a necessidade de adequação do sistema de transmissão dado que essas fontes precisam ser adicionadas à infraestrutura de rede. Além disso, dada a condição insular da Grã-Bretanha, o aumento da variabilidade e incerteza cria a necessidade do sistema ser mais interconectado com o restante da Europa para garantir a segurança de abastecimento.

Para acomodar este rápido crescimento em energia renovável, o Escritório dos Mercados de Gás e Eletricidade (OFGEM 2009) estimou que o Reino Unido deve investir cerca de US \$ 7,7 bilhões nos próximos 10 anos, com base nos atuais planos de investimentos das transmissoras para redução das emissões de carbono até 2020. Os maiores requisitos de investimento específicos para o Reino Unido são o resultado da interconexão da energia eólica gerada no norte (Escócia) e transmitida aos principais centros de consumo no sul. (MADRIGAL e STOFT, 2012)

Assim, o país tem tomado medidas para garantir a conformidade de seu sistema de transmissão com a mudança ensejada pela maior participação de ERV. Todavia, antes de discutir a expansão e adequação do sistema de transmissão, é relevante destacar de que forma as instituições britânicas estruturaram-se para a garantia da transição energética.

Durante as décadas de 80 e 90 no Reino Unido, sob o comando de Margaret Thatcher, houve um intenso processo de liberalização e desregulamentação do setor de energia em que diversas medidas foram tomadas com o intuito de introduzir mais competição e aumentar a eficiência. Como destacam Zane et al. (2012) a Grã-Bretanha foi pioneira na liberalização do mercado de eletricidade, com um dos primeiros mercados atacadistas competitivos estabelecidos.

Nesse contexto, a partir da década de oitenta houve um rápido processo de privatização dos ativos públicos de eletricidade, desverticalização da indústria de eletricidade, separando-se assim os processos de geração, transmissão e distribuição, além do desenvolvimento de estruturas de mercados de eletricidade.

Com relação às instituições advindas desse processo, salienta-se que o principal órgão encarregado do setor elétrico é o *Department for Business, Energy and Industrial Strategy* (BEIS). A entidade apresenta o direcionamento de como o Reino Unido analisa a estratégia de transição, evidenciando que a questão da transição é também uma questão de garantir o crescimento e a competitividade da indústria nacional conjuntamente com a descarbonização.

Outro órgão relevante para o setor energético, em especial para a área de transmissão de eletricidade, é o *Office of Gas and Electricity Markets* (Ofgem). O Ofgem é o órgão independente que regula os mercados tanto de eletricidade quanto de gás. Nesse sentido, o Ofgem é o principal ator na regulação do sistema de transmissão de eletricidade no país, sendo responsável pelo desenho das leis que regem o mercado de eletricidade.

De acordo com a AIE (2018), o Ofgem é a autoridade reguladora nacional responsável pelo licenciamento de empresas de energia, elaboração das regras para os mercados de gás e eletricidade e regulamentação dos monopólios de redes de gás e eletricidade. O Ofgem regula as empresas regionais de transmissão e distribuição por meio de controles de preços que limitam o quanto pode ser cobrado dos usuários do sistema. O objetivo do princípio estatutário do Ofgem é proteger os interesses dos consumidores, promovendo a sustentabilidade, a concorrência e a segurança do abastecimento no mercado energético.

Por último, destacamos as empresas que operam o sistema de transmissão de eletricidade no Reino Unido. O sistema nacional de transmissão de eletricidade britânico (NETS) é composto por três empresas que são donas dos ativos de transmissão : a *Scottish Power*, responsável pelas linhas que conectam as partes centrais e sul da escócia; a *Scottish Hydro Electric Transmission*, responsável pela rede de transmissão do norte da escócia e por fim; a *National Grid*, responsável pela redes de transmissão da Inglaterra e o País de Gales.⁸

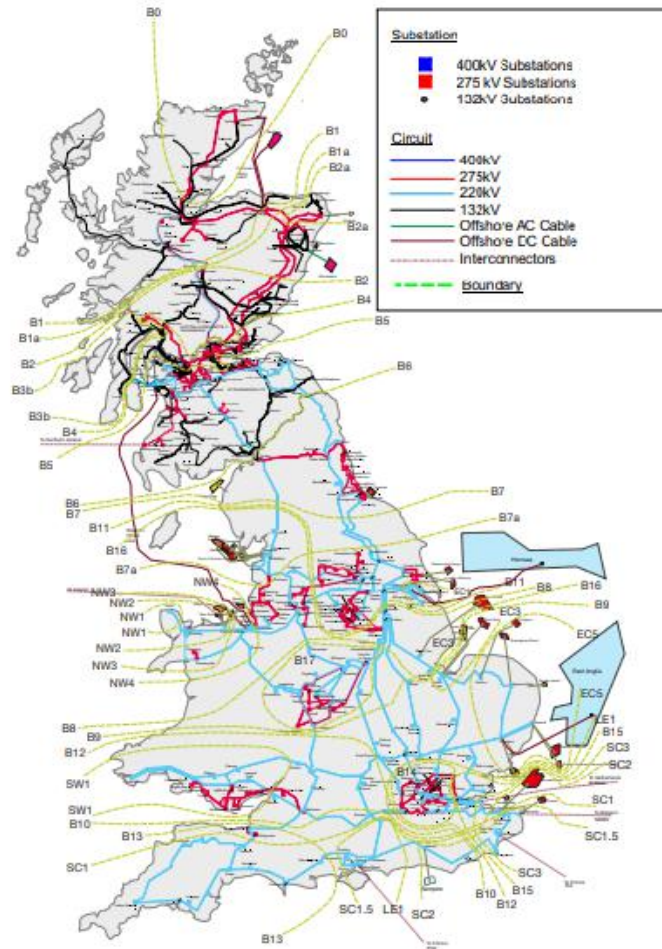
Até 2019, a *National Grid* era responsável também por ser a operadora do sistema elétrico de energia, após essa data a empresa foi dividida com uma parte responsável apenas pela operação do sistema a *National Grid - Electric System Operator* (ESO) e a *National Grid*, responsável pela manutenção dos ativos de transmissão.

Além dessas três grandes empresas na Grã-Bretanha, o sistema de transmissão elétrico britânico é composto de dezessete outras empresas donas de ativos de transmissão que conectam as fazendas de energia eólica *offshore* com a ilha. (NG-ESO, 2020)

A figura 4 abaixo representa o mapa das redes de transmissão com os limites entre as zonas da Grã Bretanha.

⁸ Os sistemas de transmissão da Irlanda do Norte não fazem parte do NETS, que é composto apenas pelos sistemas da Grã-Bretanha.

Figura 4 - Linhas de transmissão do Reino Unido de acordo com o ETYS.



Fonte: National Grid - ESO (2020, p. 20)

Recentemente, o país tem apresentado um aumento da participação das renováveis no seu mix de geração. Isso é consequência do sucesso da combinação de mecanismos diferentes de favorecimento da geração e utilização de recursos renováveis. Dentre eles destacamos o *Renewables Obligation* (RO); as políticas FIT assim como na Alemanha e; *Contracts for Difference* (CfD).

O RO foi um mecanismo voltado para a geração em larga escala de eletricidade que impunha aos fornecedores que uma quota da energia produzida deveria ser necessariamente provinda de renováveis. Ao cumprir essa quota, os fornecedores adquiriam *Renewables Obligation Certificates* (ROCs) que poderiam ser vendidos e comprados no mercado. A quota do RO foi progressivamente aumentando até que em 2017 foi substituída pelos CfD.

Em 2010, além do RO, o governo britânico aplicou e *Feed-in Tariffs* com foco em geração elétrica de pequeno porte de até 5 MW para fontes de energia renovável. Segundo a AIE (2019), sob o esquema FIT, os geradores recebem uma tarifa de geração, que é remunerada por cada quilowatt-hora gerado, variando em função da tecnologia, da capacidade instalada, e da data de comissionamento. Além disso, o mecanismo FIT também prevê uma "tarifa de exportação" - um pagamento adicional para cada quilowatt-hora exportado para a rede elétrica local. Como um benefício adicional, os geradores podem reduzir suas contas de energia quando usam eletricidade no local. Fornecedores de eletricidade pagam os FITs para os geradores e, em seguida, repassam esses custos aos consumidores por meio da conta de eletricidade.

Por fim, em 2013, o governo britânico passou a adotar os *Contracts for Difference* que aboliu progressivamente os RO até 2017, quando se tornou o principal mecanismo do país para a expansão da geração de baixo carbono⁹ em larga escala. Os CfDs operam a partir de contratos bilaterais de longo prazo entre o governo e os geradores de energia de baixo carbono, que fixam um preço de compra dessa eletricidade. De modo que se o preço da eletricidade no atacado estiver abaixo do preço acordado, o gerador receberá um pagamento complementar para fazer a diferença. Se o preço de atacado estiver acima do preço do contrato, o gerador paga o excedente de volta. (IEA, 2019)

Vale ainda ressaltar que, com relação à alocação de custos da expansão de transmissão, a Grã Bretanha faz uso do método conhecido como *Super-Shallow Cost*. Segundo Weißensteiner, Haas e Auer (2011) a abordagem limita os investimentos em geração à usina real, atribuindo já os custos de conexão à rede ao operador da rede. Esse desenho se difere do alemão na medida que na Grã Bretanha todos os custos de rede recaem sobre os operadores do sistema de transmissão, em contraste com a Alemanha, no qual os custos de conexão da rede são dos geradores.

Esse tipo de alocação harmoniza entre todos os usuários da rede os custos de expansão do sistema e favorece a integração de renováveis ao sistema. Como argumenta Madrigal e Stoff (2012, p. 17), “Do ponto de vista do gerador renovável, uma política de alocação de custos de conexão *Super-Shallow* é sempre melhor.”

A existência de uma única zona de precificação gera desafios de balanceamento principalmente entre as zonas norte e sul, visto que no norte, em períodos de alta geração

⁹ Nuclear e Renováveis.

eólica, as necessidades de escoamento para o sul podem tensionar a capacidade de transmissão existente do país, incorrendo em custos de balanceamento. Nesse sentido, evidencia-se a necessidade de expansão do sistema para melhor conectar ao mercado elétrico britânico.

Embora os custos de balanceamento do sistema NG tenham caído em 2017/18 em comparação com os dois anos anteriores, os custos do sistema aumentaram devido à necessidade de maior *countertrading* dentro da zona de preço único da Grã-Bretanha em meio ao congestionamento da rede. Em 2018, os custos do sistema representaram GBP 500 milhões de GBP 980 milhões dos custos de balanceamento do sistema em 2017/18, ante cerca de GBP 1,1 bilhão em 2016/17 (IEA, 2019, p. 156).

O sistema britânico de transmissão necessita adequar-se para a maior penetração das fontes de energia renováveis. Os desafios para a rede figuram-se principalmente no sentido de conectar o alto potencial energético do norte da Grã-Bretanha, onde encontra-se a maior parte das usinas de geração eólica, com a região sul, que possui maior concentração urbana.

Contudo, cada região da Grã Bretanha será impactada adversamente devido ao aumento das fontes renováveis, dado que sua localização é espacialmente delimitada a certas regiões como a Escócia e o norte e leste da Inglaterra. Dessa forma, pensar os desafios para o setor de transmissão na Grã Bretanha é pensar também os impactos em cada região.

Nesse contexto, na Escócia será necessária uma maior infraestrutura de rede para conectar a geração adicionada à rede em geral bem como para exportar a energia gerada, dado que grande parte do potencial renovável se encontra no norte da Escócia e seu consumo de eletricidade em toda região não deve superar os 6GW até 2040. (NG-ESO, 2020, p.27)

Esse aumento da geração de energia, sobretudo eólica, na Escócia e no Norte da Inglaterra gerará um aumento do fluxo de energia no caminho norte-sul que precisa ser acompanhado de aprimoramentos na infraestrutura de rede. De acordo com NG ESO (2020), a conexão de grandes quantidades de geração nova (das quais, a maioria são energias renováveis intermitentes) na Escócia e no norte causará sobrecarga na rede de transmissão do norte, a menos que os reforços apropriados sejam implementados. Os requisitos futuros de transferência de energia podem ser mais do que o dobro em comparação com o que são hoje em alguns cenários.

Por outro lado, outra região que apresenta forte potencial de aumento de energias renováveis é o leste inglês. Esse aumento geracional, assim como na Escócia, superará o consumo local. Portanto, é possível que nessa região o sistema enfrente problemas na manutenção da voltagem e estabilidade do sistema. Desse modo, potencial futuro aumento na geração nesta região pode forçar a rede a experimentar uma carga de circuito muito pesada, problemas de estabilidade e depressões de tensão. (NG ESO, 2020)

Nessa perspectiva, destaca-se que três são os principais instrumentos utilizados pelo operador do sistema (*National Grid ESO*) no sentido de planejar o futuro do sistema de transmissão para as transformações decorrentes da transição energética: o *Future Energy Scenarios* (FES); o *Electricity Ten Year Statement* (ETYS); e por fim o *Network Options Assessments* (NOA).

O FES busca definir quatro cenários diferentes do desenvolvimento da rede elétrica segundo graus distintos de velocidade de redução de gases de efeito estufa e de participação da sociedade no processo de descarbonização. Nas palavras da *National Grid ESO* (2021, p.20):

Na FES, delineamos quatro caminhos para o futuro da energia de agora até 2050 - explorando as diferentes maneiras que podemos usar e gerar energia da mesma forma. Esses cenários não são previsões, mas representam uma gama confiável de resultados prováveis e são usados pelo National Grid ESO e outros proprietários / operadores de rede de energia como uma parte fundamental do planejamento anual da rede e da análise de operabilidade

A partir da realização do FES, o ESO avalia quais são as necessidades para o planejamento da rede elétrica da Grã Bretanha para a próxima década na forma do ETYS. Dado isso, esse relatório apresenta as necessidades de investimento que o sistema precisa para os próximos dez anos no sentido de reduzir os gargalos de transmissão que podem vir a ocorrer.

Assim, o ETYS de 2020 apresenta três pontos relevantes para a rede de transmissão que precisam ser levados em consideração no desenvolvimento de redes de transmissão para as próximas décadas. O documento aponta que: com o aumento da energia eólica, o fluxo de energia se tornará mais variável com maiores picos; a partir da meta de zerar as emissões maiores investimento serão necessárias na rede de transmissão e; o alto fluxo entre diferentes

regiões dentro da Grã Bretanha trarão limitações e custos se não houverem mudanças na próxima década. (NG-ESO, 2020)

Quanto a esse último destaca-se que o NETS é dividido em mais de 25 limites, como é possível verificar na figura 4 apresentada acima. Esses limites "dividem o sistema em duas partes, cruzando caminhos de circuito críticos que transportam energia entre as áreas onde as limitações de fluxo de energia podem ser encontradas" (NG-ESO, 2020, p.19). A análise da capacidade de operação entre as zonas é relevante pois ela que leva à elaboração de requerimentos de investimentos onde é estimado que se precisará de mais capacidade de transmissão no futuro.

Finalmente, a partir destes documentos o operador do sistema recomenda regiões onde investimentos devem ser realizados na rede para reforçar ou expandir a transmissão, através do Network Options Assessments (NOA). Nesse contexto, o documento avalia que:

Ao longo dos próximos 10 anos, a geração eólica deve aumentar para 40 GW em toda a Grã-Bretanha, com alta concentração na Escócia e em *East Anglia*. A demanda está predominantemente localizada no sul do país, levando a altos fluxos de energia norte-sul com alta variabilidade. As interligações a outros mercados de eletricidade europeus ajudam a gerir a rede elétrica, e aumentam os volumes de geração renovável intermitente, bem como melhoram a segurança e a concorrência, mas também podem conduzir ao reforço dos limites (NG - ESO, 2021, p.21).

Algumas das opções de investimento apresentados pelo NOA de 2021 com vistas na expansão das fontes renováveis para a próxima década são: a atualização de parte linhas já existentes; o desenvolvimento de novas linhas; a criação ou reorganização de subestações; investimentos em equipamentos de controle de carga e aprimorar o balanceamento e controle de voltagem. (NG-ESO, 2021, p. 22-23) Assim, o operador estima que o total de investimento recomendado para a próxima década seja de cerca de 13.9 bilhões de libras, 189 milhões apenas para este ano.

Além disso, dado a geografia insular da Grã Bretanha e a variabilidade das fontes de energia renováveis, a interligação regional com o restante do continente europeu é crucial para garantir a segurança de abastecimento e a expansão das renováveis. Essa questão é particularmente importante tanto para o leste da Inglaterra, onde é esperado o

desenvolvimento de interconectores, como também para o sul da Inglaterra e do País de Gales. Com futuras conexões de interconectores adicionais, a região sul será potencialmente incapaz de suportar todos os interconectores importando ou exportando simultaneamente sem reforço de rede. Sobrecarga pode ser esperada em muitos dos circuitos do sul. (NG ESO, 2020)

De acordo com o ESO, a capacidade de interconexão na faixa de 16,9 GW a 27,7 GW entre o GB e os mercados europeus até 2040 proporciona o máximo benefício para o GB e os consumidores europeus. (NG - ESO, 2021)

Os benefícios com relação a uma maior interconexão regional seriam de três tipos: a maior capacidade de utilização de energias renováveis; maior segurança de abastecimento e aumento da competitividade.

Todavia, no início de 2020, o Reino Unido oficializou sua saída do bloco europeu. Esse processo é gradual e há incertezas sobre como as relações entre o Reino Unido e o restante da Europa se estabelecerão. Nesse contexto, havia a preocupação dessa saída impactar a coordenação dos mercados de energia britânico e europeu, bem como a realização de novos investimentos em interconectores.

No caso de o Reino Unido sair do mercado interno, a Comissão Europeia declarou que, sem um acordo de retirada, o mecanismo de compensação inter-TSO (Regulamento da Comissão n.º 838/2010) deixará de ser aplicável, o que potencialmente requer acesso à rede encargos nas interconexões para “terceiros países” e retorno aos leilões explícitos nas interconexões. (IEA, 2019, p.157)

Nessa perspectiva, o Reino Unido e a União Europeia firmaram o UK-EU Trade and Cooperation Agreement ainda no final de 2020. No acordo, buscou-se estabelecer arranjos legais para tratar diretamente da cooperação regional entre o Reino Unido e o restante do continente e a transposição de barreiras para cooperação e investimentos em novos interconectores. O Acordo prevê um novo conjunto de disposições para a cooperação técnica entre os reguladores e operadores dos sistemas, em particular no que diz respeito à segurança do abastecimento, abuso de mercado e desenvolvimento da rede. (UK-EU, 2020)

O acordo representa um avanço nas relações entre o Reino Unido e o restante do continente, porém ainda é cedo para tomar conclusões com relação às suas consequências

para a progressão dos investimentos em interconectores e a integração da nação com o restante do mercado regional.

3.4 BRASIL

Diferentemente dos países europeus, o Brasil apresenta uma das matrizes elétricas com a maior utilização de recursos energéticos de baixo carbono e renováveis entre as maiores economias do mundo. A alta participação de recursos renováveis na matriz elétrica brasileira é consequência da histórica alta utilização de hidrelétricas para a produção de energia elétrica. Como se expôs em Pinto Jr et al. (2016, p. 201):

A geração hidráulica consolidou-se rapidamente, saltando de 20%, em 1890, para 51%, em 1900, e para 82%, em 1910. Dessa forma, no início da indústria elétrica brasileira consolidou-se prontamente uma opção de geração que marcou toda a evolução dessa indústria no país, em contraste com a opção térmica, a carvão, encontrada na grande maioria dos outros países.

De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (2021), em 2020 a geração elétrica a partir de não renováveis representou 15,8% do total nacional, sendo que a geração hidrelétrica contribui com 63,8% do total da eletricidade gerada (EPE, 2021). Em comparação, a geração elétrica do mundo proveniente de recursos fósseis em 2019 foi de pouco menos de 63% do total da eletricidade gerada de acordo com a IEA (2020).

Além disso, destaca-se que enquanto em outros países a questão da introdução de renováveis enseja maior investimento em novas fontes de armazenamento, no Brasil já existe um complexo de reservatórios hídricos que podem ser explorados no sentido de garantir maior flexibilidade para operação e estocagem de excedente de energia gerado.

Pinto Jr. et al. (2016) comentam que devido à enorme capacidade de estocagem representada pelo sistema de reservatórios, o Brasil possui uma grande vantagem competitiva em relação a outros sistemas elétricos, em tempos de introdução de renováveis.

Ainda, no sentido de garantir a transição energética, o Brasil, que é um dos signatários do Acordo de Paris, se comprometeu com metas de redução de gases de efeito estufa. O país se compromete com a redução de 37% dos gases de efeito estufa até 2025, 43% até 2030 e a

neutralidade de carbono até 2060. (UNFCCC, 2020, p.1) Não há, contudo, uma definição formal tanto das metas com relação à expansão de renováveis quanto de que forma a redução de emissões seriam alcançadas. (EPE-MME, 2021)

Todavia, é relevante pontuar que apesar de o país já apresentar uma parcela considerável de renováveis na matriz de eletricidade, isso não significa que o processo de transição brasileira está próximo do fim. Assim, se tornarmos os índices de emissão de gás carbônico, apenas no que diz respeito ao setor de eletricidade, é possível ver um aumento de mais 75% das emissões de gás carbônico entre 2000 e 2018. (Climate Watch, 2021)

O aumento na emissão de gás carbônico é decorrência da maior utilização de usinas térmicas movidas por gás natural e projetadas para atuação em momentos de pico de utilização de eletricidade. Entre 2000 e 2019, a geração de eletricidade através de gás natural teve um aumento de mais de 128%, enquanto a geração total teve um aumento de apenas 74% no mesmo período. (IEA, 2020)

A expansão da utilização de térmicas é consequência da estrutura do setor elétrico brasileiro, que é dependente da estocagem de recursos hídricos em reservatórios nos períodos de chuva. Inicialmente, os grandes reservatórios eram plurianuais, garantindo assim o suprimento de energia por anos. Desse modo, a energia armazenada nesses reservatórios excedia em muito a demanda anual de eletricidade. Nesse contexto, o recurso às térmicas era esporádico e praticamente irrelevante. (PINTO Jr et al., 2016)

O aumento do consumo energético, a irregularidade de precipitações e demais questões de ordem técnica e política, tornou a capacidade de gestão dos reservatórios mais complexa. Pinto Jr. et al. (2016) argumentam que a água dos reservatórios não é mais capaz de segurar mais a demanda. Segundo os autores, este seria um dado estrutural e, portanto, parte da demanda terá que ser atendida diretamente pelas térmicas e, em menor escala, das usinas eólicas.

Em decorrência disso, as térmicas passaram a ser utilizadas mais intensamente não apenas em momentos de pico, o que gerou o aumento de emissões do país no período. Como consequência da maior utilização de recursos fósseis, as emissões do ano de 2020 são 22% maiores que as de 2005. (IEA, 2021)

Assim, o país precisa dedicar maiores esforços para atingir as suas metas, principalmente após a COP-26, em que o país anunciou novas metas de redução de emissões, e adiantou em 10 anos a neutralidade de carbono e redução de 50% de emissões até 2030 com

ano base em 2005 (Agência Brasil, 2021) Com relação às medidas tomadas pelo país para a descarbonização e o aumento da participação de renováveis, pode-se destacar a lei nº 10.438, o governo criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) em 2002. O PROINFA tem como a principal função aumentar a participação de alternativas renováveis na geração elétrica através de subsídios distribuídos entre os consumidores.

Através do PROINFA, a Eletrobrás (empresa estatal) tem a função de comprar a energia produzida por geradores de fontes renováveis a partir de contratos de longo prazo (20 anos de duração) e com valores pré-definidos. Esse programa, assim como as políticas FIT, buscou subsidiar a geração renovável durante seu desenvolvimento, tornando-as mais competitivas em relação às fontes já estabelecidas na matriz.

Além disso, em conjunto com o PROINFA, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) foi responsável por prover linhas de créditos especiais para o financiamento de desenvolvimento de energias renováveis. De acordo com Mauad et al. (2017) embora não haja dados sobre o valor investido pelo BNDES no Proinfa, no ano de 2011 a quantidade investida pelo BNDES em energias renováveis aumentou 61% com relação ao ano anterior, com um montante total de 928 milhões, dos R\$2,1 bilhões destinados ao setor energético .

Ainda, as políticas de fomento à geração renovável do país contam também com descontos de no mínimo 50% das tarifas de transmissão e distribuição para gerações com capacidade de até 30.000 kW. (IRENA, 2015)

O Brasil, em função de sua vasta malha de transmissão e do predominante parque de geração hidrelétrica, tem apresentado margem suficiente para a acomodação de novas fontes intermitentes. (MME, 2020) Todavia, a partir do crescimento da participação das fontes renováveis variáveis na matriz energética brasileira, principalmente as fontes eólicas e fotovoltaicas, o sistema de transmissão deverá ser expandido.

Essa expansão é consequência da maior necessidade de escoamento, especialmente na região Nordeste, onde encontra-se a maior parte do potencial eólico brasileiro. Mas também, para prover ao sistema maior flexibilidade operativa, controlabilidade e resiliência face às variações na geração e à perda de grandes troncos de transmissão. (MME - EPE, 2021)

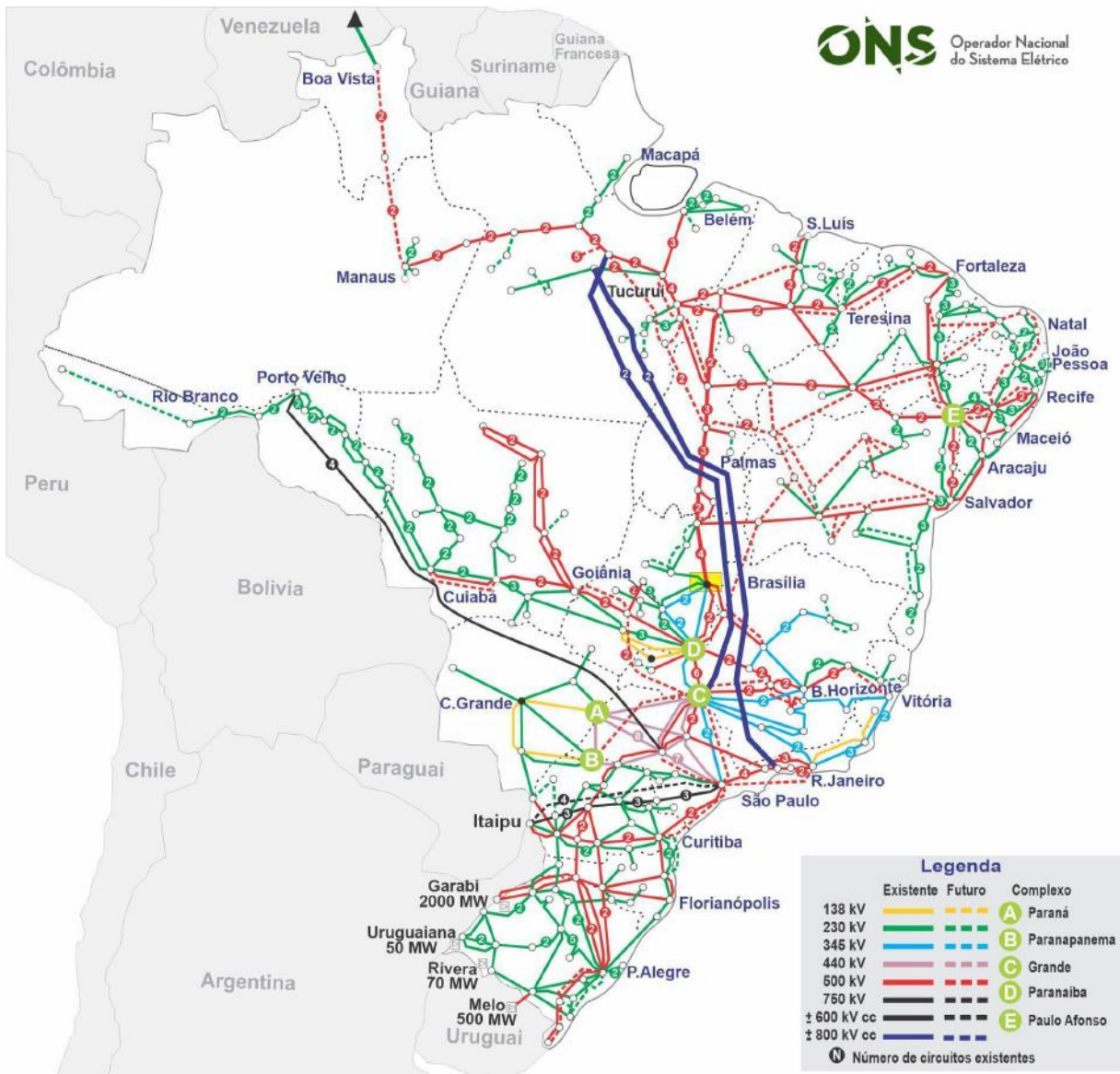
Destaca-se que, um dos principais papéis da rede de transmissão é proporcionar condições adequadas de confiabilidade da operação e do suprimento elétrico, bem como

flexibilidade para acomodar diferentes estratégias de implantação de novas centrais elétricas. Tais questões ficam ainda mais desafiadoras com a maior inserção das fontes variáveis não controláveis. (MME, 2020)

Dado isso, antes de discutir a expansão e adequação do setor de transmissão, é relevante apresentar as principais entidades que atuam no sistema de transmissão de eletricidade do Brasil, isto é, Sistema Interligado Nacional (SIN). A Figura 5 apresenta o mapa atual do SIN junto com o traçado de algumas linhas já planejadas de expansão das redes de transmissão, de acordo com o Operador Nacional do Sistema (ONS). Fora o SIN, o Brasil também consta com Sistemas Isolados localizados em regiões mais remotas, principalmente no Norte do país.

Diferentemente da Alemanha e da Grã Bretanha onde a transmissão é feita por poucas empresas, no Brasil em 2014 havia cerca de 86 concessionárias de transmissão responsáveis pela implantação e operação da rede e possuíam um prazo de 30 anos de exploração. (CPFL, 2014)

Figura 5 - Mapa do SIN e linhas futuras



Fonte: ONS (2021)

O Brasil conta com uma agência nacional de regulação do setor elétrico, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). De acordo com a lei nº 9.427/96 a “ANEEL tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal.” (BRASIL, 1996, online) Assim, a ANEEL é responsável pelo processo licitatório da contratação de geração, distribuição e transmissão.

Uma das funções da ANEEL é operar na fiscalização da atuação do ONS, que tem como função coordenar e controlar a operação dos geradores de eletricidade e das linhas de transmissão.

O ONS atua de diversas formas para garantir a segurança da operação a curto e longo prazo. Nesse sentido, algumas das atribuições do órgão incluem o planejamento da expansão da rede e da integração de novas fontes de energia, planejamento e programação da operação futura, administrar a transmissão de energia elétrica e a operação da rede propriamente dita e a avaliação dessa operação. (ONS, 2021)

Por fim, o Ministério de Minas e Energia (MME) é o principal órgão do governo de execução da política energética monitorando a segurança de abastecimentos e tomando as medidas de prevenção para a manutenção do equilíbrio da oferta e demanda de energia. O ministério é encarregado de executar a política energética aprovada pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) que realiza e aprova o planejamento do setor.

Uma das atribuições do MME é formular, junto com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), os Planos Decenais de Energia (PDE) e o Plano Nacional de Energia (PNE), dois instrumentos importantes para o planejamento energético do país que indicam os rumos a serem tomados pelo setor de energia.

A concessão de novas instalações de transmissão é efetuada por meio de licitação ou autorização, a depender da natureza da obra. Como são obras estruturais para o sistema elétrico, como linhas de transmissão ou subestações novas, em geral adota-se um processo de licitação por meio de leilões. Os ativos a serem licitados são oriundos dos estudos de planejamento da expansão da transmissão. Esses estudos são realizados de forma contínua e contam com a participação de diversos agentes do setor elétrico, tais como transmissoras e as distribuidoras.

O PDE 2030 prevê a necessidade de investimentos entre 59 bilhões e 108 bilhões na expansão física do sistema até 2030. Esse investimento significaria um aumento de 37.454 km entre 2021 e 2030. (MME-EPE, 2021, p.119)

Com relação à interligação regional, o PDE 2030 (MME, 2021) argumenta que a expansão das interligações traz benefícios para a segurança elétrica do suprimento, à medida que reduz restrições de importação de energia pelos submercados. Além disso, causa impactos positivos na formação de preços, permitindo a exportação de excedentes de energia gerada por fontes com custo operacional mais baixo para o atendimento à demanda de subsistemas cujo custo marginal de geração seja mais elevado.

O texto, ainda, aponta a necessidade de expansão nessas interligações em 4 frentes. Primeiramente na interligação Norte-Sul, responsável pelo escoamento da geração na região

norte para os centros urbanos do Centro-Oeste e Sudeste, que terá um aumento superior a 1000 MW até 2023.

Outra expansão apresentada é na interconexão Norte-Nordeste, que deverá ter sua capacidade aumentada em até 3.000 MW após 2023. Já na interligação Nordeste - Sudeste/ Centro-Oeste, a expansão até 2026/27 será de até 6.000 MW. Por fim, a interligação Sul - Sudeste/ Centro-Oeste deverá ter até 2026 um aumento de quase 3.000 MW. (MME, 2021)

Apesar do sistema já apresentar perspectivas de expansão é fundamental observar que, ao passo que mais recursos variáveis forem agregados à rede, a questão da transmissão de energia trará novos desafios.

Com relação aos desafios em geral que a rede enfrentará, o texto do PNE 2050 aponta três principais desafios da rede para o longo prazo. De acordo com o documento esses desafios seriam: Desgaste progressivo do sistema de transmissão; a elevada complexidade socioambiental e fundiária para a expansão do sistema e; crescimento da participação de fontes variáveis não controláveis e de novas tecnologias na matriz elétrica. (MME, 2020)

Com relação ao envelhecimento do sistema, pontua-se que, dado o aprimoramento tecnológico, o envelhecimento natural dos ativos de transmissão e a inserção de novas fontes renováveis, surge a necessidade da renovação dessas estruturas. Dessa forma, o envelhecimento do sistema é potencializado pela inserção massiva de fontes renováveis intermitentes na rede, que implica ciclos de carregamento e operação distintos e mais severos quando comparados àqueles tradicionalmente considerados durante o dimensionamento e o projeto original desses equipamentos. (MME, 2018)

Há alguns elementos apontados como sendo motores de mudança na malha de transmissão brasileira pelo MME. Um deles está diretamente relacionado com o aumento da temperatura da terra devido ao aquecimento global. Temperaturas mais elevadas podem levar ao sobreaquecimento de linhas de transmissão, diminuindo a sua capacidade de transmissão. Cabe ressaltar que algumas dessas variáveis podem atenuar significativamente a ampacidade dos cabos condutores das linhas e, conseqüentemente, a sua capacidade de transmissão. (EPE, 2018)

Assim, o MME (2020) aponta a necessidade, para o horizonte de 2050, da aplicação de condutores termorresistentes de alta ampacidade, podendo ser utilizados para a recapacitação de linhas de transmissão existentes ou em novos circuitos.

A complexidade socioambiental/fundiária é outro aspecto no qual o documento defende que novas tecnologias poderão ser exploradas. Cada vez mais dificuldades referentes à legislação ambiental, utilização industrial ou agrícola, ocupação urbana e até mesmo ao terreno ser patrimônio histórico vão sendo apresentadas em novos traçados das linhas de transmissão.

Nessa perspectiva, essas complexidades podem contribuir para atrasos na entrega de projetos de expansão da rede. Nesse sentido, a adoção de cabos de transmissão subterrâneos poderia facilitar a implementação dos projetos, principalmente em ambientes urbanos.

O PNE 2050 também destaca os desafios relacionados diretamente com a inserção de renováveis para a rede de transmissão de energia elétrica. Nesse aspecto, é possível perceber um descompasso entre os projetos de ampliação da geração de energia renovável e da expansão das linhas de transmissão dados as complexidades socioambiental/fundiária. De acordo com o PNE 2050 (MME, 2020, p. 198), a sua alta complexidade socioambiental pode, em última instância, acarretar descompassos indesejáveis entre geração e transmissão.

Além disso, um outro aspecto importante é a potencialidade de maior utilização de soluções de transmissão com a aplicação de linhas subterrâneas. Esse tipo de cabeamento apresenta menor grau de exposição a eventos de mudanças ou adversidades climáticas, se comparado às linhas de transmissão aérea. Até o ano de 2030, é prevista a implantação de aproximadamente 100 km de linhas subterrâneas, envolvendo um investimento da ordem de R\$3 bilhões. (MME, 2021)

Como já mencionado, a maior parte dos recursos energéticos renováveis variáveis encontram-se na região Nordeste. De acordo com o Balanço Energético nacional com ano base em 2020, o Nordeste foi responsável por mais de 80% de toda energia eólica e solar produzida no país. (EPE-MME, 2021) Além disso, há a perspectiva de aumentar ainda mais a geração por fontes renováveis na região, criando assim uma necessidade de coordenação da expansão da rede para adequar essa nova capacidade adicionada.

Outrossim, a região sozinha não é capaz de consumir todo o efetivo de energia gerada nos horários de pico e em horários de baixa geração precisa importar energias de outras regiões, o que gera a necessidade de interconexões. De acordo com o PNE 2030, entre 2020 e 2026/27 a importação para essa região deve subir em 61% enquanto a exportação em mais de 150%. (MME, 2021) Nesse panorama, o MME argumenta que talvez a expansão da

transmissão planejada não seja o suficiente para escoar esse adicional, o que justificaria estudos mais aprofundados que ainda precisam ser realizados. (MME, 2021)

Além disso, no que diz respeito à maior integração de fontes renováveis variáveis no sistema, também é necessário destacar seus impactos para os atributos técnicos da transmissão diretamente relacionados com a segurança de abastecimento.

Ressalta-se que o aumento da inserção de fontes renováveis na matriz energética trouxe novos desafios para o planejamento e operação do sistema, principalmente em função da variabilidade de geração dessas fontes e pela sua pouca contribuição em relação à inércia e potência de curto-circuito. (MME, 2021, p. 131)

Assim, dois dos atributos técnicos relacionados à segurança da rede que a inserção das renováveis impacta são a inércia e a frequência. Nesse contexto, a expansão e a adequação tecnológica da rede pode trazer benefícios e mitigar os impactos. No caso brasileiro em particular, a existência de uma capacidade hidrotérmica traz benefícios como a reserva de potência e garantia de inércia para operação. Dado isso, a existência de um sistema de transmissão robusto e interligado nacionalmente auxilia a melhor utilização dos recursos hídricos, garantindo assim a integração das ERVs com menores impactos na confiabilidade da rede.

No tangente à garantia da inércia para operação, é relevante destacar que grande parte dos recursos renováveis variáveis se encontram na região Nordeste. Assim, haveria a possibilidade de que, especialmente em horários de pico, com muitos geradores variáveis ligados a rede, a inércia nessa região diminuísse a ponto de afetar a operação devido a contingenciamentos pela falta de interconexão.

Nesse sentido, os projetos de interligação regional apontados no PDE 2030 buscaram justamente prevenir esse perigo. De acordo com o MME (2021), até 2026 entraram em operação os reforços estruturantes recomendados pelo planejamento. A região, então, passará a contar com 17 linhas de transmissão, afastadas uma das outras, o que tornaria improvável a ocorrência de contingências múltiplas e simultâneas capazes de provocar o isolamento dessa região.

Com relação ao controle da frequência, o governo avalia que os projetos de expansão da rede de transmissão já existentes no PDE 2030 são suficientes para garantir o controle da frequência mesmo com uma elevada composição de renováveis. (MME, 2021) Mesmo no

Nordeste, onde espera-se uma expansão da participação ainda maior de fontes variáveis na região, o atual planejamento daria conta.

Por fim, ressaltamos que, apesar do Brasil já apresentar alto grau de penetração de energias renováveis, isso não significa que o processo de transição energética já está completo. Ferraz (2017) ressalta que o País é dos poucos países onde a matriz elétrica tem se carbonizado, indo na contramão da evolução tecnológica e da preocupação pelas mudanças climáticas, associadas às emissões poluentes, em que se destacam as emissões provenientes da produção e do consumo de energia.

A existência de um amplo sistema de reservatórios interligados nacionalmente é, de fato, um diferencial positivo do país para a transição em relação ao resto do mundo. O MME, através do Balanço Energético Nacional (BEN) 2020, anterior à atual crise elétrica que o país enfrenta, aponta justamente que a existência de uma capacidade adequada de transmissão em sintonia com a existência de um sistema de reservatórios robustos traz benefícios estratégicos para o país num cenário de transição. Os reservatórios, em conjunto com a expansão ordenada e econômica da capacidade de transmissão, possibilitam o desempenho adequado do Sistema Interligado Nacional para um significativo acréscimo de geração renovável associada ao crescimento do mercado. (MME, 2021)

Todavia, é necessário ressaltar que o SIN é um sistema dependente da boa gestão dos recursos e também da ocorrência de precipitação em níveis adequados. A partir do aquecimento global, o regime de chuvas é afetado adversamente de tal forma que pode gerar efeitos negativos para a manutenção do sistema elétrico brasileiro. De acordo com a ONS (2021) ao longo dos últimos anos, a precipitação em algumas das principais bacias hidrográficas do SIN mostrou-se consideravelmente abaixo da média histórica. O déficit de precipitação acumulado nos últimos 10 anos em algumas bacias chega a alcançar um valor maior do que o total de chuva que ocorre em média em um ano.

Dado isso, a utilização dos reservatórios no sentido de conferir inércia, estabilidade e flexibilidade para a rede, dado um cenário de maior inserção de renováveis, pode sofrer impactos visto o baixo nível atual dos reservatórios. Ao fim de agosto de 2021, os reservatórios da bacia do rio Paraná e seus principais afluentes foi de 14,7% a menor média desde a crise energética de 2000. (ONS, 2021)

Ferraz (2015) argumenta que o despacho de eletricidade dos reservatórios brasileiros na base, anteriormente utilizado para garantir a modicidade tarifária, mostra-se agora um

equivoco extremamente oneroso. A autora aponta que:

(...) é preciso pensar na composição da nova base e também na gestão da ponta. Somos extremamente privilegiados por nossas dotações de recursos naturais, mas sofremos de falta de gestão e de inovações econômicas, institucionais e organizacionais que se adequem ao novo perfil do setor elétrico.

Além disso, em junho de 2021 foi aprovada pelo governo a medida provisória que prevê a privatização da Eletrobrás, a maior empresa de eletricidade do país, detentora de mais da metade dos ativos de transmissão (CPFL, 2014). Num cenário de maior necessidade de coordenação e ação do Estado no sentido de garantir a maior inserção de energias renováveis, o governo brasileiro optou por abrir mão de um importante instrumento estratégico para o planejamento do setor elétrico.

Nessa perspectiva, Ferraz (2020) argumenta que os elementos de flexibilidade de que dispõe a Eletrobrás devem ser tratados de forma estratégica. O projeto de lei que propõe sua privatização e a pulverização das transações do setor, por exemplo, subestima os ativos da empresa e ignora o valor dos reservatórios como fonte de armazenamento e fonte de flexibilidade, assim como o papel ainda mais estratégico que assumem os ativos de transmissão.

5. CONCLUSÕES

A intensificação das consequências ambientais do aquecimento global é a principal responsável pelas medidas tomadas nas últimas décadas para a transição energética para uma economia de baixo carbono. Nesse paradigma, muitas metas já foram adotadas e transformações já podem ser apontadas no setor energético.

Uma das principais medidas para a redução de emissões no setor energético é o aumento da participação de fontes de energia renováveis na matriz. Contudo, a adesão dessas fontes de energia pode trazer uma série de desafios decorrentes de características próprias desses recursos.

O papel das redes torna-se ainda mais relevante no contexto da transição energética. A existência de capacidade instalada de transmissão provê flexibilidade à rede, elemento cada vez mais necessário para responder ao aumento da variabilidade e da incerteza geracional.

Ainda, é necessário integrar os recursos renováveis à rede para garantir a expansão da utilização de renováveis. A expansão da rede é essencial, neste contexto, para interligar regiões com potencial de produção energética renovável que, em muitos casos, podem estar longe dos centros de consumo e da infraestrutura já existente da rede.

Por outro lado, a ampliação do espaço de operação que um sistema de transmissão mais integrado oferece é essencial num cenário de maior penetração de renováveis. Assim, as redes podem garantir o escoamento da energia gerada e a manutenção do abastecimento em momentos de redução abrupta e imprevisível da energia gerada.

Para analisar os impactos dessas fontes, previamente, discutiu-se certas particularidades do setor elétrico. Dentre as características discutidas, apresentou-se a necessidade da equalização contínua entre oferta e demanda, a não estocabilidade da energia em forma elétrica. Além disso, aproveitou-se para apresentar nesta seção definições de atributos próprios do setor elétrico tais como flexibilidade e o papel da segurança de abastecimento.

As características dos recursos energéticos renováveis modificam a dinâmica das redes de transmissão em diversos sentidos. A maior variabilidade geracional enseja uma necessidade maior por flexibilidade do sistema de energia que, por sua vez, pode ser provida a partir de uma rede capaz de interligar os recursos energéticos eficientemente.

Com relação à incerteza inerente a essas fontes de energia, é relevante pontuar que ela afeta o planejamento da rede tanto na operação quanto para a expansão da rede, gerando a necessidade de melhores sistemas de previsão climática. Além disso, outro fator de incerteza pontuado são os danos causados à rede devido a eventos climáticos extremos, gerando a necessidade de investimentos em reforços ou no cabeamento subterrâneo.

Além disso, dado que a estrutura de organização dos sistemas elétricos, e por conseguinte dos mercados de eletricidade, são diferentes ao redor do globo, faz-se necessário compreender a diversidade de cenários existentes nos setores de eletricidade. Essa diversidade impacta a forma que cada setor introduz os recursos energéticos renováveis, opera as redes de transmissão e planeja sua expansão.

Destacou-se o desenvolvimento histórico das últimas décadas do setor no paradigma do aumento da eficiência do setor a partir da introdução de competição e mercados de eletricidade. Comentou-se de que forma essa compreensão inicial datada dos anos 1980/1990

demonstrou-se equivocada e, a partir disso, o surgimento de estruturas diversas de governança e estruturação do mercado de eletricidade.

Nesse contexto, apresentou-se o desenvolvimento recente do setor de transmissão em decorrência da maior penetração de renováveis. Visto a diversidade dos sistemas elétricos, discutiu-se o formato de organização institucional, a operação, os planejamentos de extensão do sistema e os formatos de mercados de eletricidade de três nações: Alemanha, Grã Bretanha e Brasil.

Na análise de cada país selecionado nesta pesquisa, primeiramente expôs-se alguns indicadores tanto com relação à participação de renováveis e emissão de gases de efeito estufa quanto também as principais metas de cada nação para a transição energética no médio e longo prazo.

Outrossim, comentou-se as principais medidas tomadas no âmbito da transição energética e as instituições relevantes para a operação do setor elétrico como ministérios, órgãos reguladores, operadores do sistema e empresas de transmissão.

Na intenção de apresentar as ações dos países com relação às transformações no setor de transmissão, discutiu-se os planejamentos de expansão da rede de transmissão tendo em vista principalmente a maior penetração de renováveis e sua integração. Por fim, apresentamos alguns dos desafios que cada nação possui para o futuro no sentido de expandir sua rede de transmissão e garantir a confiabilidade da operação, o aumento de flexibilidade geracional e o aprimoramento tecnológico da rede.

Observou-se, a partir do estudo de cada um dos três casos, que as nações têm tomado medidas no sentido de expandir o sistema de transmissão para a mitigação dos impactos das fontes de energias variáveis sob a rede. Assim, um ponto recorrente entre os países estudados foi a busca pela utilização das redes como elemento que confira flexibilidade para o sistema.

Além disso, as dificuldades evidenciadas atualmente na integração das redes é um ponto consonante entre os casos estudados. Isso é consequência da dificuldade de interconexão regional de zonas produtoras de energia renovável variável, sobretudo a eólica, que se encontram muitas vezes afastada das zonas consumidoras.

Todavia, aponta-se também que cada país apresenta seus próprios desafios que são consequência direta da estrutura de seu setor elétrico, das metas traçadas para a descarbonização e da institucionalidade no âmbito da transição energética.

No que diz respeito ao sistema elétrico alemão, a demora na realização dos projetos de expansão da rede está calcada nas dificuldades do ambiente político do país, onde o traçado das linhas tem enfrentado barreiras na opinião pública. As obras de expansão que o país precisa são sobretudo devido à localização do potencial eólico do país ao norte, longe portanto dos centros consumidores.

Já na Grã Bretanha, devido à sua característica insular, a segurança de abastecimento é cada vez mais uma função da interconexão regional com o restante da Europa, visto que a maior inserção de renováveis enseja maior área de balanceamento. Nesse panorama, o processo do Brexit impõe incerteza na coordenação dos sistemas energéticos europeu e britânico, além de pôr em dúvida os projetos de interconectores.

Além disso, tal como a Alemanha, grande parte do potencial energético renovável encontra-se numa área de baixa densidade demográfica ao norte, o que cria a necessidade de melhor interconexão norte-sul.

Por fim, no Brasil, onde grande parte da matriz é composta por renováveis, a problemática é particularmente diferente. O grande desafio energético está mais na manutenção de uma participação elevada de renováveis no país do que expandir essa participação, embora ainda seja preciso seguir aumentando a participação. Ademais, em contraposição a outros países, o Brasil apresenta ampla capacidade de armazenamento de energia através de seu sistema de reservatórios hídricos.

Assim, um dos fatores que, em conjunto com a capacidade adequada de transmissão, pode garantir melhor flexibilidade para o sistema é a existência de reservatórios. Todavia, recentemente, o país enfrenta uma crise energética decorrente da escassez de chuvas, colocando em cheque esse valioso recurso para a expansão de renováveis.

No que tangente à transmissão de eletricidade, o país enfrenta dificuldades sócio ambientais com relação ao planejamento e execução das rotas das linhas de transmissão em decorrência dos direitos de propriedade da terra e da legislação ambiental. Além disso, assim como o restante dos países, o Brasil tem necessidades de expansão da rede para escoamento da geração de renováveis que concentra-se em uma região, no caso do Nordeste.

Demonstrou-se que o processo de transição energética impõe diversos desafios para os sistemas de transmissão elétrica. Esses desafios são frutos diretos da relação entre as características dos recursos energéticos renováveis variáveis e as particularidades do setor elétrico.

Ainda, foi apresentado que esses desafios tratados neste trabalho são função também da estrutura organizacional do sistema de geração e transmissão de energia de cada país, das metas traçadas por cada país para a descarbonização e da institucionalidade existente em cada nação. Nesse panorama, destacamos que cada transição energética apresenta sua dinâmica própria e seu próprio caminho para uma economia de baixo carbono.

REFERÊNCIAS

BICALHO, R. G. Privatização da Eletrobras: a crise contratada, **Blog infopetro**, 2021.

Disponível em:

<https://infopetro.wordpress.com/2021/05/31/privatizacao-da-eletobras-a-crise-contratada/>

Acesso em 23 de nov. de 2021.

BRASIL. Lei nº 9.427, de 26 de dez. de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Disponível em:

http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9427compilada.htm. Acesso: 23 de nov. de 2021.

BUNDESAMT FÜR JUSTIZ. Gesetze-im-internet, 2009. Disponível em:

http://www.gesetze-im-internet.de/enlag/_2.html Acesso em 23 de nov. de 2021

BUNDESAMT FÜR JUSTIZ. Gesetze-im-internet, 2013. Disponível em:

http://www.gesetze-im-internet.de/bbplg/_1.html Acesso em 23 de nov. de 2021

BUNDESNETZAGENTUR. Netzausbau, 2021. Disponível em:

<https://www.netzausbau.de/Wissen/GesetzeVerstehen/NABEG/de.html> Acesso em 23 de nov. de 2021

Bundesnetzagentur, **Flexibility in the electricity system Status quo, obstacles and approaches for a better use of flexibility**. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Germany, Bonn, 2017.

Bundesnetzagentur, **Grid Expansion in Germany - What you need to know**, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Germany, Bonn, 2014.

CASTRO, L. M., **ANÁLISE DA POLÍTICA ENERGÉTICA NA ALEMANHA DO SÉCULO XIX AO XXI**, Tese (graduação) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia, Rio de Janeiro, 2018.

CLEAN ENERGY WIRE. Journalism for energy transition, 2021. Site de notícias de divulgação sobre a transição energética. Disponível em:

<https://www.cleanenergywire.org/news/delay-power-grid-extension-eon-about-restart> Acesso em 23 de nov. de 2021.

Climate Watch, **Historical GHG Emissions**. World Resources Institute, Washington, DC, 2021. Disponível em: <https://www.climatewatchdata.org/ghg-emissions> Acesso em; 23 de nov. de 2021

CRAMTON, P. Electricity market design. **Oxford Review of Economic Policy**, v. 33, n. 4, 2017.

CRISTALDO, H. COP26: O Brasil promete reduzir emissões de gases pela metade até 2030. **Agência Brasil**, Brasília, 1 de nov. de 2021. Disponível em:

<https://agenciabrasil.ebc.com.br/geral/noticia/2021-11/cop26-brasil-promete-reduzir-emissoes-de-gases-pela-metade-ate-2030>

DENHOLM, P. et al.. **Role of energy storage with renewable electricity generation**. National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2010.

Department for Business, Energy & Industrial Strategy (BEIS). **The Clean Growth Strategy Leading the way to a low carbon future**. BEIS, United Kingdom, 2017.

DE VRIES, L. J. et al.. How renewable energy is reshaping Europe's electricity market design. **Economics of Energy & Environmental Policy**, v. 7, n. 2, p. 31-49, 2018.

ENERGIA, C. P. F. L. Características dos Sistemas Elétricos e do Setor Elétrico de Países e/ou Estados selecionados. **Desenvolvido como parte do projeto de P&D: Panorama e Análise Comparativa da Tarifa de Energia Elétrica do Brasil com Tarifas Praticadas em Países Selecionados, Considerando a Influência do Modelo Institucional Vigente**, 2014.

EPE-MME, **Balço Energético Nacional 2021: Ano base 2020**, Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, 2021.

EPE-MME, Documento de Apoio ao PNE: **Desafios da Transmissão no Longo Prazo**. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. Brasília, 2018

EPE-MME, **Plano Decenal de Expansão de Energia 2030**. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. Brasília, 2021

EPE-MME, **Plano Nacional de Energia 2050**. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. Brasília, 2020

Federal Ministry for Economics Affairs and Energy (BMWi). **An electricity market for Germany's energy transition**, Federal Ministry for Economics Affairs and Energy (BMWi), Germany, Berlim, 2015.

Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi). **Electricity 2030 - Long-term trends – tasks for the coming years**, Federal Ministry for Economics Affairs and Energy (BMWi), Germany, Berlim, 2017.

Federal Ministry for Economics Affairs and Energy (BMWi), **Expansion of the electricity grid progressing well**, Federal Ministry for Economics Affairs and Energy (BMWi), Germany, Berlim, 2020.

Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU), **Climate Action Plan 2050 (EN)**, Federal Ministry of Economics and Technology (BMWi), Germany, Berlim, 2016.

Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU), **Energy Concept for an Environmentally Sound, Reliable and Affordable Energy Supply**, Federal Ministry of Economics and Technology (BMWi), Germany, Berlim, 2010.

FERRAZ, C. C. M., A importância das redes para o sucesso das estratégias de descarbonização do setor elétrico, **Blog infopetro**, 2019. Disponível em: <https://infopetro.wordpress.com/2019/05/14/a-importancia-das-redes-para-o-sucesso-das-estrategias-de-descarbonizacao-do-setor-eletrico/> Acesso em 10 de dez. de 2021

FERRAZ, C. C. M., A reforma do setor elétrico brasileiro: O Brasil na contramão do desenvolvimento sustentável, **Blog infopetro**, 2017, Disponível em: <https://infopetro.wordpress.com/2017/06/28/a-reforma-do-setor-eletrico-brasileiro-o-brasil-na-contramao-do-desenvolvimento-sustentavel/> Acesso em 10 de dez. de 2021

FERRAZ, C. C. M., Entendendo as transformações do setor elétrico em transição, **Blog infopetro**, 2020. Disponível em: <https://infopetro.wordpress.com/2020/11/05/entendendo-as-transformacoes-do-setor-eletrico-e-m-transicao/> Acesso em 23 de nov. de 2021

FERRAZ, C. C. M., Expansão da participação das fontes intermitentes: adaptações necessárias, **Blog infopetro** 2015, Disponível em: <https://infopetro.wordpress.com/2015/07/13/expansao-da-participacao-das-fontes-intermitente-s-adaptacoes-necessarias/> Acesso em 10 de dez. 2021

IBGE, Comissão Nacional de Classificação, 2021. Classificações estatísticas nacionais, para temas selecionados, usadas no sistema estatístico e nos cadastros administrativos do País e as classificações internacionais a elas associadas. Disponível em: <https://cnae.ibge.gov.br/en/component/content/article/97-7a12/7a12-voce-sabia/curiosidades/1629-o-tamanho-do-brasil.html> Acesso em: 23 de nov. de 2021

IEA, **Climate Resilience**, IEA, Paris, 2021. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/climate-resilience>

IEA, **Energy Policies of IEA Countries: United Kingdom 2019 Review**, IEA, Paris, 2019. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/energy-policies-of-iea-countries-united-kingdom-2019-review>

IEA, **Energy Technology Perspectives 2020**, IEA, Paris, 2020. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020>

IEA, **Germany 2020**, IEA, Paris, 2020. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/germany-2020>

IEA, **Innovation in Batteries and Electricity Storage**, IEA, Paris, 2020. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/innovation-in-batteries-and-electricity-storage>

IEA, **Power Systems in Transition**, IEA, Paris, 2020. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/power-systems-in-transition>

IEA, **Secure Energy transitions in the power sector**, IEA, Paris, 2021. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/secure-energy-transitions-in-the-power-sector>

IEA, **World Energy Balances 2020**, IEA, Paris, 2020. Disponível em: <https://www.iea.org/subscribe-to-data-services/world-energy-balances-and-statistics>

IEA, **World Energy Outlook 2019**, IEA, Paris, 2019.

IEA, **World Energy Outlook 2020**, IEA, Paris 2020 Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>

IPCC, **Summary for Policymakers. In: Climate Change 2021: The Physical Science Basis** Cambridge University Press. In Press. 2021.

IRENA, Innovation landscape brief: **Advanced forecasting of variable renewable power generation**, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2020.

IRENA, Innovation landscape brief: **Increasing space granularity in electricity markets**, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2019.

IRENA, Innovation landscape brief: **Market integration of distributed energy resources**, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2019.

IRENA, Innovation landscape brief: **Regional markets**, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2019.

IRENA, **Renewable Energy Policy Brief: Brazil**; IRENA, Abu Dhabi, 2015

IRENA, Power System Flexibility for the Energy Transition, **Part 1: Overview for policy makers**, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2018.

IRENA, **Planning for the Renewable Future: Long-term modelling and tools to expand variable renewable power in emerging economies**, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2017.

IRENA, **Renewable Power Generation Costs in 2019**, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2020.

IRENA, **Transformando o sistema energético– e contendo o aumento das temperaturas globais**, Agência Internacional de Energia Renovável, Abu Dhabi, 2019.

IRENA/IEA-ETSAP **Renewable Energy Integration in Power Grids**. IRENA, Abu Dhabi, 2015.

JAMASB, T. Between the state and market: Electricity sector reform in developing countries. **Utilities Policy**, v. 14, n. 1, p. 14-30, 2006.

KEMPENER, R.; MALHOTRA, A.; DE VIVERO, G.. **The Age of Renewable Power-Designing National Roadmaps For a Successful Transformation**. ETH Zurich, 2015.

KIES, A. R.; SCHYSKA, B.U.; VON BREMEN, L.. Curtailment in a highly renewable power system and its effect on capacity factors. **Energies**, v. 9, n. 7, p. 510, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en9070510>

LAES, E; GORISSEN, L; NEVENS, F. A comparison of energy transition governance in Germany, the Netherlands and the United Kingdom. **Sustainability**, v. 6, n. 3, p. 1129-1152, 2014.

LEE, A. D.; USMAN, Z. **Taking Stock of the Political Economy of Power Sector Reforms in Developing Countries**. WB, 2018.

MADRIGAL, M; STOFT, S. **Transmission expansion for renewable energy scale-up: Emerging lessons and recommendations**. The World Bank, 2012.

MAUAD, F. F.; FERREIRA, L. C.; TRINDADE, T. C. G.. **Energia renovável no Brasil: análise das principais fontes energéticas renováveis brasileiras**. Universidade de São Paulo. Escola de Engenharia de São Carlos, 2017.

MODELLI, L. Meta de redução de carbono do Brasil na COP 26 'empata' com meta de 2015 e reforça 'pedalada climática', apontam especialistas, **G1**, 1 de nov. de 2021. Disponível em: <https://g1.globo.com/natureza/cop-26/2021/noticia/2021/11/01/meta-de-reducao-de-carbono-a-presentada-pelo-brasil-na-cop26-empata-com-meta-ja-proposta-em-2015-alertam-especialistas.ghtml> Acesso em: 23 de nov de 2021

NG-ESO, **Electricity Ten Year Statement 2020**, National Grid ESO, United Kingdom, 2020.

NG-ESO, **Future Energy Scenarios 2021**, National Grid ESO, United Kingdom, 2021.

NG-ESO, **Network Options Assessment 2021**, National Grid ESO, United Kingdom, 2021.

ONS. **AVALIAÇÃO DAS CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO ELETROENERGÉTICO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - ESTUDO PROSPECTIVO AGOSTO A NOVEMBRO DE 2021**. ONS, Rio de Janeiro, 2021.

- ONS. **Mapas sobre o SIN**, 2021, Mapas relativos ao sistema interligado nacional.

Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas> Acesso em 23 de nov. de 2021.

ONS. **Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN – PAR/PEL 2021-2025 - Sumário Executivo**. ONS, Brasil, 2021.

ONS. **Sobre o ONS**, 2021. Informações sobre a atuação do ONS. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/atuacao> . Acesso em 23 de nov. de 2021.

PARIS Agreement - Brazil's Nationally Determined Contribution (NDC) 2020 Disponível em:

[https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Brazil%20First/Brazil%20First%20NDC%20\(Updated%20submission\).pdf](https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Brazil%20First/Brazil%20First%20NDC%20(Updated%20submission).pdf)

PINTO JR., H. Q. *et al.*. **Economia Da Energia**. Elsevier, Brasil, 2017.

RIOUS, V. *et al.*. The diversity of design of TSOs. Elsevier, **Energy Policy**, v. 36, n. 9, p. 3323-3332, Paris, 2008.

ROBINIUS, M. *et al.*. A top-down spatially resolved electrical load model. **Energies**, v. 10, n. 3, p. 361, 2017.

SEEG, Emissões Totais, 2021, Gráfico interativo de emissões de gases de efeito estufa. Disponível em: https://plataforma.seeg.eco.br/total_emission Acesso em 23 de nov de 2021

TAVARES, F. B. **Política Energética em um Contexto de Transição: A Construção de um Regime de Baixo Carbono**. Tese (doutorado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia, Programa de Pós-Graduação em Economia da Indústria e da Tecnologia, Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: <https://www.ie.ufrj.br/images/IE/PPGE/teses/2019/Felipe%20Botelho%20Tavares.pdf>

UK-EU TRADE AND COOPERATION AGREEMENT Summary. Dezembro de 2020. Disponível em: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/962125/TCA_SUMMARY_PDF_V1-.pdf

UNITED KINGDOM, Legislation.gov.uk, **Climate Change Act 2008**. Disponível em: <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2008/27/section/1> Acesso em: 23 de nov. de 2021

UNITED NATIONS, **Population, rate of increase, birth and death rates, surface area and density for the world, major areas and regions: selected years**. United Nations Statistic Division, 2009. Disponível em: <https://unstats.un.org/unsd/demographic/products/dyb/dyb2007/Table01.pdf> Acesso em: 23 de nov. de 2021

WEIßENSTEINER, L; HAAS, R; AUER, H. Offshore wind power grid connection—the impact of shallow versus super-shallow charging on the cost-effectiveness of public support. **Energy Policy**, v. 39, n. 8, p. 4631-4643, 2011.

WEISS, J.; HAGERTY, J. M.; CASTAÑER, M.. **The Coming Electrification of the North American Economy. Why We Need a Robust Transmission Grid**, Brattle Group, 2019.

ZANE, E. B. et al. Integration of electricity from renewables to the electricity grid and to the electricity market—RES-INTEGRATION. **Final report for DG energy**. Berlin, 2012.

ZHONGMING, Z. et al. **The Emissions Gap Report 2021**. 2021.