

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELÉTRICA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

BRUNA NERES FERREIRA DE JESUS

PEDRO BRUNO PARREIRA

**ANÁLISE COMPARATIVA DE MERCADOS DE ENERGIA
ELÉTRICA EM PAÍSES COM ALTO ÍNDICE DE
GERAÇÃO POR FONTES ALTERNATIVAS**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

PATO BRANCO

2020

BRUNA NERES FERREIRA DE JESUS

PEDRO BRUNO PARREIRA

**ANÁLISE COMPARATIVA DE MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA EM PAÍSES
COM ALTO ÍNDICE DE GERAÇÃO POR FONTES ALTERNATIVAS**

**Comparative analysis of electric power markets with high degree of generation
by alternative sources**

Trabalho de conclusão de curso de graduação
apresentado como requisito para obtenção do
título de Bacharel em Engenharia Elétrica da
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
(UTFPR).

Orientador: Prof. Dr. Alexandre Batista de
Jesus Soares

Coorientador: Prof. Msc. Heitor José Tessaro

PATO BRANCO

2020



4.0 Internacional

Esta licença permite remixe, adaptação e criação a partir do trabalho, para fins não comerciais, desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es). Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.

TERMO DE APROVAÇÃO

O Trabalho de Conclusão de Curso intitulado **ANÁLISE COMPARATIVA DE MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA EM PAÍSES COM ALTO ÍNDICE DE GERAÇÃO POR FONTES ALTERNATIVAS** dos acadêmicos **Bruna Neres Ferreira de Jesus** e **Pedro Bruno Parreira** foi considerado **APROVADO** de acordo com a ata da banca examinadora N° 258 de 2020.

Fizeram parte da banca examinadora os professores:

Prof. Dr. Alexandre Batista de Jesus Soares

Prof. Msc. Heitor José Tessaro

Prof. Dr. Fernando José Avancini Schenatto

Prof. Msc. Dionatan Augusto Guimarães Cieslak

A Ata de Defesa assinada encontra-se na Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica.

Aos nossos pais.

"Às vezes você acorda. Às vezes, a queda mata. E às vezes, quando você cai, você voa."

Sonho

AGRADECIMENTOS

Agradecemos às nossas famílias, em especial aos nossos pais, Raimundo e Antoninha, Carlos e Rita e ao querido Jorge Elage por todo o auxílio, suporte, compreensão e exemplo que tem nos dado ao longo da vida. É graças a este apoio que podemos nos desenvolver e buscar nos superarmos para alcançar nossos objetivos.

À UDV e aos amigos que seguem conosco e que nos incentivam a buscarmos ser pessoas melhores. Por todo o auxílio que recebemos e pela confiança de que temos um porto seguro em nossas vidas.

Aos amigos e colegas que fizemos ao longo dessa jornada acadêmica. As incontáveis horas que passamos nos lapidando como acadêmicos e futuros profissionais nos oportunizaram o nosso desenvolvimento e reconhecimento da importância de ter as pessoas certas em nossa convivência.

Aos nossos professores orientadores Alexandre e Heitor, pela disponibilidade, orientação e auxílio na realização deste trabalho.

Aos professores e demais profissionais da UTFPR, por toda a dedicação e responsabilidade, pelos ensinamentos transmitidos e pelos exemplos que, de alguma forma, nos deixam lições e inspiração para sermos bons profissionais.

RESUMO

JESUS, Bruna Neres Ferreira de; PARREIRA, Pedro Bruno. **Análise Comparativa de Mercados de Energia Elétrica em Países com Alto Índice de Geração por Fontes Alternativas.** 2020. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Pato Branco, 2020.

O aumento da participação das fontes renováveis intermitentes no setor elétrico demanda mudanças na dinâmica do mercado de energia elétrica. A intermitência da energia renovável é uma característica que a diferencia das fontes convencionais, tanto na geração de energia elétrica, como na comercialização. A adaptação dos mercados à essas fontes se dá de diversas formas, referentes aos diferentes desafios de acordo com a matriz elétrica e os objetivos para o futuro do setor elétrico. O Brasil, busca ser mais atrativo a investimentos e mais competitivo em novas configurações de mercado com uma matriz elétrica mais diversificada, aumentando a participação de fontes renováveis intermitentes. Assim, este trabalho tem por objetivo analisar como diferentes países com grande inserção de fontes de energia renováveis intermitentes tratam os desafios relacionados aos impactos dessas fontes no mercado de energia elétrica. São apresentados os mercados de energia elétrica do Brasil, Dinamarca, Espanha, Irlanda e Reino Unido. São comparados os desafios identificados na revisão da literatura e de que forma os países se adaptam para superá-los. Por fim, os desafios e soluções são sumarizados e busca-se apontar possíveis problemas e soluções para a grande inserção de energias intermitentes no mercado de energia brasileiro. São identificadas as principais medidas que estão sendo implementadas no Brasil para a modernização do setor elétrico. Destaca-se as mudanças mais recentes e significativas para o setor: a criação do Grupo de Trabalho para a Modernização do Setor Elétrico, com o objetivo de realizar estudos que facilitarão o diálogo com as partes interessadas no processo de decisão para a modernização do setor; a formação de preços em curto prazo, pela adoção do PLD horário, para se adaptar a intermitência das fontes alternativas; e o processo de liberalização gradual do mercado, reduzindo a demanda mínima necessária para participar do Ambiente de Contratação Livre.

Palavras-chave: Geração intermitente, Mercado de energia elétrica, Energia Renovável.

ABSTRACT

JESUS, Bruna Neres Ferreira de; PARREIRA, Pedro Bruno. **Comparative analysis of electric power markets with high degree of generation by alternative sources** 2020. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Pato Branco, 2020.

The increasing share of intermittent renewable sources in the electricity sector requires changes in the dynamics of the electricity market. The intermittence of renewable energy is a feature that differs it from conventional sources, both in electricity generation and commercialization. Markets adapt to these sources in a variety of ways, facing different challenges according to their electrical mix and targets for the future of the electricity sector. Brazil seeks to be more attractive to investments and to become more competitive in new market designs with a diverse electric mix, increasing the shares of intermittent renewable resources. Thus, this paper seeks to identify, through a systematic literature review, the challenges faced by electricity markets with high shares of generation by alternative sources and how to overcome them. This paper presents the electricity markets of Brazil, Denmark, Spain, Ireland and United Kingdom. It compares the challenges identified in the literature review and how countries adapt to overcome them. Finally, the challenges and solutions are summarized and the possible problems and solutions for the large insertion of intermittent energy sources in the brazilian energy market are pointed out. The main actions being taken to upgrade the brazilian electricity market were identified. The most recent and significant changes are highlighted: the establishment of the Work Group for the Modernization of the Electric Sector, with the objective to conduct studies which will favor the dialogue with the stakeholders for the process of decision making for the modernization of the sector; the reduction of the short time price formation, adopting the hourly settlement price, to adapt to the intermittence of alternative sources; and the process of gradual liberalization of the market, by reducing the minimum demand necessary to take part in the liberalized market.

Keywords: Intermittent Generation, Electricity Market, Renewable Energy.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 -	Expansão da Energia Elétrica até 2027.	14
Figura 2 -	Principais instituições do setor elétrico brasileiro.	20
Figura 3 -	Estrutura do mercado brasileiro de energia elétrica.	22
Figura 4 -	Divisão dos mercados de curto prazo e longo prazo	30
Figura 5 -	O mercado de balanceamento contabiliza o PLD de acordo com os desvios de oferta e demanda.	30
Figura 6 -	Comercialização no mercado diário e de contratos bilaterais de mercado futuro.	31
Figura 7 -	Venda e compra de energia no mercado intradiário.	32
Figura 8 -	Principais instituições na esfera pública do mercado de energia do Reino Unido.	36
Figura 9 -	Estrutura do mercado de energia elétrica da Grã-Bretanha. . .	37
Figura 10 -	Déficits/Superávits do sistema elétrico espanhol gerados anualmente entre 2000 e 2018 em milhões de euros.	42
Figura 11 -	Principais instituições do setor elétrico espanhol.	44
Figura 12 -	Mercados de energia elétrica na Espanha.	45
Figura 13 -	Instituições Ministeriais.	51
Figura 14 -	Estrutura do mercado de varejo de energia elétrica na Dinamarca.	54
Figura 15 -	Sistema centralizado no comercializador com DataHub.	56
Figura 16 -	Fluxograma para o processo de identificação e triagem, elegibilidade e inclusão dos estudos na RSL.	63
Figura 17 -	Aba de Protocolo no StArt - Objetivos e questões de pesquisa.	66
Figura 18 -	Distribuição dos artigos por ano de publicação.	72

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Principais ações relacionadas aos incentivos	48
Quadro 2 - String de busca utilizada na RSL.	65
Quadro 3 - Critérios de inclusão e exclusão na seleção com base no resumo. .	66
Quadro 4 - Agentes do mercado.	68
Quadro 5 - Regulação e operação dos mercados.	69
Quadro 6 - Estrutura de mercado	70
Quadro 7 - Incentivos à geração renovável	70
Quadro 8 - Distribuição dos artigos por revista de publicação.	73
Quadro 9 - Distribuição dos artigos por palavras-chave definidas pelo autor. ...	74
Quadro 10- Principais temas tratados pelos estudos.	75
Quadro 11- Resumo dos desafios identificados.	82
Quadro 12- Confiabilidade do Sistema.	85
Quadro 13- Subsídios e incentivos da geração renovável.	88
Quadro 14- Barreiras regulatórias para a expansão da energia renovável	89
Quadro 15- Incertezas sobre as leis e a estrutura dos mercados	90
Quadro 16- Modelagem de incertezas	92
Quadro 17- Intervalo de despacho próximo ao tempo real	95
Quadro 18- Capacidade, flexibilidade e serviços ancilares	96
Quadro 19- Aproveitamento do portfólio de fontes renováveis	99
Quadro 20- Resposta pelo lado da demanda	102
Quadro 21- Competição de mercado	104
Quadro 22- Artigos selecionados na fase de elegibilidade	126

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E ACRÔNIMOS

ACL	Ambiente de Contratação Livre.
ACR	Ambiente de Contratação Regulado.
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica.
BEIS	<i>Department for Business, Energy and Industrial Strategy.</i>
BM	<i>Balancing Market.</i>
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético.
CfD	<i>Contracts for Difference.</i>
CM	<i>Capacity Market.</i>
CMA	<i>Competition and Markets Authority.</i>
CMO	Custo Marginal de Operação.
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico.
CNMC	<i>Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.</i>
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética.
CRU	<i>Commission for Regulation of Utilities.</i>
DAM	<i>Day ahead market.</i>
DCCAE	<i>Department of Communications, Climate Action and Environment.</i>
DMI	<i>Danish Meteorological Institute.</i>
DUR	<i>Danish Utility Regulator.</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética.
FiT	<i>Feed-in Tariffs.</i>
FWM	<i>Forward Market.</i>
GEUS	<i>Geological Survey of Denmark and Greenland.</i>
GST	<i>Danish Geodata Agency.</i>
I-SEM	<i>Integrated Single Electricity Market.</i>
IDM	<i>Intra-Day Market.</i>
IEM	<i>Internal Energy Market.</i>
MCP	Mercado de Curto Prazo.
MESPC	Ministério de Energia, Serviços Públicos e Clima.
MIBEL	<i>Mercado Ibérico de Electricidad.</i>

Mincotur	<i>Ministerio de Industria, Comercio y Turismo.</i>
MME	Ministério de Minas e Energia.
NEMO	<i>Nominated Electricity Market Operator.</i>
NGESO	National Grid ESO.
Ofgem	<i>Office of Gas and Electricity Markets.</i>
OMI	Operador do Mercado Ibérico.
OMIE	Operador do Mercado Ibérico de Energia - Polo Espanhol.
OMIP	Operador do Mercado Ibérico de Energia - Polo Português.
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico.
ONU	Organização das Nações Unidas.
PCH	Pequena Central Hidrelétrica.
PDE	Plano Decenal de Expansão da Energia.
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças.
ProGD	Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída.
Proinfa	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica.
PSO	<i>Public Service Obligation.</i>
REE	Red Electrica de España.
REFIT	<i>Renewable Energy Feed-In-Tariff Programme.</i>
RESS	<i>Renewable Electricity Support Scheme.</i>
RO	<i>Renewable Obligation.</i>
ROC	<i>Renewable Obligation Certificates.</i>
RSL	Revisão Sistemática da Literatura.
SDFE	<i>Agency for Data Supply and Efficiency.</i>
SEMC	<i>SEM Comitee.</i>
SEMO	<i>Single Electricity Market Operator.</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional.
SONI	<i>System Operator of the Northern Ireland.</i>
TERRE	<i>Trans European Replacement Reserves Exchange.</i>
TSO	<i>Transmission System Operator.</i>
UE	União Europeia.
UR	<i>Utility Regulator.</i>

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	13
1.1 OBJETIVOS	16
1.1.1 Objetivo Geral	16
1.1.2 Objetivos Específicos	16
1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO	16
2 MERCADOS DE ENERGIA	18
2.1 MERCADO DO BRASIL	19
2.1.1 Instituições do Mercado	20
2.1.2 Estrutura de Mercado	21
2.1.3 Incentivos Vigentes	25
2.2 MERCADO DA IRLANDA	27
2.2.1 Instituições do Mercado	28
2.2.2 Estrutura de Mercado	29
2.2.3 Incentivos Vigentes	33
2.3 MERCADO DO REINO UNIDO	34
2.3.1 Instituições do Mercado	35
2.3.2 Estrutura de Mercado	37
2.3.3 Incentivos Vigentes	39
2.4 MERCADO DA ESPANHA	42
2.4.1 Instituições do Mercado	43
2.4.2 Estrutura do Mercado	45
2.4.3 Incentivos Vigentes	47
2.5 MERCADO DA DINAMARCA	50
2.5.1 Instituições do Mercado	51
2.5.2 Estrutura do Mercado	53
2.5.3 Incentivos Vigentes	57
3 METODOLOGIA	62
3.1 ENQUADRAMENTO METODOLÓGICO	62

3.2	MÉTODO E PROCEDIMENTO DA PESQUISA	62
3.2.1	Meta-análise	67
3.2.2	Discussão de Portfólio	67
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	68
4.1	COMPARAÇÃO DOS MERCADOS	68
4.2	META-ANÁLISE	71
4.3	DISCUSSÃO DE PORTFÓLIO	74
4.3.1	Confiabilidade do Sistema	75
4.3.2	Subsídios e incentivos da geração renovável	77
4.3.3	Barreiras regulatórias para a expansão da energia renovável	79
4.3.4	Incertezas sobre as leis e a estrutura dos mercados	80
4.3.5	Soluções de mercado propostas pela literatura	82
4.3.5.1	Confiabilidade do Sistema	83
4.3.5.2	Subsídios e incentivos da geração renovável	86
4.3.5.3	Barreiras regulatórias para a expansão da energia renovável	87
4.3.5.4	Incertezas sobre as leis e a estrutura dos mercados	90
5	SOLUÇÕES DE MERCADO APLICADAS NOS PAÍSES ESTUDADOS	92
5.1	MODELAGEM DE INCERTEZAS	92
5.2	INTERVALO DE DESPACHO PRÓXIMO AO TEMPO REAL	94
5.3	CAPACIDADE, FLEXIBILIDADE E SERVIÇOS ANCILARES	95
5.4	APROVEITAMENTO DO PORTFÓLIO DE FONTES RENOVÁVEIS	98
5.5	RESPOSTA PELO LADO DA DEMANDA	101
5.6	COMPETIÇÃO DE MERCADO	104
6	CONCLUSÕES	107
	APÊNDICE A - ARTIGOS SELECIONADOS NA FASE DE ELEGIBILIDADE	126

1 INTRODUÇÃO

A fim de garantir o desenvolvimento social e econômico de um país a longo prazo, tem-se a necessidade de explorar os recursos naturais disponíveis de maneira cada vez mais sustentável. Neste contexto, o aumento da geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis de baixo impacto ambiental representa um desafio de adaptação para o setor elétrico. O perfil intermitente de algumas fontes energéticas primárias, como solar e eólica, demanda mudanças tanto no sistema físico de geração, transmissão e distribuição, quanto na estrutura do mercado de energia (BIRD *et al.*, 2016; SCHERMEYER *et al.*, 2018).

No cenário internacional, existem esforços direcionados para o desenvolvimento sustentável e a redução da emissão de gases de efeito estufa, como a constituição do Acordo de Paris de 2015 e dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da Organização das Nações Unidas (ONU) (BRASIL, 2008; ONU, 2015). Em vista disso, parte dos países que aderiram a esses acordos já operam com uma quantidade significativa de energia elétrica proveniente de fontes sustentáveis, e estão em processo de adaptação para que a maior parte da energia seja gerada com baixo impacto ambiental (WEC, 2019).

No que se refere ao Brasil, o planejamento da expansão do setor energético, que inclui o setor elétrico, baseia-se em objetivos relacionados ao desenvolvimento sustentável e atração de investidores para o mercado de energia, de modo a torná-lo mais competitivo e impulsionar pesquisas nessa área. De acordo com o Plano Decenal de Expansão da Energia (PDE) de 2026, a expansão do setor energético deve ser condicionada às políticas nacionais adotadas como signatário do Acordo de Paris (EPE/MME, 2017).

Com relação ao mercado de energia elétrica, os principais objetivos são transformar este setor em um ambiente atrativo para investimentos de longo prazo, bem como tornar o mercado apto a incorporar novas tecnologias, sendo competitivo em novas configurações de mercado (EPE/MME, 2018).

O Brasil, principalmente devido à sua rede hidrográfica, conta com uma matriz elétrica majoritariamente renovável. A capacidade de geração de energia elétrica do Brasil é de 172 GW, dos quais 79,1% provém de fontes renováveis, sendo 60,7% de recursos hídricos, 8,6% de energia eólica, 8,6% de biomassa e 1,2% de

energia solar fotovoltaica. A parcela referente a recursos não renováveis é composta por combustíveis fósseis, 14,9%, e energia nuclear, 1,2% (ANEEL, 2019).

A participação das fontes intermitentes de energia soma 9,8%, uma parcela significativa da matriz elétrica, e deve aumentar para 12,1% até 2023 (ANEEL, 2019). O total de empreendimentos contratados para entrar em operação entre os anos de 2018 e 2027, apresentado na Figura 1, representa um incremento de 22 GW na matriz elétrica, dos quais 28,7% destes são de energia eólica ou fotovoltaica.

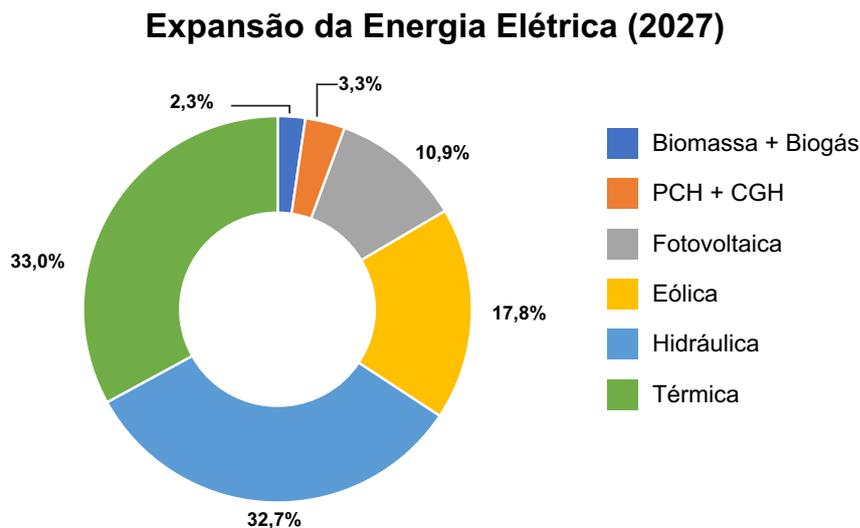


Figura 1 – Expansão da Energia Elétrica até 2027.
Fonte: Adaptado de EPE/MME (2018).

Dos 39 GW previstos para instalação até 2027 na expansão indicativa de referência, a energia eólica deve ter a maior participação na expansão da matriz elétrica com 10 GW de capacidade instalada adicional (EPE/MME, 2018). Segundo a EPE/MME (2018, p. 65) junto com a tecnologia solar fotovoltaica, que tem um indicativo de oferta adicional de 5 GW, essas fontes devem ser responsáveis "não só por manter o perfil sustentável do sistema elétrico brasileiro, como contribuir para a perspectiva de custos de operação mais baixos no futuro".

Apesar do estímulo à expansão do aproveitamento da energia solar e eólica, ampliar maciçamente a participação dessas fontes na matriz elétrica traz desafios para o setor, em decorrência de seu comportamento estocástico. Entre os principais desafios, tem-se a necessidade de expansão de potência complementar para manter a confiabilidade do sistema; a coordenação entre a expansão do parque gerador e a expansão do sistema de transmissão de energia; e a necessidade de aprimoramento das ferramentas de previsão (CASTRO *et al.*, 2018; SILVA, 2015; JORGENSEN *et al.*, 2017; BIRD *et al.*, 2014)

A atual estrutura do mercado de energia brasileiro também fomenta a expansão da geração por fontes renováveis. Pode-se citar como exemplo a criação da categoria de consumidor especial, em 2016. Os consumidores nessa categoria tem o direito de escolher seu fornecedor de energia elétrica desde que seja gerada por fontes alternativas, como Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), solar, eólica, e biomassa (BRASIL, 2004c; BRASIL, 1996). Em 2002, foi criado o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), com o objetivo de aumentar a participação de empreendimentos de geração de fontes alternativas no Sistema Interligado Nacional (SIN) e reduzir a emissão de gases causadores do efeito estufa, nos termos da Convenção-Quadro das Nações Unidas Sobre Mudança do Clima. O programa define uma cota mínima anual do incremento de energia que deve ser proveniente de fontes alternativas (BRASIL, 2004a).

Com o aumento da participação das fontes intermitentes, aumenta-se a incerteza quanto ao fornecimento da energia contratada. Em função disso, a determinação do preço da energia a ser comercializada no curto prazo pode se tornar um desafio. Isso ocorre pois o cálculo do preço da energia é baseado em previsões de demanda e geração de energia ao longo de uma semana. Sendo assim, neste período, os agentes de mercado ficam sujeitos a oscilação de oferta e demanda de energia elétrica sem adaptação do preço (CCEE, 2020d; SEMO, 2019)

Essa é uma das características do mercado brasileiro de energia elétrica que pode acarretar em problemas financeiros quando associada às características estocásticas de geração solar e eólica. Por isso os participantes do Mercado Europeu, que inclui países com alto índice de geração por fontes alternativas, tem o preço da energia calculado em base diária e intradiária¹, até uma hora antes da transação da energia (MUNHOZ, 2017; LEITE *et al.*, 2013; CASTRO *et al.*, 2010; OLIVEIRA, 2011; SEMO, 2019).

Tendo em vista a inserção do Brasil em um cenário internacional de países comprometidos com a redução de impactos ambientais, é interessante que se estude como os desafios relacionados à sustentabilidade são abordados por outros países. Dessa forma, a experiência destes pode servir como exemplo para que a transição da matriz energética do sistema brasileiro para um cenário com maior percentual de fontes intermitentes ocorra de forma mais eficiente.

¹Os preços intradiários são definidos em intervalos menores do que 24 horas. Nos mercados de energia europeus, é comum que se defina o preço intradiário em intervalos horários.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 OBJETIVO GERAL

Este trabalho tem por objetivo analisar comparativamente como os países com grande inserção de fontes de energia renováveis intermitentes tratam os desafios relacionados aos impactos dessas fontes no mercado de energia elétrica.

1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Definir os países para o estudo a partir de pesquisa exploratória observando o atual contexto dos principais mercados de energia elétrica;
- Analisar regulamentações relacionadas à energia renovável, quanto a seus objetivos e limitações nos países de interesse;
- Caracterizar a estrutura do mercado de energia dos países de interesse, com foco em seus mecanismos para a contratação de energia a partir de fontes intermitentes;
- Comparar a estrutura e normatização do mercado de energia dos países de interesse, dando destaque ao mercado de energia brasileiro;
- Discutir a aplicação de novos mecanismos para o mercado de energia brasileiro, considerando o cenário atual, as metas e projeções para o mercado nacional, bem como as experiências dos mercados externos.

1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

O capítulo 2 apresenta a caracterização dos países a serem estudados, aborda suas instituições, estruturas de mercados e principais incentivos à geração renovável atualmente vigentes.

O capítulo 3 aborda a metodologia utilizada para a realização deste trabalho e descreve o procedimento de seleção e análise da bibliografia.

O capítulo 4 apresenta os resultados da pesquisa de revisão e a discussão do portfólio apresentado. A seção inicial apresenta a comparação dos principais pontos referentes à caracterização dos mercados. Na sequência tem-se a meta-análise do portfólio e as seções seguintes apresentam a discussão dos desafios identificados, bem como as soluções proposta pelos artigos selecionados.

O capítulo 5 aborda as medidas tomadas pelos países estudados como forma de solução para os desafios apresentados no capítulo 4, discutindo também a possibilidade de aplicação dos mecanismos identificados no mercado brasileiro de energia elétrica.

O capítulo 6 apresenta as conclusões e considerações finais do trabalho realizado.

2 MERCADOS DE ENERGIA

Os quatro países a serem estudados, além do Brasil, foram selecionados a partir do *ranking* do *World Energy Council* (WEC) de países com melhor fornecimento de energia sustentável de 2019 (WEC, 2019). Por meio de uma pesquisa exploratória verificou-se características específicas do setor elétrico, a estrutura do mercado, e o contexto atual de transição para uma matriz renovável de alguns mercados. Esses países foram selecionados para o trabalho de acordo com critérios de acessibilidade à informação sobre o mercado de energia e a disponibilidade dessas informações, incluindo publicações governamentais relacionadas, em língua inglesa.

O *ranking* do WEC atribui uma classificação aos países de acordo com três critérios: segurança do fornecimento de energia; acessibilidade da energia; e sustentabilidade ambiental. Portanto, essa classificação fornece uma indicação geral dos países mais eficientes em relação à integração de fontes de energia renováveis, incluindo hidrelétrica, geotérmica, solar e eólica.

No geral, a geração por fontes renováveis é intermitente, de forma que não correspondem à variação de demanda. Além da variabilidade sazonal, como os recursos hídricos que se tornam escassos nos meses com menor incidência de chuvas, os recursos intermitentes também variam em intervalos diários e intradiários ao longo do dia, como é o caso das fontes solar e eólica (CHAO, 2011).

Neste trabalho, são tratadas como fontes intermitentes aquelas com maior frequência e imprevisibilidade na variação, representadas, principalmente, pelas fontes solar e eólica, por serem as mais abundantes e mais maduras em termos de tecnologias disponíveis para explorá-las.

Sendo assim, verificou-se a participação destes recursos nos países considerados para a pesquisa, como são abordados os desafios relacionados a participação destas fontes na matriz elétrica, e foram selecionados a Dinamarca, Reino Unido, Irlanda e Espanha.

Geograficamente, esses países tem uma característica interessante. Por serem penínsulas ou ilhas, a importação e exportação de energia elétrica é limitada nestes países. Dessa forma, o suprimento da demanda de energia elétrica depende

da otimização do próprio mercado e sistemas de transmissão.

As seções seguintes apresentam a caracterização dos países escolhidos. Aborda-se suas características referentes à instituições e estrutura de mercado, bem como os principais incentivos vigentes, de forma a obter maior familiaridade com os principais aspectos e o contexto atual de cada mercado. No Capítulo 4.3, os principais pontos deste capítulo são apresentados em quadros comparativos, com as características de cada país.

2.1 MERCADO DO BRASIL

Desde 1995, o Brasil passou por duas reformas estruturais no setor elétrico. A primeira reforma durou de 1995 até 2003, o Modelo de Livre Mercado apresentou diversos problemas estruturais e culminou no racionamento de energia, consequente da falta de capacidade de geração e baixos níveis dos reservatórios do sistema interligado (MERCEDES *et al.*, 2015).

A segunda reforma passou a vigorar em 2004, o Novo Modelo do Setor Elétrico se apresentou como uma contrarreforma regulatória, tendo como principais objetivos a segurança no suprimento da energia elétrica, a modicidade tarifária e a universalização ao acesso à energia elétrica (WALVIS, 2014).

O atual modelo de mercado de energia elétrica foi embasado em torno das características da geração hidrelétrica, no entanto, a participação dessa fonte na matriz elétrica tem diminuído relativamente, dando espaço à crescente participação das fontes intermitentes na geração de energia elétrica (EPE/MME, 2020, p. 50).

Ao longo de 2019, a modernização do setor elétrico foi amplamente discutida, com a criação do Comitê de Implementação da Modernização por meio da Portaria nº 187 de 04 de abril de 2019 em MME (2019a). O GT Modernização, como também é conhecido, é formado por representantes das instituições do mercado de energia elétrica. Foram criadas diversas frentes de atuação, juntamente à associações relevantes para tratar de temas apontados pelo Ministério de Minas e Energia (MME), destacando-se a abertura do mercado livre de energia, novas regras para o cálculo dos preços no mercado de curto prazo, e mudanças nos leilões de energia.

De acordo com o relatório elaborado pelo comitê, a diretriz básica do processo de modernização do setor consiste em garantir o acesso dos consumidores à energia elétrica de forma competitiva e assegurando a expansão do sistema de forma sustentável, promovendo a abertura do mercado e a eficiência na alocação de custos

e riscos (MME, 2019c).

A modernização do setor tem contado com a participação de agentes de comercialização, indústria, consumidores e demais interessados por meio de consultas públicas e audiências. Apesar de algumas medidas terem sido tomadas durante o ano de 2019, a implementação de um novo marco legal está ainda em fase de estudos (EPE/MME, 2020; MME, 2020a).

2.1.1 INSTITUIÇÕES DO MERCADO

O mercado brasileiro conta com um alto grau de regulação, dividindo entre diversas instituições importantes papéis para o desenvolvimento do setor elétrico. A Figura 2 apresenta as principais instituições do setor elétrico e sua hierarquia.

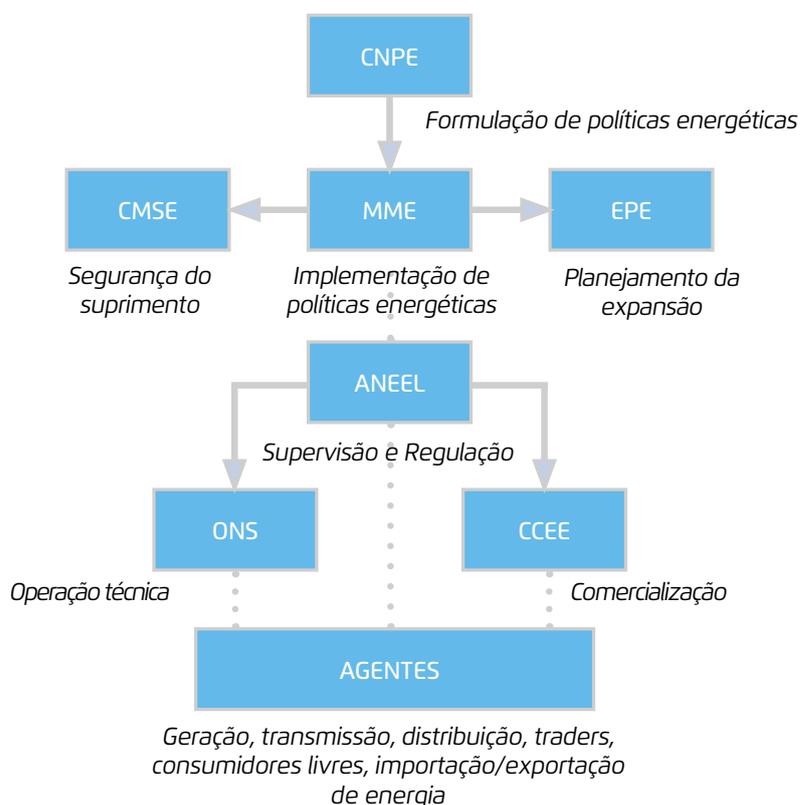


Figura 2 – Principais instituições do setor elétrico brasileiro.
Fonte: Adaptado de Griebenow e Ohara (2019).

O MME se encarrega da formulação, planejamento e implementação de projetos no âmbito da política energética do país por meio de diversos órgãos subordinados, destacam-se o CNPE e o CMSE (MME, 2020b).

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) é vinculado à presidência da república, sendo o órgão interministerial responsável pela formulação de políticas nacionais, revisão da matriz energética e estabelecimento de diretrizes de

programas específicos do setor energético. A avaliação e o acompanhamento da segurança eletroenergética no país é função do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), que é composto pelos representantes dos principais órgãos do setor energético do país (ANEEL, 2018; MME, 2020b).

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE), vinculada ao MME, tem como finalidade realizar pesquisas e estudos técnicos destinados a subsidiar o planejamento do setor energético, além de prestar suporte a realização dos leilões no ambiente regulado de contratação. Dentre os estudos realizados pela EPE, destaca-se o PDE, um documento informativo direcionado à toda a sociedade, que apresenta indicações das perspectivas de expansão do setor energético sob a ótica do governo; o Plano de Expansão da Transmissão (PET), com caráter determinativo abrangendo um horizonte de seis anos e finalidade de subsidiar o MME na priorização das instalações de transmissão a serem oferecidas nos futuros leilões; e o Plano Nacional da Energia (PNE), um documento composto por uma série de estudos para as próximas décadas que fornecem insumos para formulação de políticas energéticas (ANEEL, 2018; EPE, 2020).

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é uma autarquia do governo, vinculado ao MME, que tem a função de fiscalizar e regular a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. É também a ANEEL que determina o valor das tarifas de energia elétrica e implementa as políticas e diretrizes do governo relativas à exploração de energia elétrica e ao aproveitamento do potencial hidráulico do país. Sob a supervisão da ANEEL tem-se a CCEE e o ONS (ANEEL, 2020).

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) tem a finalidade de viabilizar as operações de compra e venda de energia no SIN. É a entidade que opera o mercado brasileiro de energia elétrica. A operação do sistema de transmissão do país fica a cargo do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), responsável por coordenar e controlar a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados. O ONS também contribui com estudos para a expansão do SIN (ANEEL, 2018).

2.1.2 ESTRUTURA DE MERCADO

A comercialização de energia elétrica no SIN ocorre mediante contratação regulada ou livre, de modo que existem duas esferas de mercado: o Ambiente de

Contratação Livre (ACL), e o Ambiente de Contratação Regulado (ACR). O consumidor cativo, que participa do ACR, compra a energia das concessionárias de distribuição local com tarifas definidas pela ANEEL. E o consumidor livre, que participa do ACL, tem o direito de escolher seu fornecedor de energia elétrica, contratando diretamente a energia de geradores ou por meio de comercializadoras. Todos os contratos, tanto do ACR quanto do ACL, são registrados na CCEE.

O ACR é regulado pela ANEEL, que tem como objetivo promover a competição entre os empreendimentos de geração prezando pela modicidade tarifária, para garantir o menor preço para o consumidor final. Para isso, são realizados leilões de geração e de transmissão de energia elétrica por parte da CCEE para a contratação de energia a longo prazo e expansão da rede de transmissão. Nos leilões de geração, o empreendimento que definir o menor preço pela energia gerada ganha o direito de vendê-la para determinado mercado por um período de tempo e pelo preço estipulados no Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) (CCEE, 2019). A Figura 3 apresenta a estrutura do mercado brasileiro de forma simplificada.

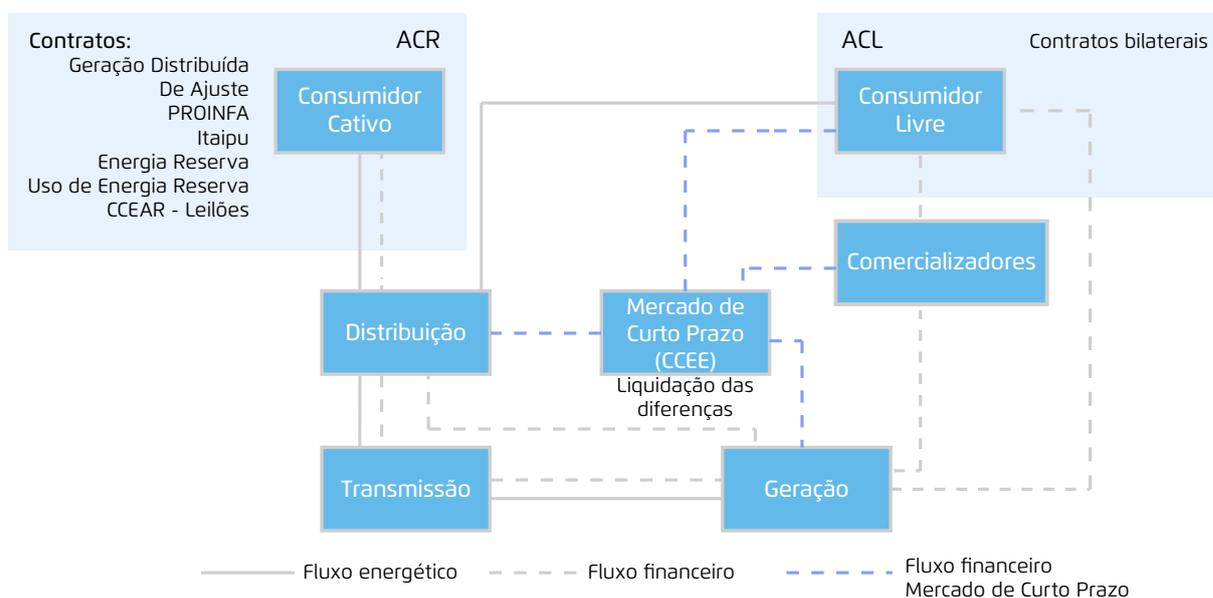


Figura 3 – Estrutura do mercado brasileiro de energia elétrica.
Fonte: Autoria própria.

Os leilões são feitos para atingir diversos objetivos e seus prazos de vigência variam entre 3 e 35 anos. Dentre os tipos de leilões, tem-se o leilão de energia nova, que pode ser realizado entre 3 e 6 anos antes da entrega da energia; o leilão de energia existente, que pode ser realizado no ano da entrega ou até 5 anos antes; e o leilão de fontes alternativas, que pode ser realizado entre 1 e 6 anos antes da entrega da energia. O leilão de fontes alternativas foi criado como incentivo a

expansão da geração de energia elétrica por fontes renováveis, sendo elas a energia eólica, energia solar, biomassa, e proveniente de PCH (CCEE, 2020c; BRASIL, 2017).

No ACL a contratação de energia elétrica é negociada livremente entre o fornecedor e o consumidor por meio de comercializadores, sendo registrada na CCEE por meio de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente de contratação Livre (CCEAL) (CCEE, 2020c). Ainda assim, toda a energia vendida por um agente gerador, tanto no ACL quanto no ACR, deve estar lastreada por meio de Garantia Física. A garantia física é a quantidade máxima de energia elétrica que um empreendimento pode se comprometer a comercializar no mercado de energia. Sendo definida a partir de estudos realizados de acordo com os critérios de cálculo definidos pelo MME e é verificada pela EPE (BRASIL, 2004b).

Quem tem direito de participar do mercado livre são os agentes geradores e comercializadores, e os consumidores livres e especiais. Consumidores livres são aqueles que possuem demanda acima de 2 MW e optam por comprar energia no ACL. A categoria de consumidor especial foi criada em 2016 como forma de incentivo à geração por fontes alternativas. Se enquadram nesta categoria aqueles consumidores que tenham demanda entre 500 kW e 3 MW e escolham comprar energia proveniente das referidas fontes no ACL (BRASIL, 2004c; BRASIL, 1996).

Para garantir o balanço energético e econômico no SIN, os consumidores livres e especiais devem garantir o suprimento integral de sua carga por meio de contratos na CCEE ou por geração própria. Todos os agentes de distribuição devem garantir o atendimento a totalidade de seu mercado mediante contratação no ACR. Os agentes vendedores devem apresentar lastro por garantia física para o atendimento de 100% de seus contratos (BRASIL, 2004c; BRASIL, 2004b).

Existem dois mecanismos no ACR para comercialização dos excedentes e sobras contratados: o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) que permite que os agentes de distribuição compensem entre si os montantes de energia elétrica contratados por CCEAR; e o Mecanismo de Venda de Excedentes (MVE), por meio do qual as distribuidoras podem vender no mercado livre o excedente da energia contratada acima da totalidade do consumo de seus mercados. A energia nesse mercado é vendida de forma centralizada, com ofertas de compra e venda intermediadas pela CCEE para horizontes de 3, 6 e 12 meses. Ambos os mecanismos tem valor limite de energia a ser vendido determinado pela CCEE (CCEE, 2019a; CCEE, 2020).

Caso haja diferença entre o montante registrado em contrato e o montante

verificado de geração ou consumo, as diferenças são compensadas no Mercado de Curto Prazo (MCP). De acordo com a CCEE (2020a), o MCP, ou mercado *spot*, pode ser definido como o segmento da CCEE onde são contabilizadas as diferenças entre os montantes de energia elétrica contratados pelos agentes e os montantes de geração e de consumo efetivamente verificados e atribuídos aos respectivos agentes.

Os agentes devem fechar suas posições contratuais com seus fornecedores de energia em base mensal. Caso um agente se encontre acima ou abaixo dos valores contratados, tem-se a opção de contratar ou vender a diferença de energia no mercado *spot*. Os agentes tem até o sexto dia útil do mês subsequente para encontrar correspondência para seus desvios no MCP. Ao final do período mensal, as diferenças restantes são liquidadas pela CCEE no MCP, deixando o agente faltoso sujeito a penalidades. O valor da energia nesse mercado é definida pelo Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) (BRASIL, 2004c; BRASIL, 2004b).

O PLD é informado semanalmente pela CCEE para a operação do MCP. O método de cálculo do PLD determina um valor *ex-ante*, ou seja, baseado em informações de previsões sobre o comportamento real do sistema, como os valores de disponibilidade declaradas de geração e o consumo previsto (CCEE, 2020d).

O PLD é calculado pelos modelos de previsão de despacho de geração, NEWAVE e DECOMP, que são utilizados pelo ONS para realizar o Planejamento Mensal de Operação (PMO) e determinar o valor do Custo Marginal de Operação (CMO). O CMO representa o custo para incrementar o montante de geração de energia elétrica, geralmente relacionado ao preço de geração da última termelétrica despachada. Assim, o valor do PLD é calculado com base no CMO previsto semanalmente, mas com limite máximo e mínimo de preço (CCEE, 2020d).

Disponibilizar em base semanal os preços da energia no MCP pode não ser a forma mais adequada de valorar a energia elétrica, considerando que a matriz elétrica brasileira tem cada vez mais participação das energias intermitentes. Diversos estudos, como Munhoz (2017), Leite *et al.* (2013), Castro *et al.* (2010), Oliveira (2011), apontam a necessidade e as vantagens de se utilizar uma frequência maior de atualização do PLD para otimizar a operação do sistema elétrico, desde os sinais adequados de demanda por parte dos consumidores até a determinação adequada do CMO e conseqüente otimização do uso dos recursos de geração.

Visando otimizar a operação do SIN, O ONS e a CCEE testaram a implementação do DESSEM, Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo, nos últimos dois anos. Em operação pelo ONS desde janeiro de 2020, a ferramenta

calcula o CMO para despachos hidrotérmicos em intervalos de até 30 minutos em um horizonte de até 14 dias (ONS, 2019). Em janeiro de 2021 está previsto o início da utilização do DESSEM por parte da CCEE para determinar o PLD Horário. De acordo com a CCEE (2020b), o DESSEM pode diminuir o uso de geração térmica e operar o sistema de forma mais eficiente, contribuindo para a minimização do custo total da operação.

Cabe ao ONS também a contratação dos serviços ancilares do sistema. Por meio dos Contratos de Prestação de Serviços Ancilares, o ONS contrata agentes cadastrados na CCEE para prestação de serviços como controle primário e secundário de frequência, suporte de reativos e despacho complementar. Os contratos são firmados entre os agentes e o ONS, as atividades exercidas são homologadas pela ANEEL e os pagamentos, custeados pelas tarifas de serviços ancilares, são repassados pela CCEE aos agentes (ANEEL, 2019).

2.1.3 INCENTIVOS VIGENTES

Além dos incentivos já citados, o Brasil conta com políticas de incentivo que se dão nos diversos âmbitos do setor, como a isenção ou descontos em tarifas e impostos sobre a renda (IR), produtos (ICMS) e previdência (COFINS, PIS/PASEP) (NASCIMENTO, 2017).

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), que passou a vigorar a partir de 2004, foi o primeiro incentivo a diversificação da matriz elétrica. O programa também tem como objetivos o desenvolvimento energético dos estados brasileiros e a promoção da competitividade das fontes renováveis no mercado brasileiro de energia elétrica. As fontes de energia incentivadas pelo programa são eólica, PCH e biomassa (BRASIL, 2002; SHUKLA; SAWYER, 2012).

As metas do Proinfa foram divididas em duas etapas. Na primeira, de implementação de projetos a curto prazo, o programa teve o objetivo de contratar 3,3 GW de potência elétrica gerada pelas fontes incentivadas até 2004, num esquema de incentivo similar ao *feed-in premium*. Os contratos foram firmados com período de 20 anos de subsídios pelo Proinfa. O início da operação foi previsto para 2006 e adiado para 2008. A conclusão da primeira etapa se deu em 2011, com algumas ressalvas, como a ineficiência de um esquema *feed-in* para estimular a geração renovável no Brasil e a falta de recursos da indústria na época para atender as demandas do

mercado (BRASIL, 2002; DUTRA; SZKLO, 2006; OLIVEIRA, 2019).

A segunda etapa, com implementação de projetos a longo prazo, se iniciaria após a conclusão da primeira, com objetivo de que, até 20 anos após o início do programa, a energia gerada pelas fontes incentivadas correspondesse a 10% do consumo anual de energia elétrica. Com a incerteza causada pelos resultados da primeira etapa do Proinfa, a regulamentação da segunda etapa do programa não chegou a ser estabelecida. Os leilões de energia se apresentaram como uma alternativa viável para a expansão da geração renovável, e são realizados desde 2009 com a participação de fontes intermitentes (BRASIL, 2002; OLIVEIRA, 2019; FERREIRA *et al.*, 2014).

Dentre os principais incentivos no Brasil para a expansão da geração renovável, tem-se o desconto nas tarifas de uso do sistema de distribuição e de transmissão, aplicado em diferentes percentuais para empreendimentos de até 30 MW de geração por energia eólica, solar, biomassa, PCH e determinados tipos de cogeração. Para os empreendimentos contratados por leilão a partir de 2016, o desconto também se aplica às usinas com potência entre 30 MW e 300 MW (BRASIL, 1996; NASCIMENTO, 2017).

A Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), criada juntamente com o Proinfa, visa o desenvolvimento energético nos estados brasileiros. No que se relaciona ao desenvolvimento das fontes renováveis, a CDE provê os recursos para compensar os descontos aplicados nas tarifas de energia elétrica, como a tarifa de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, custeia os pagamentos do Proinfa e outros pagamentos que elevem a competitividade de fontes eólica, termossolar e fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, outras renováveis (BRASIL, 2002; BRASIL, 2013; CABRÉ *et al.*, 2015).

Destaca-se também a utilização de um sistema de *net-metering* como forma de incentivo a geração distribuída, ainda que com menor expressão. Regulamentado pela Resolução Normativa 482/2012 da ANEEL. O sistema de compensação de energia elétrica para micro e minigeração distribuídas permite que os consumidores de energia renovável até 5 MW, e PCH até 3 MW, compensem a energia elétrica injetada no sistema com a energia elétrica consumida. A forma como este incentivo é feito no Brasil apresenta alguns desafios a serem tratados, como a possibilidade de subsídio cruzado e a alocação correta dos custos com a rede de distribuição (NASCIMENTO, 2017; VIEIRA *et al.*, 2016).

Em 2015, o MME criou o Programa de Desenvolvimento da Geração

Distribuída (ProGD) e um Grupo de Trabalho, formado pela EPE, MME, ANEEL, CCEE e CEPEL, com o intuito de estudar o tema. O ProGD tem por objetivo promover o desenvolvimento da geração distribuída no Brasil, bem como incentivar a implementação de geração distribuída em edificações públicas, comerciais, industriais e residenciais. O Grupo de Trabalho publicou um relatório em MME (2019d) com as considerações iniciais a respeito do tema. O estudo tratou de forma prioritária o financiamento da geração distribuída e a comercialização da energia elétrica gerada. Foram estudados também os impactos regulatórios e técnicos da inserção da geração distribuída no sistema de distribuição (SILVA *et al.*, 2018; MME, 2019d).

2.2 MERCADO DA IRLANDA

Em 1 de outubro de 2018 foi efetivado o novo pacote de regras para o mercado energético da Ilha da Irlanda, que compreende a República da Irlanda e a Irlanda do Norte. Essas novas regras vinham sendo desenvolvidas e implementadas pelo projeto do novo mercado de energia elétrica da Irlanda, o *Integrated Single Electricity Market* (I-SEM). O objetivo da reforma do mercado foi de adaptar o mercado irlandês para o modelo padrão (*target model*), conforme as normas da União Europeia (UE), para que o I-SEM pudesse ser conectado ao Mercado de Energia Interno (IEM, *Internal Energy Market*), o mercado de eletricidade e gás da União Europeia. Esse é um dos pilares do Mercado Europeu, possibilitando que a energia seja comercializada livremente sem distinção entre importação e exportação (SEMO, 2019, p. 12).

A integração ao mercado de energia europeu é de grande importância para a Irlanda alcançar seus objetivos de descarbonização. Segundo o relatório de transição energética da Irlanda de 2015, o objetivo de geração da Irlanda no setor elétrico é de ter 40% do seu consumo de energia proveniente de recursos renováveis em 2020, sendo que em 2017 essa parcela foi de 28,9%, referente ao total de 30,7 TWh de geração (DCENR, 2015, p. 31). Com a reforma do mercado, o I-SEM tem mais flexibilidade para a comercialização de energia, o que facilita a participação de fontes intermitentes na matriz elétrica, além de possibilitar a conexão ao mercado europeu, expandindo as possibilidades de importação e exportação de energia.

Para possibilitar a comercialização de energia entre fronteiras no IEM, cada mercado cria sua regulamentação baseada no mecanismo padrão de compra e venda, o *day ahead market* (DAM), ou mercado diário. No DAM os valores de oferta e demanda de energia são programados pelos participantes para o atendimento no dia

seguinte. O despacho da energia ofertada para atender as demandas é realizado por algoritmo, que determina preços e despacho para todos os participantes dos mercados acoplados (SEMO, 2019). As principais características do modelo de mercado necessário para fazer parte do IEM são:

- Um algoritmo de acoplamento de preços comum entre os mercados, o EUPHEMIA, para programar todos os mercados de curto prazo e determinar o fluxo entre fronteiras.
- Comercialização de energia em regiões e entre fronteiras em períodos próximos ao tempo real de despacho.
- Mercado futuro, *forward market* (FWM), para a comercialização de energia física, ou de contratos de direito de comercialização para o mercado de capacidade entre fronteiras.
- Mecanismos de balanço de energia integrados, de modo a possibilitar a comercialização por operadores de sistemas vizinhos entre regiões, como parte do mercado de balanceamento (BM, *Balancing Market*).

Como a Irlanda tinha um compromisso de interligar seu mercado de energia com o IEM, iniciou-se uma reforma no mercado de modo a atender os requisitos do modelo padrão. Agora o I-SEM é conectado à UE através do Reino Unido, acoplado pelo mercado diário. Ainda não se sabe qual será o impacto, no mercado de energia Irlandês, da saída do Reino Unido da UE. Mas já está em andamento o projeto de interligação do I-SEM com o mercado francês. Por se tratar de um empreendimento de interesse comum para o mercado europeu, o projeto conta com o apoio financeiro da UE (EIRGRID, 2019a).

2.2.1 INSTITUIÇÕES DO MERCADO

O I-SEM é o mercado de energia unificado da República da Irlanda e da Irlanda do Norte. O comitê do SEM (SEMC, SEM Comitee) é a entidade que governa o SEM em todas as decisões, sendo formado por seis representantes das autoridades regulatórias, três da Irlanda e três da Irlanda do Norte, e dois membros independentes. O objetivo do SEMC é proteger os interesses dos consumidores promovendo a competição na compra e venda de energia através do I-SEM (SEMO, 2019, p. 14).

O agente regulador da Irlanda é a Comissão para Regulação de Serviços Públicos (CRU, *Commission for Regulation of Utilities*), responsável pela regulação dos serviços de energia e água. A CRU participa das decisões do mercado juntamente com o Regulador de Serviços Públicos (UR, *Utility Regulator*) da Irlanda do Norte como membros do SEMC, e monitora os mercados de eletricidade e gás natural para assegurar a competitividade (SEMO, 2019; IEA, 2019a).

O Operador do Sistema de Transmissão (TSO, *Transmission System Operator*) é responsável pelo planejamento e desenvolvimento do sistema de transmissão, cronograma e despacho de geração, operação do mercado de energia e estabilidade do sistema. Os dois TSOs que atuam no I-SEM são empresas estatais, EirGrid é o TSO da República da Irlanda, enquanto na Irlanda do Norte este papel é desempenhado pelo *System Operator of the Northern Ireland* (SONI).

O EirGrid e o SONI também atuam como Operadores do Mercado de Eletricidade (NEMO, *Nominated Electricity Market Operator*). Essa operação é realizada por uma empresa conjunta, o SEM Operator (SEMO), que é dividido em SEMO e SEMOpx, o primeiro opera os mercados de capacidade de geração (CM) e de equilíbrio de geração (BM), enquanto o segundo é responsável pela operação dos mercados *spot*, o mercado diário (DAM) e o intradiário (IDM) (SEMO, 2017b).

O órgão do governo responsável pelas políticas energéticas, climáticas e ambientais é o Departamento de Comunicação, Ação Climática e Meio Ambiente (DCCAE, *Department of Communications, Climate Action and Environment*). E a Autoridade de Energia Sustentável da Irlanda (SEAI, *Sustainable Energy Authority of Ireland*) trabalha com autoridades locais e regionais para a implementação das políticas relacionadas a energias renováveis.

2.2.2 ESTRUTURA DE MERCADO

A principal alteração introduzida no mercado pela implementação do I-SEM é o sistema de transações em curto prazo, os mercados diário e intradiário. Além de ser uma das exigências do modelo padrão do IEM, as transações próximas do tempo real de despacho de energia facilitam a integração de energias renováveis variáveis ao sistema elétrico.

O I-SEM consiste de cinco mercados, como mostrada na Figura 4: dois mercados de curto prazo, o mercado diário (DAM) e o intradiário (IDM, *Intra-Day Market*), ambos operados pelo SEMOpx; um mercado de equilíbrio de geração,

ou balanceamento (BM); um mercado de capacidade (CM, *Capacity Market*); e um mercado de instrumentos financeiros, o mercado futuro (FWM). Estes últimos operados pelo SEMO. Cada um cobre períodos diferentes, com mecanismos de comercialização separados mas relacionados (IEA, 2019a, p. 86).

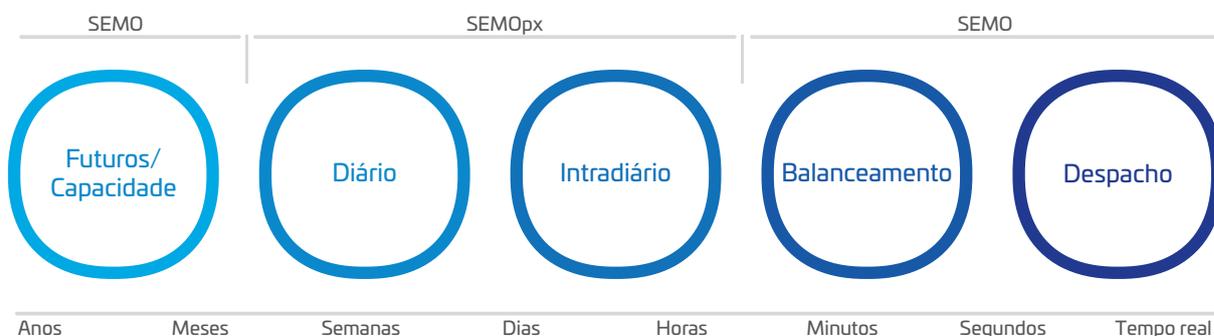


Figura 4 – Divisão dos mercados de curto prazo e longo prazo
Fonte: Adaptado de SEMO (2020a) e SEMO (2020b).

Os participantes do I-SEM devem emitir uma NF para o operador de rede, o TSO, baseado no planejamento de geração. Se a geração de um produtor se desvia do estabelecido na NF, o produtor terá que pagar um preço determinado no BM, proporcional ao desvio do planejamento de geração. Na Figura 5, as ações tomadas pelo TSO, para manter o equilíbrio e a segurança do mercado em caso de desvios, são contabilizadas no BM para determinar o preço de liquidação de diferença (PLD). Se a demanda está acima do planejado, por exemplo, o TSO pode solicitar a um gerador com capacidade disponível para aumentar sua geração, essa transação é realizada no BM (EIRGRID, 2016).

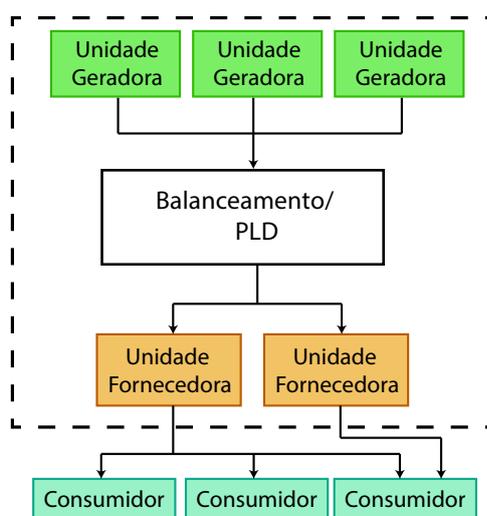


Figura 5 – O mercado de balanceamento contabiliza o PLD de acordo com os desvios de oferta e demanda.

Fonte: Adaptado de SEMO (2017a).

O sistema do mercado *spot* é fornecido pelo EPEX Spot, que realiza o

acoplamento do I-SEM com o IEM através do DAM e do IDM (SEMO, 2017b). NA Figura 6, os agentes geradores ofertam energia no DAM e os agentes fornecedores submetem a demanda prevista para atendera às unidades consumidoras no dia seguinte. No dia do despacho da energia, essas quantias podem ser ajustadas em tempo real por meio do IDM.

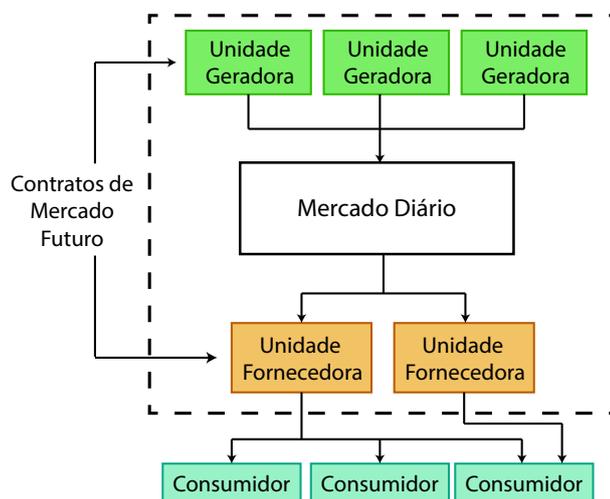


Figura 6 – Comercialização no mercado diário e de contratos bilaterais de mercado futuro.
Fonte: Adaptado de SEMO (2017a).

DAM é o mercado de comercialização de energia em curto prazo para programar os valores de oferta e demanda e os fluxos de interconexões a serem despachados no dia seguinte. Envolve a alocação de capacidade entre fronteiras através do EUPHEMIA, que determina preços e posicionamento para todos os participantes em todos os mercados acoplados. O IDM permite que os participantes ajustem seu posicionamento próximo ao tempo real, em janelas de 48 intervalos com duração de 30 minutos, até uma hora antes do horário de despacho da energia. Os agentes geradores devem encontrar pedidos de demanda para despacharem a geração, e os agentes fornecedores devem encontrar ofertas de geração para atenderem a demanda real, conforme a Figura 7.

O FWM opera como um mercado financeiro permitindo o gerenciamento de riscos por parte dos participantes do I-SEM. Esse é um dos mecanismos do modelo padrão do mercado de energia europeu para que os agentes possam se proteger contra a flutuação dos preços no mercado e facilitar a comercialização internacional.

No FWM são comercializados contratos de mercado futuro como os contratos de diferença. Um participante do mercado pode comprar um contrato de diferença por um preço de *strike*. Quando o preço da energia no mercado excede o preço de *strike*, o agente que vendeu o contrato deve pagar ao comprador o valor do

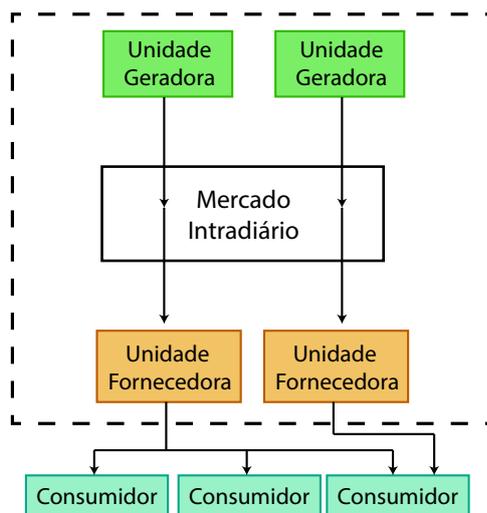


Figura 7 – Venda e compra de energia no mercado intradiário.
 Fonte: Adaptado de SEMO (2017a).

preço de mercado menos o preço de *strike* por unidade de capacidade contratada. E quando o preço de mercado é menor que o preço de *strike*, o comprador paga a diferença para o vendedor (EIRGRID, 2016; IEA, 2019a).

No CM os participantes vendem capacidade de geração baseada em uma quantidade de energia que pode ser solicitada no futuro. Fornecedores de capacidade recebem um pagamento regular por capacidade de geração disponível, que é pago pelos consumidores. Em retorno, os geradores fornecedores de capacidade devem entrar em operação caso o sistema esteja sob estresse, garantindo a segurança do suprimento aos consumidores (SEMO, 2019).

Todos os empreendimentos de geração com capacidade acima do limite mínimo, de 10 MW, são obrigados a oferecer energia no BM e no CM. No caso de usinas com capacidade abaixo de 10 MW, a participação é opcional, no entanto, para participar do CM, a usina deve, obrigatoriamente, participar do BM. A participação nos mercados de curto prazo não é obrigatória, no entanto, essa é a forma que os agentes geradores tem de ajustar a comercialização de energia em caso de imprevistos (EIRGRID, 2016).

A programação de despacho de energia é realizada pelo TSO utilizando a plataforma do Sistema de Gestão de Mercado (MMS, *Market Management System*). O MMS é uma plataforma digital utilizada no sistema elétrico da Irlanda para integração de informação entre os agentes de mercado (MANAGER, 2020; EIRGRID, 2018).

Uma das funções disponíveis na plataforma do MMS é a previsão climática para geração eólica. Os agentes geradores de energia eólica devem submeter os dados meteorológicos da fazenda eólica no MMS (WEPROG, 2019). As informações

de condições de vento, como velocidade e direção, são enviadas a serviços terceirizados responsáveis pelo fornecimento de previsão de condições eólicas (EIRGRID, 2018). As informações de previsão para cada região são enviadas para a plataforma de Previsão de Energia Eólica (WEF, *Wind Energy Forecast System*). Os agentes geradores acessam as informações de previsão no Sistema de Previsão Eólica (WPRED, *Wind Predictor System*) e fornecem dados técnicos relacionados às unidades eólicas instaladas. Com os dados recebidos, o WPRED fornece a previsão de geração eólica, utilizada para determinar o cronograma de operação do mercado. A previsão é fornecida em intervalos de tempo de 1 minuto para o horizonte de tempo de 4 horas. Para intervalos de tempo acima de 4 horas até 4 dias, a previsão é fornecida em intervalos de 15 minutos (EIRGRID, 2018).

2.2.3 INCENTIVOS VIGENTES

Os custos adicionais de subsídios relacionados à geração renovável são subsidiados através de um Tarifa de Obrigação de Serviço Público (PSO, *Public Service Obligation*). O valor da PSO é calculado anualmente pela CRU considerando a extensão de geração renovável e a diferença entre o preço da energia no mercado de energia e o preço mínimo garantido para energias renováveis.

O programa de *Feed-in-Tariffs* para Energias Renováveis (REFIT, *Renewable Energy Feed-In-Tariff Programme*) oferece segurança aos empreendimentos de geração renovável estabelecendo um preço mínimo a ser pago ao produtor de energia elétrica por fontes renováveis durante um período de 15 anos (IEA, 2019a, p. 93). Se o preço da energia no mercado ficar abaixo do preço mínimo, os produtores recebem a diferença por meio do REFIT, esse pagamento é subsidiado pelo PSO. As inscrições para o REFIT foram encerradas no final de 2015 (GAFFNEY *et al.*, 2017).

O Plano de Suporte a Eletricidade Renovável (RESS, *Renewable Electricity Support Scheme*) é a próxima etapa de incentivo a geração renovável. A definição do RESS foi feita de acordo com as diretrizes da UE, de forma a substituir o REFIT como recurso para o país atingir as metas estabelecidas para 2030. O apoio ao empreendimento deve ser decidido de forma competitiva, por meio de leilões. E a remuneração é dada por meio de uma tarifa *premium* adicionada ao preço de mercado, em contraste ao sistema atual, de determinar um preço mínimo fixo (IEA, 2019a, p. 93).

O DCCAE aponta que a nova etapa de descarbonização da matriz

elétrica, de 2015 a 2050, terá iniciativas focadas em consumidores individuais e pequenas comunidades, no sentido de divulgar informações sobre novas tecnologias, como *smart meters*, medidores inteligentes, que possibilitam um melhor controle sobre o consumo próprio e a adoção de novas formas de cobrança sobre o uso da energia, e a adoção de autogeração por placas fotovoltaicas. O objetivo é transformar os consumidores em *prosumers*, produtores consumidores, que serão agentes ativos na tarefa de aprimorar a eficiência energética do sistema (DCENR, 2015, p. 9).

Para promover a participação dos consumidores a CRU toma medidas de incentivo à competição entre os fornecedores de energia elétrica, mantendo os consumidores informados a respeito dos planos de contratação de energia ofertados por cada fornecedor, facilitando o processo de escolha. Assim, os fornecedores oferecem diversas opções de preços para a distribuição de energia, o que incentiva a competição entre os geradores, para que estes também ofereçam os melhores preços (IEA, 2019a, p. 83).

O processo de competitividade entre os fornecedores também será facilitado pela instalação dos *smart meters*, que está sendo realizada pela ESNB, uma empresa estatal que atua na distribuição de energia. Até 2025 serão instalados 2,25 milhões de medidores inteligentes, o custo de instalação será repassado para os consumidores. Esses medidores facilitam o processo de troca de fornecedor ou de troca de plano de tarifa de energia por parte do cliente. A próxima etapa será a implantação de *smart grids*, para realizar a comunicação entre os medidores inteligentes e o TSO, de modo a facilitar o controle e planejamento da geração e a implantação de controle de carga pelo lado da demanda (IEA, 2019a; DCENR, 2015).

2.3 MERCADO DO REINO UNIDO

O Reino Unido foi o primeiro país na Europa a iniciar o processo de privatização dos setores de geração e comercialização de energia elétrica, a partir de 1990, sendo o seu processo de liberalização do mercado de energia elétrica considerado uma das reformas mais bem sucedidas na Europa (PIMPÃO, 2013). Além disso, o Reino Unido assumiu grandes objetivos com relação a transição para uma economia com baixa emissão de carbono. O país tem o objetivo de reduzir a emissão de gás de efeito estufa em no mínimo 80% dos níveis de 1990, como definido em seu primeiro *Climate Change Act* em 2008. Também definiu como objetivo a eliminação

progressiva de todas as usinas a carvão da matriz elétrica até 2025 (IEA, 2019b).

De acordo com IEA (2019b), as medidas adotadas pelo governo do Reino Unido seguem três principais focos:

- A relação custo-efetividade das medidas climáticas: A descarbonização do transporte e do aquecimento levanta questões a respeito da eficácia da eletrificação e custo-benefício de diferentes medidas em potencial. Conforme aumenta a descarbonização do setor, espera-se que haja cada vez mais oportunidades para eletrificar o aquecimento e transporte;
- A reforma do mercado de energia elétrica: A Reforma do Mercado de Energia Elétrica (EMR, *Electricity Market Reform*) de 2013 foi concebida como uma série de intervenções para descarbonizar o setor elétrico. Foi incluído ao desenho de mercado instrumentos como o mercado de capacidade e os Contratos por Diferença (CfD, *Contracts for Difference*). Essas medidas vem sendo adaptadas e melhoradas desde sua concepção;
- Manutenção da confiabilidade do sistema: O Reino Unido tem um forte foco na segurança energética e continua a manter políticas robustas e abordagens para o mercado baseadas na colaboração com a indústria. Periodicamente são feitos estudos e exercícios de forma a manter a confiabilidade do setor energético.

O governo central do Reino Unido determina a estratégia geral da política energética a ser seguida para atingir os objetivos supracitados. Até 2019 as estratégias eram definidas a partir das leis da UE. No entanto, com a saída do Reino Unido do tratado da UE - o *Brexit*, o investimento e o comércio aberto do mercado de energia elétrica podem ser impactados negativamente pelas incertezas geradas (IEA, 2019b). Mesmo com o *Brexit*, o Reino Unido afirma que deve manter os compromissos firmados no *Climate Change Act 2008*, bem como trabalhar com a UE para atingir os objetivos firmados no acordo. As políticas futuras para o setor devem ser divulgadas conforme o andamento das negociações com a UE (UK Government, 2017, p. 160).

2.3.1 INSTITUIÇÕES DO MERCADO

O mercado de energia elétrica do Reino Unido é separado entre a Grã-Bretanha e a Irlanda do Norte. O Departamento de Negócios, Energia e Estratégia

Industrial (BEIS, *Department for Business, Energy and Industrial Strategy*) é responsável por determinar e implementar políticas sobre a energia, clima e desenho de mercado no Reino Unido e possibilita que alguns assuntos sejam delegados aos países que constituem o Reino Unido (OFGEM, 2019d; IEA, 2019b, p. 15, p.134). A Figura 8 resume os principais órgãos.

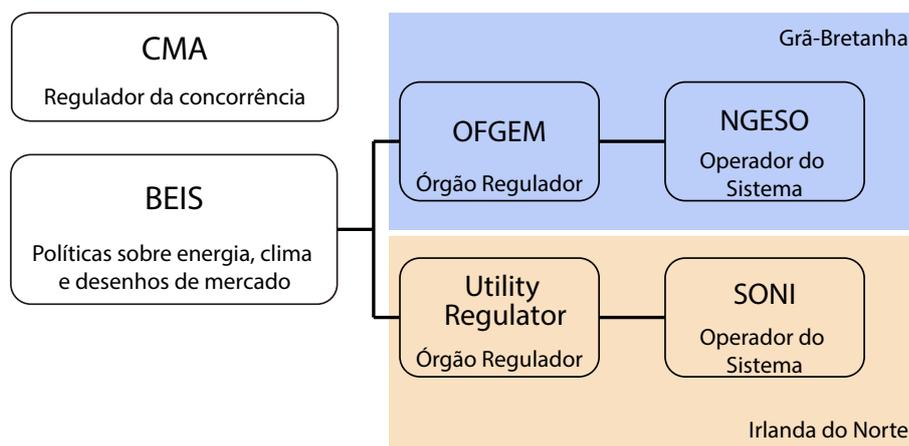


Figura 8 – Principais instituições na esfera pública do mercado de energia do Reino Unido.

Fonte: Autoria própria.

A regulação do setor energético é feita por órgãos independentes do governo. Na Grã-Bretanha o órgão regulador é o Escritório de Mercados de Gás e Eletricidade (Ofgem, *Office of Gas and Electricity Markets*) e regula as empresas que detém o monopólio das redes de gás e das redes elétricas. Toma decisões sobre controle e aplicação de preços, agindo pelo interesse dos consumidores e ajudando as indústrias a alcançar melhorias ambientais. O Ofgem também tem envolvimento direto nas negociações do *Brexit*, trabalhando com o governo e com as indústrias para fornecer consultoria técnica e regulatória e garantindo que a estrutura regulatória seja adequada e proteja os clientes (OFGEM, 2019d, p. 15).

Na Irlanda do Norte, o UR é responsável por regular os setores de eletricidade, gás, água e esgoto, e tem por intuito promover os interesses de curto e longo prazo dos consumidores (Utility Regulator, 2019).

Para fortalecer a concorrência nos negócios, prevenir e reduzir atividades anticoncorrenciais, tem-se a Autoridade de Concorrência e Mercados (CMA, *Competition and Markets Authority*). O órgão é responsável pela investigação de fusões, mercados e indústrias reguladas e pela aplicação da lei da concorrência. A CMA é um departamento governamental não ministerial e principal autoridade de concorrência no Reino Unido (IEA, 2019b).

Os operadores no sistema do Reino Unido são o Operador do Sistema Elétrico National Grid (NGESO, National Grid ESO), na Grã-Bretanha, que opera as redes de transmissão coordenando com 14 operadoras da rede de distribuição, e o SONI. O SONI forma uma *joint venture* com o TSO na Irlanda, os dois operadores participam do SEM. A operação dos mercados diário e intradiário de energia na Grã-Bretanha é feita pelo European Market Coupling Operator (ESO, 2019; IEA, 2019b).

2.3.2 ESTRUTURA DE MERCADO

Como a Irlanda do Norte participa do SEM, sobre o qual é falado na seção 2.2, esta seção abordará apenas o mercado de energia da Grã-Bretanha. A Figura 9 apresenta o mercado da Grã-Bretanha.

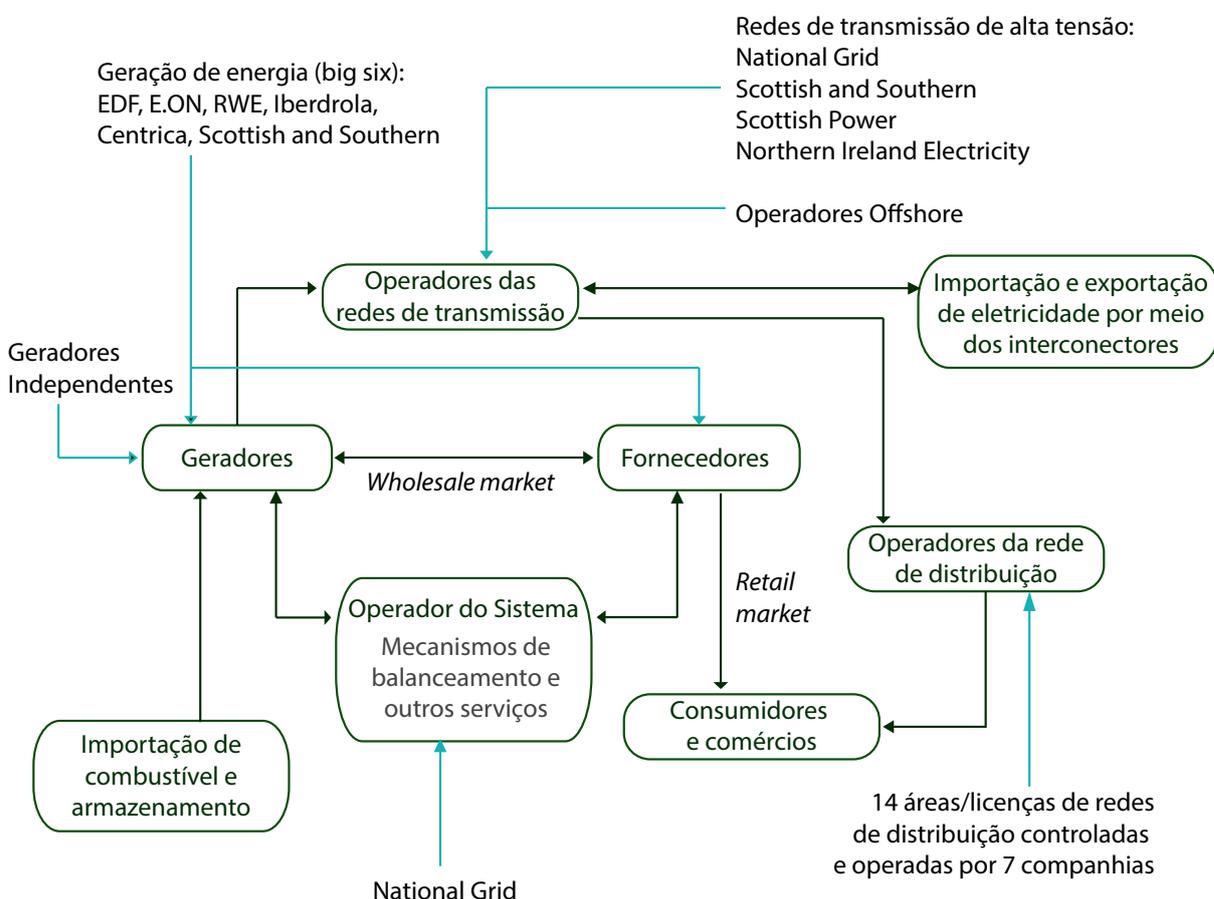


Figura 9 – Estrutura do mercado de energia elétrica da Grã-Bretanha. Fonte: Adaptado de Nomura (2019).

O mercado de energia do Reino Unido é separado entre o mercado atacadista (*wholesale market*) e o mercado de varejo (*retail market*). No mercado atacadista, os fornecedores e os grandes consumidores compram a energia diretamente dos geradores, e os contratos de eletricidade podem ser firmados em prazos

que variam de vários anos à frente aos mercados diários, com até uma hora de antecedência. Em alguns casos, para garantir a entrega da energia, os geradores também compram a energia de outros geradores para revender. Há também os *traders* que compram e revendem a energia visando obter o menor custo possível por kWh (OFGEM, 2019c).

Os geradores devem informar ao NGESO os montantes de energia negociados para que este evite o desequilíbrio entre geração e consumo de energia (OFGEM, 2019c). O mecanismo de liquidação de diferenças é feito por meio de ofertas de demanda e de geração de energia elétrica dos participantes do mercado, sendo realizado a cada 30 minutos, que é o período de entrega da energia. Além deste mecanismo, existem diversos serviços para balançamento da rede elétrica contratados pelo NGESO (ESO, 2020).

O comércio da energia elétrica no mercado atacadista pode se dar por contratos bilaterais, *market trading* e contratos de longo-prazo. Os contratos bilaterais são feitos entre geradores e fornecedores. Normalmente, é feito um contrato principal, que determina as condições globais da negociação entre as partes, e contratos individuais, que determinam o montante de energia e o preço de negociação. A eletricidade também pode ser importada ou exportada por meio de interconectores. Atualmente, existem interconectores de eletricidade entre Reino Unido, França, Bélgica, Países Baixos e Irlanda. (OFGEM, 2019c).

No *market trading*, o equilíbrio entre demanda e geração de energia elétrica ocorre em duas instâncias no mercado *spot* quando se trata de negociações intradiárias ou para o dia seguinte, sendo elas EPEX SPOT¹ e N2EX². Nesse caso, um processo de leilão corresponde as ofertas de geradores - montante de energia por um determinado preço - com as ofertas de consumo esperado dos fornecedores ou grandes consumidores (EPEX, 2019; NordPool, 2019).

O comércio de longo prazo ocorre principalmente por meio de corretores. Os preços dos contratos de longo prazo levam em consideração principalmente o desenvolvimento esperado para o mercado, considerando a disponibilidade e custo da geração, demanda prevista entre outras variáveis (OFGEM, 2019c).

Desde a implementação do *Energy Act 2013*, foi instituído o CM na Grã-Bretanha. O mercado funciona de modo a fornecer segurança para os investidores

¹ Empresa que opera o mercado *spot* para negociações de curto prazo em Alemanha, França, Reino Unido, Países Baixos, Bélgica, Áustria, Suíça and Luxemburgo.

² Mercado de curto prazo na Grã-Bretanha, a NordPool é proprietária e operadora do N2EX.

basearem seus futuros investimentos, por meio da oferta de uma renda constante pré-definida aos provedores de capacidade. Os serviços contratados são de usinas novas ou existentes, armazenamento de energia elétrica e capacidade a partir da resposta da demanda. Também tem como objetivo apoiar o desenvolvimento do gerenciamento ativo da demanda no sistema (OFGEM, 2019c; GOVERNMENT, 2019).

O custo com as contratações é coberto pelos consumidores por meio de uma taxa de fornecimento paga aos fornecedores. Em troca, os provedores devem entregar energia quando necessário sob pena de receber uma multa por MWh referente a receita anual dos fornecedores do mercado de capacidade. Para contratar os empreendimentos são feitos leilões de capacidade, com um prazo de entrega a partir de 4 anos da contratação. Um ano antes da entrega da energia são feitos leilões suplementares, que também incluem os respondentes do lado da demanda (IEA, 2019b).

Diferente das expectativas iniciais, o mercado de capacidade incentivou principalmente a contratação de usinas existentes, usinas novas de menor escala, além de algumas fontes de flexibilidade e novas tecnologias. O mercado de capacidade também tem se mostrado uma ferramenta eficaz para cobrir os custos com armazenamento da energia, resposta do lado da demanda e construção de novos interconectores no sistema elétrico da Grã-Bretanha (IEA, 2019b).

No mercado de varejo, os fornecedores de energia compram a energia do mercado atacadista ou diretamente do gerador, e revendem para os consumidores por um preço determinado pelos fornecedores. O Ofgem intervém no mercado de forma a garantir que seu funcionamento de acordo com o interesse dos consumidores. O controle é feito por meio de monitoramento do mercado e, quando necessário, adotando medidas para fortalecer a concorrência ou fazer cumprir as regras que os fornecedores devem cumprir (OFGEM, 2019c).

2.3.3 INCENTIVOS VIGENTES

Dentre os principais incentivos à geração renovável e à expansão sustentável do sistema, tem-se os CfD, CM e a transição para os medidores inteligentes. Além destes tem-se o *cash-out price*, que é o preço de desequilíbrio, em tradução livre, e se aplica quando um participante do mercado gera ou consome um montante de eletricidade diferente do contratado, sendo então exposto a este preço pela diferença, que deve ser liquidada pelo NGENSO. O preço de desequilíbrio funciona como um

incentivo para os participantes do mercado, de forma a garantir que a demanda dos consumidores de eletricidade seja atendida e a função de equilíbrio residual do operador da transmissão seja minimizada. O preço de desequilíbrio é baseado nos custos do operador para equilibrar o sistema (OFGEM, 2019b).

Como o *cash-out* incentiva os participantes do mercado de eletricidade a investir em suprimentos mais seguros, os acordos são essenciais para a entrega de um mercado de eletricidade seguro e competitivo. Porém, pode ser que esses acordos não estejam criando os sinais corretos para o mercado se equilibrar. Essa influência pode diminuir a segurança do sistema no futuro, e elevar os custos de equilíbrio do sistema. O Ofgem está revisando os acordos de *cash-out* para que possam ser benéficos para garantir o equilíbrio do sistema no longo prazo também (OFGEM, 2019b).

O *Energy Act 2008* instituiu duas políticas de incentivo no mercado do Reino Unido, a *Renewable Obligation* (RO) e as *feed-in tariffs* (FiT). Para os pequenos geradores, inicialmente até 50 kW e posteriormente até 5 MW, foi instituído as FiT para incentivá-los a investir em geração de baixo carbono. As FiT foram introduzidas no mercado em 2010 e permitiam o pagamento da energia renovável gerada ou injetada na rede aos geradores licenciados com os contratos. As fontes qualificáveis para os contratos FiT eram hidrelétrica, ciclo combinado, solar fotovoltaica e eólica (SALAZAR *et al.*, 2019).

Neste esquema, os geradores recebem um pagamento por kWh gerado, dependendo da tecnologia e capacidade instalada, e um pagamento por exportação, que é um adicional por kWh injetado na rede elétrica local. Como benefício adicional, os geradores podem compensar a energia gerada na própria tarifa de energia, sistema de *net-metering*. Os fornecedores de energia pagam as FiT aos geradores e repassam os custos aos consumidores (IEA, 2019b).

Os níveis das FiT para novas instalações eram revisados periodicamente para garantir um retorno que incentivasse o investimento sem pagar valores excessivos. Para controlar os custos dos esquemas FiT e reduzir o custo para os consumidores, o esquema foi revisado em 2011 e 2015. Após a revisão de 2015, o governo reduziu o nível de suporte e fechou o esquema para inscrições a partir de 31 de março de 2019 (IEA, 2019b).

A RO consistia de um requerimento legal imposto aos geradores para gerar uma quantia mínima de eletricidade a partir de fontes renováveis, que eram

controladas na forma de Contratos de Obrigação Renovável (ROC, *Renewable Obligation Certificates*) e poderiam ser comercializados. Os geradores deveriam produzir a quantidade necessária de certificados, que representava a quantidade de energia renovável gerada. Porém, como mencionado, esses certificados poderiam ser comprados para completar a quantia necessária. Caso o gerador não cumprisse com a quantidade devida de ROC, deveria pagar uma multa por MWh devido para um fundo. Ao final do exercício dos certificados, o fundo era redistribuído aos geradores na proporção do volume de ROC que estes detivessem (SALAZAR *et al.*, 2019; FAN *et al.*, 2018).

Com a possibilidade de burlar os ROC e conseqüentemente o pagamento das multas, esse pagamento evitado se tornava custo do governo com o subsídio. Além disso, as multas pagas pelos produtores de eletricidade eram repassadas aos consumidores através do preço da eletricidade. Devido a essas questões com relação a eficiência do incentivo, a RO deixou de receber inscrições em 2017, após a aplicação do *Energy Act 2013*. Os contratos assinados de ROC continuarão a valer até sua data de expiração, que é de 20 anos a partir da assinatura, o estatuto também instituiu os CfD para substituir os ROC (SALAZAR *et al.*, 2019; FAN *et al.*, 2018).

Os CfD tem o propósito de assegurar estabilidade de preços eficiente e custo efetiva para novos empreendimentos, reduzindo a exposição à volatilidade dos preços no mercado atacadista. São implementados por contratos bilaterais, celebrados entre os geradores e a *Low Carbon Contracts Company*. Os projetos são inscritos para pleitear os contratos de acordo com o tipo de geração, e a competição pelo contrato se dá por meio de leilões. Os leilões tratam separadamente as fontes mais estabelecidas (energia eólica *onshore* e energia solar fotovoltaica) das menos estabelecidas (eólica *offshore*, co-geração por biomassa e tecnologias avançadas de conversão) (GOVERNMENT, 2019).

A energia gerada pelas usinas com os contratos é vendida normalmente no mercado. Porém, para reduzir a exposição à variação dos preços, os CfD pagam uma quantia variável para atingir o preço pré-acordado por kWh gerado. Quando o preço do mercado ultrapassa o valor pré-acordado, os geradores pagam de volta para o operador o valor excedente. Esta foi uma das formas que o Ofgem definiu para garantir a segurança da geração e proteger os consumidores ao mesmo tempo. O esquema forneceu novos investimentos substanciais e ajudou a reduzir significativamente os custos de algumas tecnologias renováveis, particularmente a energia eólica *offshore* (OFGEM, 2019c; SALAZAR *et al.*, 2019; IEA, 2019b).

Se tratando do mercado de varejo, a Grã-Bretanha tem buscado inserir o mercado medidores inteligentes no seu sistema de distribuição tanto de gás como de eletricidade. Algumas das vantagens da utilização dos medidores inteligentes é que os consumidores passarão a obter informações sobre seu consumo praticamente em tempo real, e o consumo deixará de ser cobrado de forma aproximada. O governo determinou em 2013 que todos os consumidores residenciais devem ter medidores inteligentes instalados em suas casas, a cargo dos fornecedores de energia até o final de 2020 (OFGEM, 2019c; DECC, 2019).

2.4 MERCADO DA ESPANHA

A Espanha iniciou uma série de reformas em seu mercado de energia elétrica em 1996, a partir dessas reformas passou a experimentar um crescimento acelerado no setor elétrico que durou até 2008. Na sequência, passou por uma recessão no setor que se estendeu até 2013, quando o governo realizou uma reforma estrutural no setor de energia, que estabeleceu uma nova regulamentação para reduzir e controlar o déficit tarifário. O déficit tarifário é a correlação negativa entre os custos de eletricidade e a receita obtida nas atividades reguladas, e vinha acumulando desde 2001, intensificando-se em 2005, como mostra a Figura 10 (IEA, 2015; MORALES; MCKENZIE, 2019).

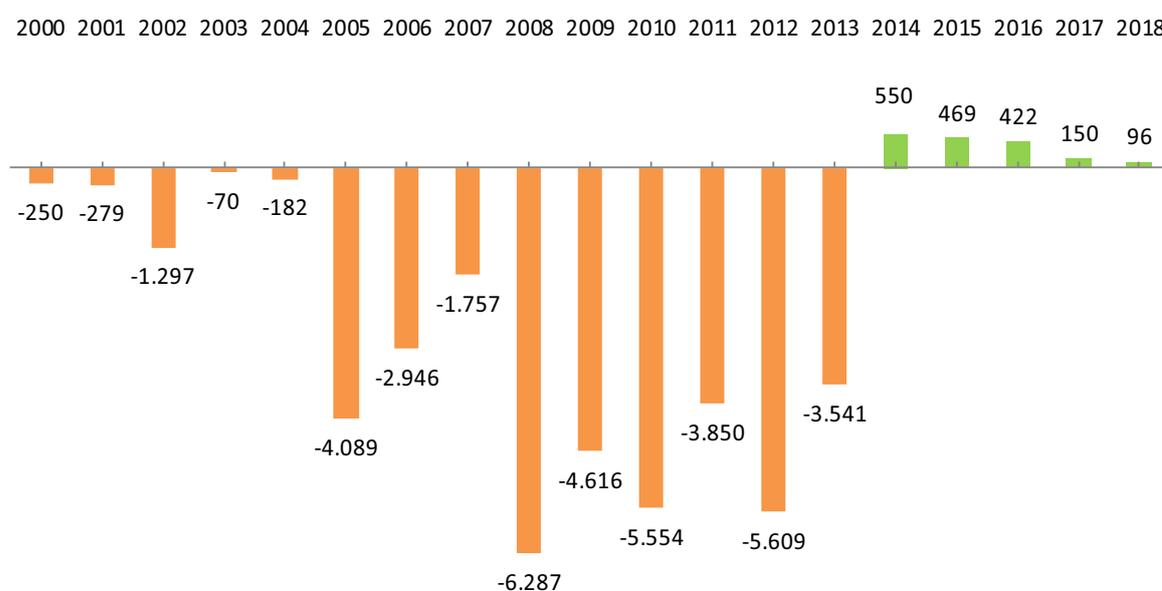


Figura 10 – Déficits/Superávits do sistema elétrico espanhol gerados anualmente entre 2000 e 2018 em milhões de euros.

Fonte: CNMC (2020).

De 2005 a 2013, os custos no sistema elétrico aumentaram 221%, enquanto as receitas aumentaram apenas 100%. Sendo os subsídios a parte mais

custosa no sistema. O governo espanhol identificou o déficit tarifário como um passivo financeiro em 2011, tornando-o um dos principais pontos de atenção das políticas energéticas. Em 2012, foi eliminado temporariamente o incentivo para novas instalações, além disso, o governo reduziu custos com transmissão e distribuição, aumentou a tarifa de energia e incluiu um imposto de 7% na geração de energia elétrica (IEA, 2015; MORALES; MCKENZIE, 2019).

Em julho de 2013, o governo estabeleceu um pacote mais amplo de reformas no mercado de energia elétrica. Reduziu em bilhões de euros por ano a remuneração e a compensação pelas atividades no sistema elétrico. A reforma também introduziu uma nova maneira de calcular os pagamentos às fontes de energia incentivadas. A conclusão da reforma se deu em 2016, com resultados satisfatórios para o governo, que conseguiu reverter a tendência de déficit e equilibrar os custos e a receita do setor. Além disso, em 2016 e 2017 aconteceram os primeiros leilões após a reforma, que contrataram todos os tipos de geração e, em alguns, exclusivamente energia renovável (IEA, 2015; IEA, 2019c).

A política energética da Espanha tem por objetivo o desenvolvimento sustentável e a segurança no suprimento do setor elétrico. As principais metas da Espanha derivam das diretrizes da UE, por exemplo, atingir 32% do consumo final de energia proveniente de fontes de energia renovável, conforme estabelecido na Diretiva Renováveis, e o objetivo de reduzir o consumo de energia em 32,5%, conforme estabelecido na Diretiva Eficiência Energética (REE, 2019).

2.4.1 INSTITUIÇÕES DO MERCADO

O setor de energia da Espanha é altamente regulado. Devido a sua importância estratégica e técnica, é necessário que se tenha uma estrutura regulatória que garanta a confiabilidade do sistema pelo menor custo possível, além de atender as demandas do país e da UE (MORALES; MCKENZIE, 2019). A Figura 11 apresenta as principais instituições do mercado espanhol.

O principal responsável pela formulação e implementação da política energética na Espanha é o Ministério da Indústria, Comércio e Turismo (Mincotur, *Ministerio de Industria, Comercio y Turismo*). É responsabilidade deste ministério aprovar as tarifas de acesso à rede elétrica, os componentes regulamentados dos preços da eletricidade e o nível das tarifas de acesso. O Mincotur é, também, responsável por estabelecer o Plano Nacional de Desenvolvimento da Rede Elétrica,

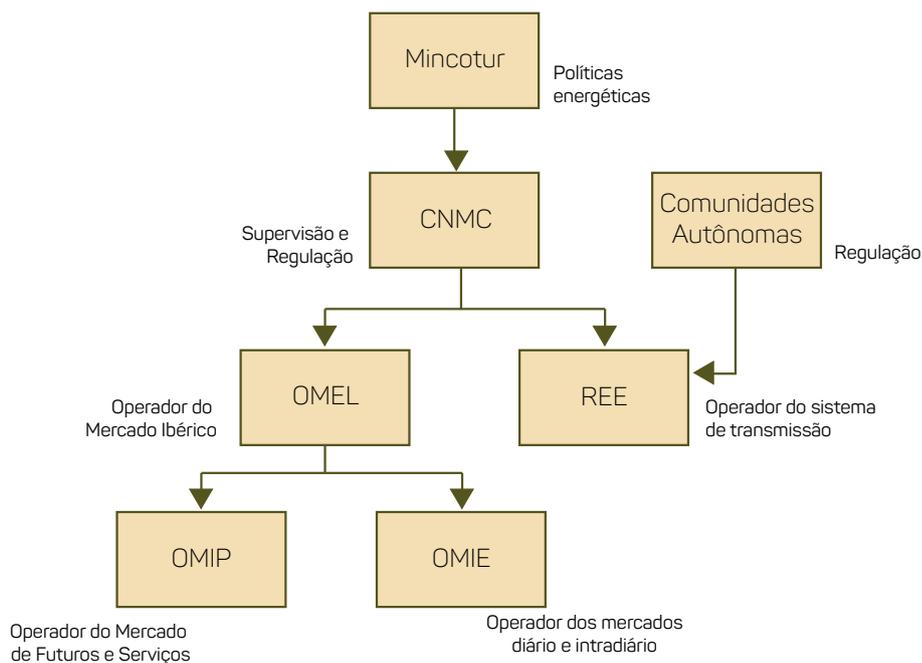


Figura 11 – Principais instituições do setor elétrico espanhol.

Fonte: Autoria própria.

que é avaliado juntamente à Comissão Nacional de Mercados e Concorrência (CNMC, *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia*) e aprovado pelo congresso. O plano nacional elabora os investimentos na rede de transmissão por seis anos (IEA, 2015).

A CNMC atua sob o Mincotur e é a entidade reguladora de diversos setores, incluindo o setor energético. Dentre outras atividades, a CNMC supervisiona o acesso às interconexões transfronteiriças e define a metodologia para o cálculo das tarifas de acesso à rede de acordo com os custos de transmissão e distribuição. No nível da UE, o CNMC coopera com outros reguladores por meio do Conselho de Reguladores Europeus de Energia e da Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia no desenvolvimento de códigos de rede e na implementação do mercado interno de eletricidade (IEA, 2015).

Para facilitar e coordenar a concessão de permissões para projetos de interesse comum da UE, tem-se a Direção Geral de Política Energética e Minas, integrada ao Mincotur. Sua atuação inclui também os projetos de interconexão do sistema elétrico (MPTFP, 2018).

Outras organizações que tem poder regulatório no setor de eletricidade são as Comunidades Autônomas³ que são responsáveis por autorizar a operação

³Comunidade Autônoma é uma entidade territorial administrativa espanhola que detém autonomia legislativa, com representantes próprios e determinadas competências executivas e administrativas.

de usinas até 50 MW no mercado de energia, o que inclui a maioria dos projetos de geração renovável. São as comunidades autônomas que autorizam a operação das redes de transmissão de 220 kV e todas as redes de distribuição (MORALES; MCKENZIE, 2019).

2.4.2 ESTRUTURA DO MERCADO

O Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) é o mercado de energia elétrica da Península Ibérica, operado em conjunto por Espanha e Portugal. O MIBEL é formado pelo conjunto dos mercados regulados e não regulados, em que se realizam transações ou contratos de energia elétrica e outros bens relativos à energia elétrica (MIBEL, 2019). As negociações podem se dar em diversas modalidades. Tem-se os contratos bilaterais, mercado futuro, mercado diário e intradiário, além do mercado de capacidade e de serviços ancilares, numa estrutura de acordo com a Figura 12.

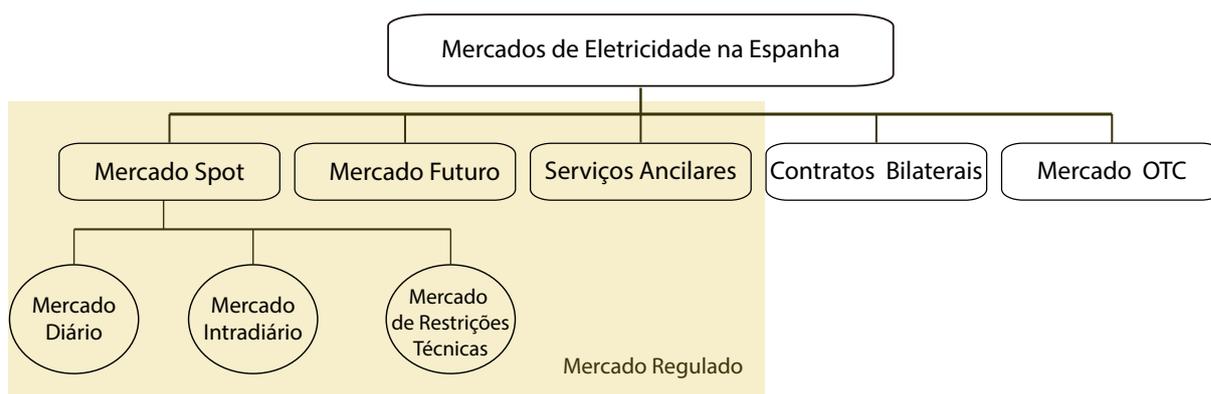


Figura 12 – Mercados de energia elétrica na Espanha.
Fonte: Adaptado de IEA (2015).

O Operador do Mercado Ibérico (OMI) é dividido igualmente entre o Operador do Mercado Ibérico de Energia na Espanha (OMIE) e o Operador do Mercado Ibérico de Energia em Portugal (OMIP). O OMIP é responsável por gerir o mercado futuro de energia elétrica (FWM), e o OMIE é responsável pelo mercado *spot* (DAM E IDM).

A compra e venda de energia não regulada no mercado espanhol é feita a partir de contratos bilaterais físicos e no mercado financeiro *over-the-counter* (OTC)⁴. Os contratos são feitos de acordo com as necessidades das partes envolvidas e o preço é definido de forma privada. Todos os agentes que não houverem registro de contrato bilateral devem participar do mercado *spot* (PALACIOS, 2019; OMI, 2019).

⁴ Mercado em que as negociações não são registradas obrigatoriamente, mesmo depois de uma compra ou venda.

No mercado regulado, existem dois mercados organizados de futuros, o mercado European Energy Exchange (EEX) e o FWM. No FWM, operado pelo OMIP em conjunto com a câmara de compensação OMIClear, pode-se negociar contratos com vencimento em até sete anos a frente (A+7) e os contratos são compensados e liquidados pelo OMIClear (OMI, 2019). As operações são feitas por *trade* contínuo, inscritas em contas de negociação e simultaneamente registradas em contas de compensação, nas quais se assegura a liquidação financeira dos contratos. O participante do mercado escolhe entre contratos com liquidação financeira e física ou apenas com liquidação financeira, a quantidade de energia a ser comprada ou vendida e o preço. Os ganhos ou perdas, calculados com relação ao preço *spot* da energia no dia da entrega, são liquidados com base diária (CES, 2018; OMIP, 2018).

Os contratos físicos devem ser registrados no mercado *spot* operado pela OMIE para que sejam contabilizados e haja a transação de energia. Os contratos com liquidação financeira e física, são obrigatoriamente registrados no mercado *spot*. Nos contratos com liquidação financeira, a energia não tem a obrigação de ser entregue, essa obrigação se dá apenas se for negociada também no mercado *spot*, por meio de contratos físicos. Caso os contratos não sejam liquidados no mercado *spot*, a liquidação é apenas financeira pela OMIClear (CES, 2018; OMIP, 2018).

O mercado *spot* é o principal mercado de contratação de energia na península ibérica. Os contratos de energia firmados no FWM são liquidados neste mercado. Até o meio-dia do dia anterior à entrega da energia são admitidas propostas de compra e venda de energia no mercado diário. O OMIE utiliza o EUPHEMIA para alocar os recursos, e são realizados 6 leilões intradiários para ajustar os valores determinados no mercado diário, até as 12:00 h do dia da entrega da energia. Desde 2018, o OMIE opera juntamente com o Mercado Intradiário Contínuo europeu (XBID), que permite que o ajuste da energia seja feito até uma hora antes da entrega (OMI, 2019).

Ainda no mercado *spot*, tem-se o mercado de restrições técnicas, operado pelo operador do sistema na Espanha, Red Electrica de España (REE). Neste mercado, a programação prevista pelo OMIE é analisada de forma a identificar restrições que garantam que a programação atenda aos requisitos de segurança, qualidade e confiabilidade. Caso seja necessário, a REE altera a programação, o que ocorre entre 4% e 5% dos programas. Este mercado se aplica no mercado diário, intradiário e por vezes em tempo real (PALACIOS, 2019).

Os serviços ancilares compreendem o mercado de regulação secundária,

mercado de regulação terciária, mercado de reserva adicional e a gestão de diferenças, e é controlado pela REE. A contratação dos serviços do sistema pode se dar por meio de leilões, contratos bilaterais ou mercado *spot* e o pagamento, quando o serviço não é obrigatório, é feito por meio de uma taxa cobrada dos consumidores (IEA, 2015; SOUSA, 2013; PALACIOS, 2019).

A reserva adicional é composta por usinas termelétricas, que tem longo tempo de partida, elas operam gerando o nível mínimo de energia tecnicamente viável, estando de prontidão para aumentar sua geração em caso de necessidade. Estas usinas também compõem a gestão de diferenças, em que as usinas participantes devem disponibilizar geração ou demanda no sentido oposto ao da previsão do operador do sistema. Essas diferenças podem se dar tanto pela variação da geração e consumo previstos, como pela variação da geração renovável (IEA, 2015; SOUSA, 2013; PALACIOS, 2019).

Além dos mercados citados, existem as ferramentas do mercado atacadista, que são os pagamentos por capacidade e os pagamentos por interruptibilidade. Os pagamentos por capacidade incluem dois tipos de serviço. Os serviços de disponibilidade são pagos por até um ano a usinas, geralmente termelétricas, para que estejam disponíveis para gerar energia e atender o operador do sistema. O segundo serviço é o de investimento em capacidade de longo prazo, em que os pagamentos servem como incentivo para a construção de novas usinas. A cobertura desse valor é feito por meio de uma cobrança na tarifa dos consumidores e essas ferramentas são operadas pela REE (IEA, 2015; OMIE, 2015; PALACIOS, 2019).

Os pagamentos por interruptibilidade são feitos aos grandes consumidores industriais para que diminuam seu consumo quando a geração de energia elétrica não puder suprir a demanda. Os pagamentos por interruptibilidade são constituídos por uma parcela fixa, para garantir a disponibilidade e uma parcela variável, quando a interrupção é feita de fato. A REE, supervisionada pela CNMC, designa as indústrias para fornecer este serviço (PALACIOS, 2019; OMIE, 2015).

2.4.3 INCENTIVOS VIGENTES

A Espanha iniciou as políticas de incentivo à geração renovável em 1997, quando introduziu o Regime Especial, que dá preferência na utilização das redes de transmissão e distribuição à energia gerada por diversas fontes de energia até 50 MW, renováveis ou não. Até 2008, por meio de leis e Decretos Reais, a Espanha

era líder na promoção de energia renovável. Entretanto, houveram diversas falhas no planejamento dos incentivos, principalmente das FiT, que levaram a suspensão dos incentivos para novas instalações em 2012. O Quadro 1 apresenta um breve resumo das principais ações de promoção a geração renovável na Espanha ao longo dos anos. (ESTADO, 1997; ALTOZANO, 2019; GÜRTLER *et al.*, 2019).

Quadro 1 – Principais ações relacionadas aos incentivos

Lei	Assunto
Lei 54/1997	<p>Liberalização do mercado de eletricidade e suporte as fontes de energia renovável</p> <ul style="list-style-type: none"> - Tratamento diferenciado por meio do Regime Especial - Acesso garantido à rede de transmissão - Subsídio do preço da energia - Início dos pagamentos por capacidade
RD 2818/1998	<p>Opções para os geradores de energia elétrica renovável: fixed-premium ou fixed-feed-in</p> <ul style="list-style-type: none"> - Criou desequilíbrios significativos nos custos - Aumento excessivo do preço para consumidores finais
RD 436/2004	<p>Subsídios com base na tarifa média de energia elétrica, calculada anualmente</p> <p>Incentivos à geração renovável para participar de todos os mercados de energia</p> <p>Foco na estabilidade do sistema com crescente participação da geração intermitente</p> <p>Aumento da energia renovável vendida diretamente no mercado <i>spot</i></p>
RDL 7/2006	Abolição da relação direta entre as FiT e o preço da eletricidade
RD 661/2007	<p>Desvincula a tarifa média de eletricidade do pagamento das FiT</p> <p>Valor mínimo e máximo para pagamentos de subsídios</p> <p>Maior suporte a geração por biomassa e cogeração</p>
RD 1578/2008	Desincentivo devido ao racionamento dos subsídios a geração fotovoltaica
RD 1003/2010	Afeta remunerações muito altas para geração fotovoltaica
RD 1614/2010	Estrutura legal para o fim do acordo tarifário entre o governo e a associação da indústria de energia solar e eólica

Quadro 1 continuação

Lei	Assunto
RDL 14/2010	Medidas urgentes para reduzir o déficit tarifário do sistema energético Supressão das inscrições aos incentivos
RDL 1/2012	- Corte de incentivos econômicos à novas instalações de geração elétrica, cogeração, geração renovável e biomassa
Lei 24/2013	Substitui a Lei 54/2007 Elimina o regime especial para novas instalações Revisa a remuneração das usinas (suficiente apenas para cobrir os custos e garantir um lucro razoável)
RD 413/2014	Apresenta os métodos de cálculo das Remunerações Específicas
Ord. Minist. IET/1045/2014	Estabelece os parâmetros de remuneração das usinas padrão
RD 947/2015	Suporte a novas usinas de geração eólica e biomassa Regulamenta o Regime de Remuneração Específica

Fonte: Adaptado de Bianco *et al.* (2019).

As FiT foram então completamente reformuladas a partir de 2013, sendo substituídas por um esquema de compensação especial referente a capacidade instalada, o Regime de Remuneração Específica. Este regime introduziu a Remuneração Específica, uma remuneração complementar a ser paga sobre o preço do mercado de energia, com diferenças importantes em relação as FiT anteriormente aplicáveis (ALTOZANO, 2019).

Enquanto as FiT eram aplicáveis a qualquer usina renovável sem limite de produção de energia elétrica, a remuneração específica é paga com base na capacidade instalada, ao invés da energia gerada, sendo limitada a uma quantia que o governo determina como necessária para que a usina possa competir sem prejuízos no mercado de energia. As remunerações específicas são sujeitas a revisões a cada 3 ou 6 anos, as FiT não previam revisões dos pagamentos por todo o tempo de contrato, que poderia chegar a 30 anos. Anteriormente, eram considerados os parâmetros individuais de cada usina para o cálculo do pagamento das FiT, com a remuneração específica, criou-se modelos de "usinas padrão", chamadas de *instalaciones tipo*, que servem de referência para determinar as remunerações específicas (ALTOZANO, 2019; ESPAÑA, 2014).

A remuneração específica consiste principalmente de dois pagamentos,

a remuneração por investimento e por operação. O pagamento por investimento é calculado a partir da potência instalada das usinas e o custo de investimento referente às usinas padrão, visto que estes custos não são recuperáveis com a venda de energia no mercado. O pagamento por operação é feito de acordo com a diferença entre os custos de operação e a receita obtida a partir da venda de energia elétrica no mercado considerando a operação por uma usina padrão (ALTOZANO, 2019; ESPAÑA, 2014).

As usinas padrão, conforme o Art. 13 do decreto em Espanha (2014), são estabelecidas de acordo com o tipo de geração, tecnologia, potência instalada, entre outros fatores. Cada usina padrão corresponde a um conjunto de parâmetros de remuneração, que são calculados de acordo com a atividade realizada por uma empresa eficiente e bem administrada, e esses parâmetros se aplicam a todas as usinas que se enquadram em cada usina padrão.

2.5 MERCADO DA DINAMARCA

A Escandinávia foi uma das primeiras regiões no mundo a liberalizar o setor energético, tanto na geração quanto na comercialização. A desregulamentação do setor se iniciou com o Energy Act de 1990, a partir do qual o setor de geração passou por uma rápida evolução com a implementação de geração distribuída. Essa geração é proveniente, principalmente, de turbinas eólicas, usinas de cogeração e, mais recentemente, energia solar fotovoltaica (PINSON *et al.*, 2017).

As diretrizes para políticas energéticas e climáticas da Dinamarca são estabelecidas no Energy Agreement (Acordo Energético). A tradição de Acordos Energéticos a longo prazo garante continuidade e estabilidade no mercado de energia, resultando em um ambiente atrativo para investidores.

O acordo energético com as diretrizes para o período de 2012 a 2020 estabelecia metas de emissão de carbono e de implantação de energias renováveis, garantindo um ambiente econômico estável (DINAMARCA, 2012).

O acordo de 2012 também descreve as medidas tomadas para atingir os objetivos. Em relação a geração de energia elétrica, ficou estabelecida a meta de ter 50% do consumo elétrico fornecido por energia eólica em 2020. Além disso, as diretrizes no acordo visam a redução no consumo bruto de energia por meio da eletrificação de setores, como transporte e aquecimento urbano, e da implementação de tecnologias mais eficientes.

O novo Acordo Energético foi elaborado em 2017 contando com

a consulta aberta e transparente de *stakeholders* e com uma comissão de pesquisa independente, formada por especialistas representantes dos ambientes acadêmico e empresarial. Assim é garantido o consenso entre os partidos para a implementação de políticas energéticas baseadas em análises sócio-econômicas confiáveis (IEA, 2017, p.13).

2.5.1 INSTITUIÇÕES DO MERCADO

Na Dinamarca, o Ministério de Energia, Serviços Públicos e Clima (MESPC) é o órgão responsável por políticas nacionais e internacionais relacionadas a mudanças climáticas, energia e pesquisas geológicas e meteorológicas nacionais. A Figura 13 apresenta a organização do Ministério, com os órgãos subordinados e os departamentos independentes que o compõem.



Figura 13 – Instituições Ministeriais.
Fonte: Adaptado de Dinamarca (2020).

O MESPC é formado pelo Departamento próprio do ministério; o Instituto Meteorológico da Dinamarca (DMI, *Danish Meteorological Institute*); o Departamento de Pesquisa Geológica da Dinamarca e Groelândia (GEUS, *Geological Survey of Denmark and Greenland*); a Agência de Dados Geológicos da Dinamarca (GST, *Danish Geodata Agency*); a Agência para Fornecimento de Dados e Eficiência (SDFE, *Agency for Data Supply and Efficiency*); a Agência de Energia da Dinamarca (DEA, *Danish Energy Agency*); e os departamentos independentes associados: O Regulador de Serviços Públicos da Dinamarca (DUR, *Danish Utility Regulator*); Energinet.dk; e o Conselho Climático (*Climate Council*) (DINAMARCA, 2020).

A SDFE coleta e processa dados a respeito da Dinamarca e fornece aos

setores público e privado informações confiáveis. O órgão tem o objetivo de garantir que os dados de diversas áreas sejam combinados e utilizados em contexto de modo a aprimorar a eficiência nas decisões que afetem a sociedade (DINAMARCA, 2020; DINAMARCA, 2020b).

O DMI fornece serviços meteorológicos incluindo previsão e monitoração do clima e condições ambientais relacionadas, na atmosfera, no mar e em terra (DINAMARCA, 2020).

A GST é responsável pelo levantamento, mapeamento e registro de terras. Enquanto o GEUS é uma instituição independente responsável por pesquisa, consulta e comunicação relacionada a exploração e proteção de recursos geológicos naturais, incluindo recursos hídricos, minerais e energéticos (DINAMARCA, 2020).

A Energinet é uma empresa pública, propriedade do Estado da Dinamarca, representada pelo ministro de energia, serviços públicos e clima. É o operador dos sistemas de transmissão (TSO) de eletricidade e gás da Dinamarca. É proprietária dos sistemas de distribuição que opera, e coproprietária dos interconectores com a Suécia, Alemanha e Noruega (IEA, 2017). A empresa é responsável por manter a segurança de fornecimento de energia, garantir condições ótimas para os mercados de eletricidade e gás, e integrar as fontes de energia renovável (ENERGINET.DK, 2020).

A ENS é a Agência de Energia da Dinamarca (DEA), responsável pela implementação de políticas e medidas relacionadas a produção, distribuição e consumo de energia. A agência também atua na otimização de serviços públicos, que incluem, além de energia, água e telecomunicações (DINAMARCA, 2020). No mercado de eletricidade suas atribuições incluem desenvolver a legislação para geração, transmissão e distribuição; garantir a competitividade do mercado no setor de potência; defender os direitos dos consumidores; e organizar as propostas de energias renováveis. A DEA também atua no sentido de facilitar empreendimentos de energias renováveis *offshore* alocando as permissões necessárias, e coordenando processos de consulta com outras autoridades (IEA, 2017; DINAMARCA, 2020).

O DUR regula os mercados de eletricidade, gás natural e aquecimento urbano, substitui o antigo órgão regulador, DERA (DINAMARCA, 2020). No mercado de eletricidade, o foco de sua atuação é a regulação das companhias de transmissão e distribuição, o TSO e o DSO. O DUR estabelece os preços permitidos para as companhias de eletricidade e a obrigação de fornecimento. Além disso, é responsável pela supervisão da implementação de medidas de eficiência energética e pela

cooperação com os reguladores nórdicos no Fórum dos Reguladores de Energia Nórdicos (NordREG) no sentido de alinhar as operações do mercado de energia (IEA, 2017; DINAMARCA, 2020).

O Conselho Climático é um órgão independente de especialistas. Ele fornece sugestões de políticas climáticas para reduzir a emissão de gases causadores do efeito estufa de maneira viável, mantendo o desenvolvimento econômico (DINAMARCA, 2020). Para cumprir seu objetivo, uma das funções do conselho é manter contato com a comunidade internacional, de modo a manter-se atualizado no campo de análise climático. Além disso, o conselho também coleta as opiniões das partes interessadas, no setor público e privado, para organizar a transição para uma sociedade sustentável de maneira viável (DINAMARCA, 2020a).

Em 2016, para a elaboração do Acordo Energético 2020-2030 foi estabelecida a Comissão Energética (EK, *Energikommissionen*), com a participação de 9 membros representando empresas e universidades. Em 2017 a comissão publicou suas recomendações de políticas energéticas para que a Dinamarca cumpra seu objetivo de implementar uma rede elétrica 100% renovável até 2050. E em 2018 foi publicado o novo acordo energético implementando as recomendações da comissão para realizar a transição energética de forma eficiente do ponto de vista econômico (COMMISSION, 2017).

Para desenvolver iniciativas políticas relacionadas ao clima, o MESPC deve trabalhar em conjunto com outros ministérios, por exemplo, os ministérios de Meio Ambiente, Transporte, Residências e Finanças. Além disso, todas as decisões com impacto econômico significativo são levadas ao Comitê Econômico, onde participam os ministérios relevantes (IEA, 2017).

2.5.2 ESTRUTURA DO MERCADO

A Dinamarca participa do mercado regional dos países nórdicos, cujo NEMO é o NordPool. Cerca de 90% de toda a eletricidade consumida nos países nórdicos é comercializada pelo NordPool, os outros 10% são comercializados por outros operadores de mercado da UE ou por contratos bilaterais (LUSTH *et al.*, 2019).

O mercado atacadista é composto de um mecanismo de alocação de energia, o DAM e o IDM, e um mecanismo de balanceamento de mercado em tempo real, BM. O DAM e IDM são operados em duas zonas de preços desacoplados, *Western Denmark* e *Eastern Denmark*, sendo que as zonas são interligadas aos

mercados Nórdico e Europeu (IEA, 2017; PINSON *et al.*, 2017).

O cronograma de consumo e produção das comercializações realizadas no mercado atacadista é notificada aos operadores do sistema, DSO e TSO. No mercado de balanceamento, BM, a operação é realizada em tempo real pelos DSOs e TSO, e posteriormente é realizada a liquidação financeira dos volumes de energia movimentados (PINSON *et al.*, 2017).

Apesar de o mercado atacadista de energia estar bem integrado aos mercados internacionais, o mercado de varejo continua, em grande parte, nacional. Desde 2003, todos os consumidores da Dinamarca são livres, podendo escolher de qual fornecedor comprar a energia, em um modelo de mercado denominado *Supplier-Centric* (centralizado no fornecedor), pois toda a interação entre os consumidores e o mercado é feita por intermédio dos agentes fornecedores. Os fornecedores compram a energia diretamente dos geradores, recebem dados de medição do TSO e do DSO e as informações das autoridades tarifárias para cobrar do consumidor uma única conta (ENERGINET.DK, 2019b; ENERGINET.DK, 2019a). A Figura 14 ilustra as relações comerciais estabelecidas entre os agentes do mercado de energia elétrica.

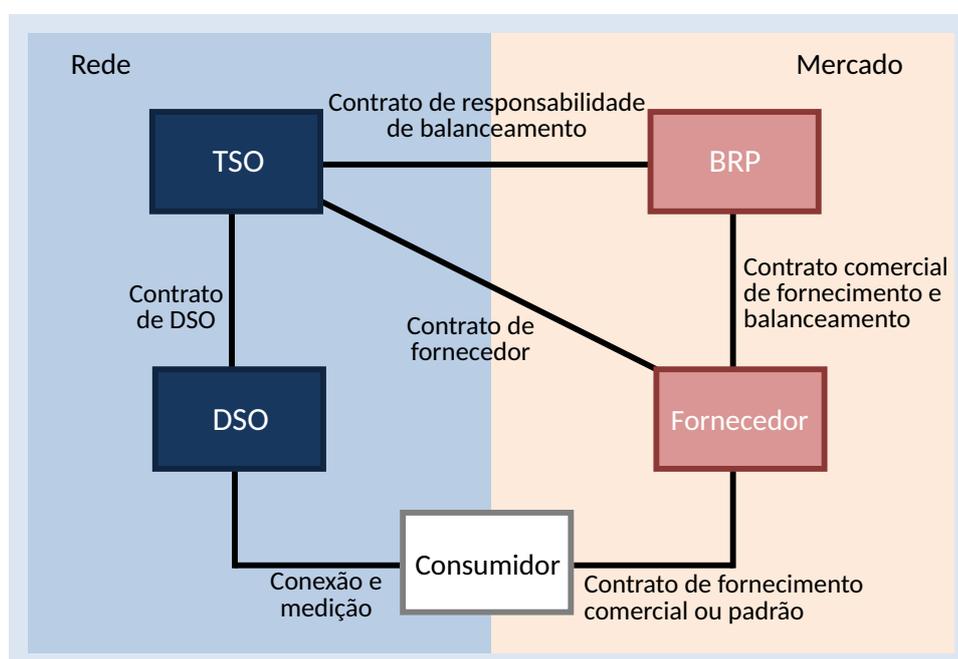


Figura 14 – Estrutura do mercado de varejo de energia elétrica na Dinamarca.
Fonte: Adaptado de Kitzing *et al.* (2016).

Os agentes fornecedores atuam como comercializadores de energia para o consumidor final. Para servir um cliente, o fornecedor deve firmar um contrato de fornecimento com o consumidor. Este pode ser um contrato comercial, quando o consumidor escolhe seu fornecedor, ou um contrato padrão. O contrato

padrão é estabelecido quando o cliente é atendido pelo fornecedor responsável pela obrigação de fornecimento em sua área, este tem a função de entregar energia para consumidores que não tem contrato comercial, por um preço e termos especiais (ENERGINET.DK, 2016a).

Antes de se tornar ativo, todo fornecedor em potencial deve se comprometer com suas responsabilidades mediante contrato com a DEA, Estabelecendo requisitos mínimos para atuar como fornecedor. O agente fornecedor também deve se comprometer a atuar de acordo com as regras de mercado do TSO, através de contrato de fornecedor (ENERGINET.DK, 2016b; KITZING *et al.*, 2016).

Os clientes residenciais são conectados na rede de distribuição por meio de contrato com o DSO. O DSO, por sua vez, para começar a operar, deve ter permissão de conexão ao sistema de transmissão, junto ao TSO. O DSO é responsável pela operação e manutenção da rede de baixa tensão em sua área de atuação, na qual possui um monopólio natural, sendo responsabilizado perante a autoridade reguladora pela qualidade de fornecimento de energia.

Como não há competição direta entre DSOs, o consumidor é obrigado a se conectar ao DSO que atende sua região. O DSO por sua parte é obrigado a fornecer um serviço neutro e não discriminatório. Além disso, a medição do consumo, a manutenção e a instalação de novos medidores, geralmente são realizadas pelo DSO. Este serviço, no entanto, pode ser terceirizado caso o cliente opte por fazê-lo (KITZING *et al.*, 2016).

Outro agente que atua no mercado da Dinamarca é o responsável por balanceamento. Este é economicamente responsável perante o TSO por manter um portfólio equilibrado a cada hora. Para isso, toda a produção e todo o consumo devem estar registrados com um responsável por balanceamento para para alocar o montante de energia medido. Assim, o agente de balanceamento verifica se há desequilíbrio entre os montantes em contrato e o realmente medido de geração ou consumo. Para manejar os desequilíbrios, o responsável por balanceamento deve comprar eletricidade de um fornecedor ou produtor conectado a rede, ou vender eletricidade para um consumidor. Os pagamentos correspondentes a eletricidade utilizada para balanceamento do sistema são realizados posteriormente pelo responsável pela liquidação de diferença (ENERGINET.DK, 2016b).

A operação do sistema de transmissão da Dinamarca é um monopólio nacional da empresa estatal Energinet.dk, sendo responsável pela operação e manutenção da infraestrutura de alta e média tensão. Sua tarefa primária é assegurar

a operação do sistema, incluindo manter o equilíbrio do sistema a qualquer momento, em particular, quando ocorre uma escassez não planejada de geração. Para isso o TSO opera diversos mercado de serviços ancilares e reserva de capacidade, além de ser responsável, também, pelo planejamento a longo prazo de investimento no sistema. Assim, sendo regulado com base em *cost-plus*, ou seja, um custo necessário tem uma taxa de retorno necessária (KITZING *et al.*, 2016).

Em relação ao mercado de varejo, o papel do TSO é limitado, não há contato direto entre a Energinet.dk e o cliente. No entanto, o TSO tem uma influência significativa no mercado definindo normas técnicas e comerciais. Também tem uma atuação central na comunicação de dados, sendo proprietário e operador do DataHub, a central de dados do mercado de energia da Dinamarca (ENERGINET.DK, 2016b).

O DataHub é uma plataforma digital para gestão de dados do sistema elétrico operada pela Energinet.dk. Seu propósito é facilitar a operação do mercado por meio da uniformização dos métodos de comunicação e padronização de processos. Espera-se que a simplificação das relações de mercado estimule a competição no setor e a inovação, preparando o mercado para receber novas tecnologias de *smart grids*, e otimize o ambiente de mercado para o consumidor (ENERGINET.DK, 2016d; ENERGINET.DK, 2019a).

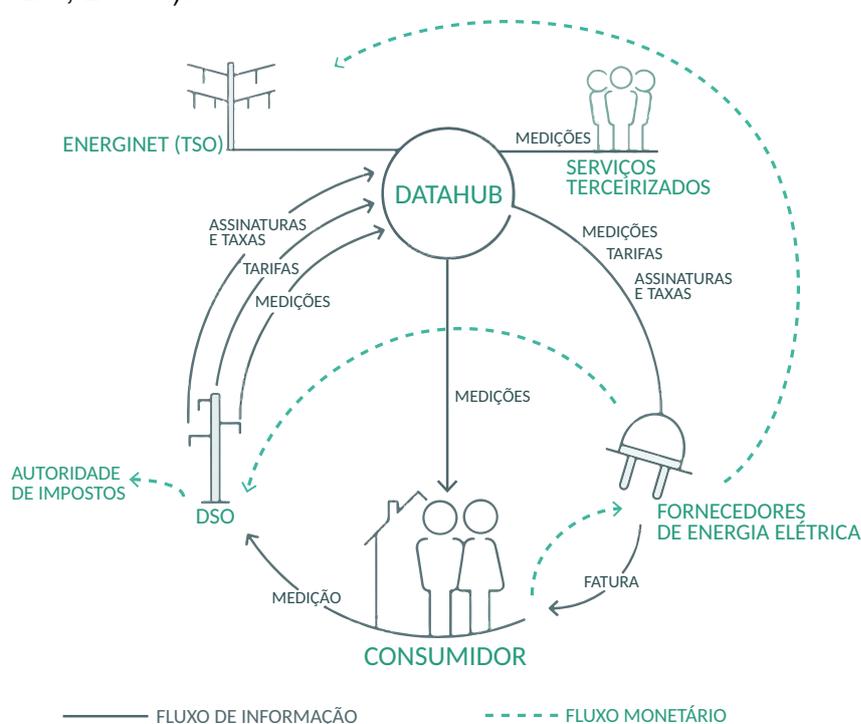


Figura 15 – Sistema centralizado no comercializador com DataHub.
Fonte: Adaptado de Energinet.dk (2019a).

Na Figura 15 pode-se ver o fluxo de dados no DataHub bem como as

relações financeiras no mercado de varejo. O DSO realiza as medições de consumo dos clientes e envia os registros para o DataHub, juntamente com informações de impostos e outros elementos de preço. Os dados de medição são coletados pelo respectivo fornecedor de eletricidade responsável por cada ponto de medição e utilizados para compor a conta do consumidor, juntamente com as informações de tarifas do TSO, também disponíveis no DataHub, para gerar uma única conta para o consumidor. Posteriormente, o fornecedor repassa os valores devidos para os demais agentes, o DSO, por sua vez, é responsável por repassar os impostos para a autoridade fiscal da Dinamarca (ENERGINET.DK, 2019a; ENERGINET.DK, 2016d).

O consumidor tem direito ao acesso de seus próprios dados armazenados no DataHub sem cobranças adicionais, por meio do portal do próprio fornecedor ou pela página de dados do mercado elétrico da Energinet.dk. Além disso o DataHub também fornece os dados de consumo para prestadores de serviços terceirizados, de acordo com os limites de privacidade estabelecidos por cada cliente (ENERGINET.DK, 2019a).

2.5.3 INCENTIVOS VIGENTES

Segundo IEA (2017), o progresso que vem sendo realizado pela Dinamarca, no sentido de descarbonização do país, é fruto de uma abordagem holística à questão energética, envolvendo todos os setores econômicos relacionados. Além da implementação de mais geração renovável na rede elétrica, o governo também investe em medidas para garantir que as novas energias intermitentes sejam comportadas pelo sistema sem grandes perturbações na operação e na segurança de fornecimento. Para tanto, são implantadas ferramentas de incentivo para o desenvolvimento de tecnologia para geração eólica, eficiência energética, redução do consumo de energia e inserção de novas tecnologias e serviços para o sistema elétrico, como as *smart grids*.

As primeiras ações do governo dinamarquês em relação às energias renováveis foram focadas na tecnologia de geração eólica. Desde 1978, existe um programa de teste e certificação para garantir a confiabilidade de turbinas eólicas. Em 1979 foi estabelecido um subsídio para quem instalasse autogeração eólica, de 30% do valor de compra da turbina eólica. Com o crescimento do mercado de turbinas eólicas, o subsídio foi reduzido gradativamente até ser terminado em 1989. No intervalo de 10 anos em que esteve ativo, foram subsidiados 38 milhões de euros, para a instalação de 300 MW de geração eólica. Além disso, em 1982, foi criado o Comitê

Governamental para a Promoção de Sistemas Energéticos, sua atuação consistia, principalmente, em desenvolver tecnologias de turbinas eólicas e, em menor escala, outras renováveis (MEYER, 2004).

Após a diretiva de liberalização dos mercados de energia da União Europeia, o parlamento da Dinamarca adotou um novo Ato Energético, de 1999. Este ato estabeleceu PSOs (Obrigações de Serviço Público) baseados em considerações de segurança de suprimento, qualidade de energia, preços e proteção ambiental. As PSOs permitem manter o suporte a fontes renováveis no mercado após a liberalização (MEYER, 2004). Na Dinamarca, o PSO é cobrado na conta de energia elétrica de todos os consumidores e é utilizado para financiar programas de apoio a energias renováveis (IEA, 2017).

Para amenizar os impactos da inserção de geração intermitente no sistema elétrico, o governo se empenha para reduzir o consumo de energia. Para tanto utiliza a tributação da energia, para incentivar o consumo consciente, e programas de eficiência energética, direcionadas, por exemplo, ao setor de aquecimento para prédios e a implementação de cogeração por fontes renováveis, como biomassa e biogás, em indústrias (IEA, 2017).

Para promover a eficiência energética, existem normas de construção para novos prédios relacionadas ao isolamento térmico e às tecnologias de aquecimento permitidas. Além de subsidiar a renovação energética, para reformas que garantem melhor aproveitamento de energia, e construções de alta eficiência (PARAJULI, 2012).

Graças às políticas de eficiência energética, a Dinamarca tem mantido um alto crescimento econômico com um consumo de energia praticamente constante desde 1980, ao mesmo tempo que se realizam frequentes alterações no sentido da descarbonização do setor energético. Isso é possível devido a um planejamento de longo prazo dos programas nos setores de energia. Todos os projetos incentivados pelos esquemas de suporte geram uma alta demanda de mão de obra qualificada para desenvolver e implementar tecnologias, realizar diversas obras de geração distribuída e de construções eficientes energeticamente (PARAJULI, 2012). A Comissão Energética também destaca a importância de reforçar a liderança do país no desenvolvimento de novas tecnologias de energia, mantendo uma vantagem econômica se posicionando como exportador nesse mercado (COMISSION, 2017; DINAMARCA, 2018).

As principais formas de suporte concedidos a geração de energia elétrica por fontes renováveis são *feed-in tariff* (FiT) e preço de liquidação fixo

(DINAMARCA, 2017). As FiTs correspondem a um preço fixo por unidade de energia gerada pago além do preço de mercado. É estabelecido um teto para a soma do preço de mercado com o valor da FiT, se o limite de preço for atingido a FiT é reduzida. Essa é a principal forma de subsídio para energias renováveis, principalmente para a instalação de geração eólica. Além da FiT, usinas eólicas *onshore* e eólicas *offshore* que não foram contratadas por licitação também recebem um reembolso de balanceamento, que é um preço fixo pago por unidade de energia no caso de ocorrer redução na geração por ação do TSO durante a operação de liquidação de energia no BM (DINAMARCA, 2015).

O esquema de preço de liquidação fixo é concedido para turbinas eólicas residenciais, com potência instalada abaixo de 25 kW, e garante que a geração receberá um preço mínimo por kWh. O subsídio paga a diferença entre o preço de mercado e o preço fixo estabelecido (DINAMARCA, 2017; DINAMARCA, 2015).

A Dinamarca mantém uma quantidade de usinas térmicas mandatárias para manter a flexibilidade do sistema. A maior parte da geração termelétrica ainda é proveniente de gás natural (IEA, 2017). Mas as políticas energéticas também são voltadas às térmicas renováveis, principalmente usinas de alta eficiência de cogeração e cogeração distribuída de queima de resíduos sólidos, biogás e biomassa que recebem subsídios na forma de FiT ou de preço de fixo, dependendo tamanho da usina e do combustível utilizado (DINAMARCA, 2017; DINAMARCA, 2015).

As fontes renováveis de menor penetração na matriz energética da Dinamarca, como solar fotovoltaica, geração maremotriz e hidrelétrica podem receber subsídios para geração participando de *pools* de energia anuais de até 20 MW. O *pool* é realizado pelo TSO, Energinet.dk, agregando a capacidade de diversos geradores de fontes renováveis. Assim, os proprietários dos geradores agregados recebem um subsídio, na forma de preço de liquidação fixo, pela energia que é entregue para comercialização no mercado (DINAMARCA, 2017; DINAMARCA, 2015).

Como incentivo para autogeração residencial há um programa de isenção de impostos. No entanto, se o produtor vender a energia na rede e comprar de volta posteriormente, deve pagar impostos pela energia comprada. Outra opção é participar do programa de compensação de energia, que permite deduzir a energia comprada com a energia produzida na mesma hora, nesse caso paga-se somente o imposto de utilização do sistema elétrico. Além disso, o produtor pode receber um pagamento pela energia injetada na rede se a geração dentro de uma hora for maior que o consumo (DINAMARCA, 2017).

Como resultado dessas políticas a energia eólica se tornou uma das principais fontes de abastecimento da Dinamarca, sendo responsável por 42% de toda a geração elétrica do país em 2016, de acordo com IEA (2017, p.73). No entanto, para a Comissão Energética, o fornecimento de energia constitui um preço elevado para consumidores, empresas e para a sociedade. Apesar do sucesso na descarbonização da matriz energética, os custos relacionados às políticas de suporte tem crescido significativamente. Para continuar o planejamento energético e cumprir os objetivos de longo e médio prazo, o Governo da Dinamarca está modificando os incentivos a energias renováveis para introduzir soluções baseadas no livre mercado (COMISSION, 2017; IEA, 2017). Assim, os antigos programas de subsídios, da forma como funcionavam, foram descontinuados em 2018, de acordo com o planejamento do novo Acordo Energético, seguindo as orientações da Comissão Energética, para a implantação de mecanismos de suporte baseados na competição do mercado (DINAMARCA, 2017; DINAMARCA, 2018; COMISSION, 2017).

Uma das mudanças recentes mais críticas foi a descontinuação do PSO, em 2017. Com essa decisão, o financiamento das medidas de suporte a políticas de energia sustentável passa a ser realizado por um novo modelo, com fundos provenientes do orçamento geral do Estado. Essa é uma medida importante para promover a eletrificação dos setores de energia, principalmente aquecimento e transporte. A eletrificação possibilita a implementação de novas tecnologias de alta eficiência que utilizam as fontes renováveis da matriz elétrica, além de fornecer outras formas de escoamento da produção excedente de energia elétrica renovável. Estima-se que a redução na tarifa de energia pela remoção do PSO causará um aumento no consumo de cerca de 3,4 TWh em 2020 (IEA, 2017).

Como forma de aumentar a competitividade do mercado e incentivar novas soluções, serão implementadas licitações de tecnologia neutra como uma nova forma de contratação de empreendimentos de geração renovável. No novo modelo, projetos de geração eólica irão competir com geração solar fotovoltaica. Os projetos licitados serão aqueles que oferecerem mais geração pelo preço FiT mais baixo, esses empreendimentos receberão licença para serem realizados e, uma vez que estiverem conectados a rede e operando, receberão o valor de FiT acordado, somado ao preço do mercado. Nos antigos sistemas de subsídios, eólicas *onshore* recebiam FiTs de 0,25 coroas dinamarquesas/kWh (cerca de 0,033 euros/kWh), o teto para o novo sistema de licitação é de 0,13 coroas/kWh (cerca de 0,017 euros/kWh) (DINAMARCA, 2017).

Inicialmente, foi alocado 1 bilhão de coroas para subsidiar empreendimentos de energias renováveis contratados por licitações, por meio de FiT concedidas por um período de 20 anos. Nos horários em que o preço da energia for zero ou negativo, a FiT não será paga. Assim, os produtores de energias renováveis ficam expostos a condições normais de mercado, com sinais de preços adequados, sendo incentivados a produzir somente quando o preço de energia for alto. Isso deve amenizar a pressão negativa exercida pela geração renovável nos preços de energia (DINAMARCA, 2017; IEA, 2017).

Além disso, o projeto do governo para financiamento de novas tecnologias também foi reestruturado. Foi alocado um orçamento de 150 milhões de coroas para suporte a instalação de novas tecnologias de turbinas eólicas por um período de 3 anos. O propósito principal dessas turbinas é o desenvolvimento de tecnologias mais eficientes para aperfeiçoar o desempenho do sistema a longo prazo, além de manter a vantagem tecnológica da Dinamarca e fomentar a indústria de turbinas eólicas (COMISSION, 2017; DINAMARCA, 2017).

3 METODOLOGIA

O capítulo anterior, referente à caracterização dos mercados, teve como principais referências relatórios, leis e regulamentações que não são catalogados nas bases de dados científicos. Portanto, a metodologia utilizada na contextualização do trabalho foi exploratória.

Este capítulo tem por objetivo apresentar a metodologia empregada neste trabalho e contextualizar a definição da pesquisa e sua execução.

3.1 ENQUADRAMENTO METODOLÓGICO

O objetivo dessa pesquisa é gerar conhecimentos para a aplicação prática, buscando a solução de um problema específico, sendo assim, é considerada de natureza aplicada (GERHARDT; SILVEIRA, 2009).

As pesquisas costumam ser classificadas de acordo com seus objetivos gerais. No que diz respeito a esta pesquisa, tem característica exploratória por buscar maior familiaridade com a reestruturação dos mercados de energia, com a finalidade de explorar seu desenvolvimento e construir hipóteses a partir do material encontrado, utilizando uma abordagem predominantemente qualitativa (GIL, 2002).

O delineamento da pesquisa, quanto a seus procedimentos, é de pesquisa bibliográfica e documental, por buscar informações em artigos científicos, livros, relatórios institucionais, acervo legal ou regulatório de cada país. Para o desenvolvimento da pesquisa é realizada uma Revisão Sistemática da Literatura (RSL), juntamente com a análise de conteúdo.

3.2 MÉTODO E PROCEDIMENTO DA PESQUISA

De acordo com Felizardo *et al.* (2017), a revisão sistemática da literatura tem como objetivo identificar, analisar e interpretar as evidências disponíveis relacionadas a um determinado assunto de interesse. A RSL busca responder a uma determinada pergunta, reduzindo o viés durante a pesquisa.

Uma revisão sistemática é baseada em um protocolo, em que se

define as questões de pesquisa, a estratégia de busca e o relatório onde são divulgados os resultados. O processo para condução da revisão se dá em três etapas: planejamento, condução e publicação dos resultados (MAFRA; TRAVASSOS, 2006; FELIZARDO *et al.*, 2017).

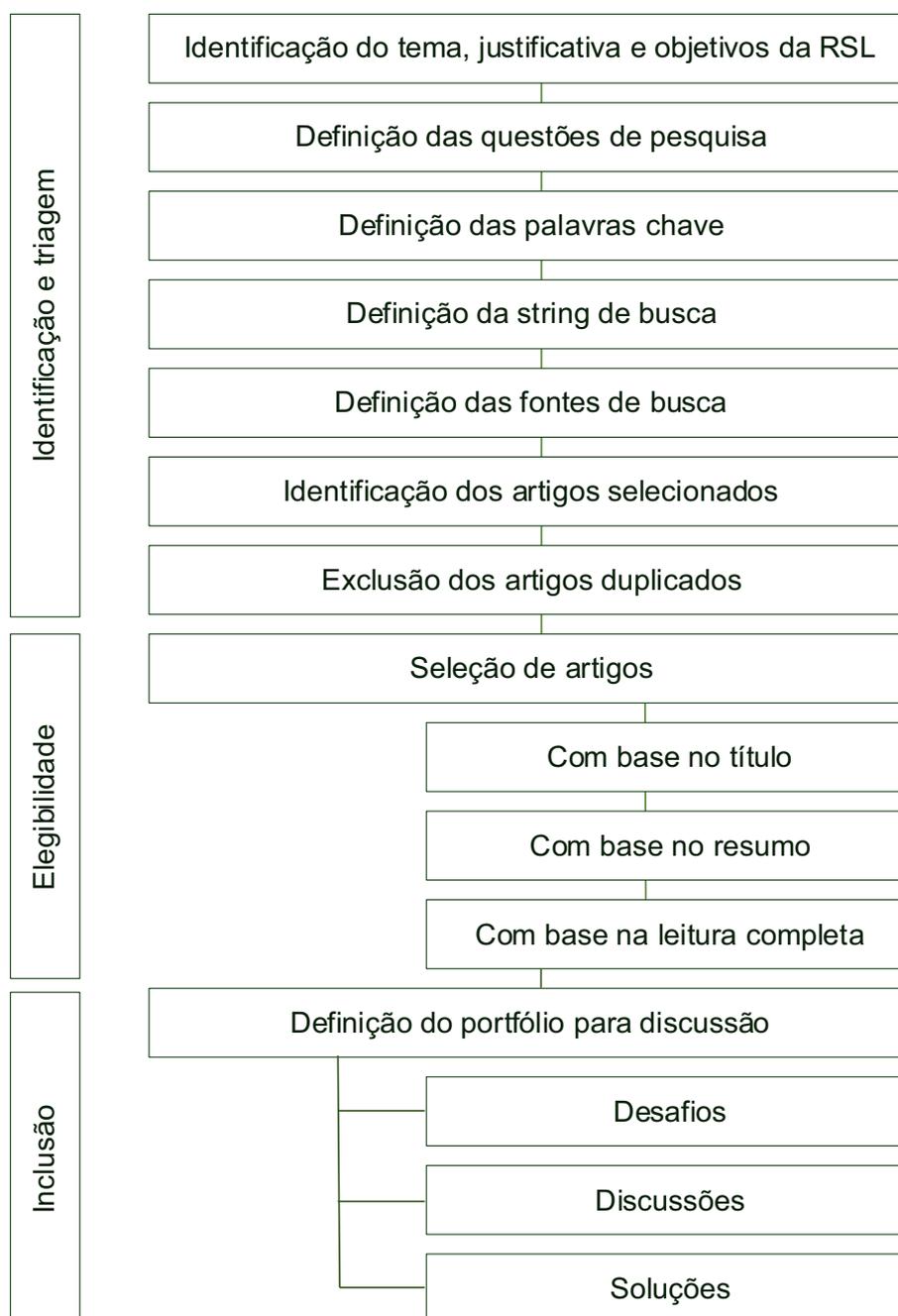


Figura 16 – Fluxograma para o processo de identificação e triagem, elegibilidade e inclusão dos estudos na RSL.

Fonte: Adaptado de Mardani *et al.* (2017).

A Figura 16 apresenta as etapas de identificação e triagem, elegibilidade e inclusão dos estudos no processo de RSL. Na etapa de planejamento da revisão identifica-se a real necessidade ou motivação de uma RSL, nesta etapa define-se o

objetivo da pesquisa e o protocolo de revisão. Na etapa de condução da pesquisa são selecionadas as fontes de busca, os estudos primários são identificados, selecionados e avaliados de acordo com critérios estabelecidos no protocolo. Após, os dados dos estudos são extraídos e sintetizados para serem publicados (MAFRA; TRAVASSOS, 2006).

Durante a primeira etapa são definidos os parâmetros de busca dos estudos. Na etapa de elegibilidade os estudos são selecionados de acordo com parâmetros determinados na etapa de identificação e triagem. Por fim, com os artigos para o estudo definidos, extrai-se os dados dos artigos e faz-se a discussão do portfólio.

A RSL começa a partir do planejamento do seu protocolo, que tem por objetivo investigar os desafios relacionados a sustentabilidade e a reconfiguração dos mercados de energia para aportar a dinâmica da geração renovável (FELIZARDO *et al.*, 2017).

Como estratégia de busca optou-se por realizar uma pesquisa exploratória sobre o tema, para então obter as *strings* e as fontes de busca baseadas nos artigos mais relevantes ao estudo. O aprimoramento da *string* de busca se deu a partir dos artigos mais relevantes obtidos na pesquisa exploratória, em que analisou-se as referências bibliográficas de cada artigo, e com isso, pôde-se identificar melhor as palavras-chave mais adequadas ao tema.

A definição das questões de pesquisa é uma etapa importante para a qualidade da RSL, é a partir delas que é feita a seleção dos artigos. Dentre os critérios adotados, os artigos devem responder a pelo menos uma das questões definidas para serem aceitos para a etapa de inclusão. Considerando o objetivo da pesquisa, definiu-se as questões de pesquisa:

- Como a geração intermitente afeta o mercado de energia?
- Quais os desafios da ampliação da participação das fontes intermitentes na matriz elétrica?
- De que forma os mercados de energia estão se adaptando a geração intermitente?

Definiu-se também as bases bibliográficas e motores de busca cientificamente reconhecidos, sendo utilizados neste trabalho as bibliotecas *IEEE Xplore Digital Library*, *ACM Digital Library* e os motores de busca *Scopus* e *Web of Science*. Para fazer a pesquisa nas bases é necessário determinar eixos de pesquisa e a partir

destes são escolhidas as palavras-chave. O Quadro 2 apresenta a *string* de busca utilizada.

Quadro 2 – String de busca utilizada na RSL.

Palavras-chave	Eixo 1	<i>Renewable energy; Renewable resources; Renewable energy sources; RES; Renewable energy generation; Renewable generation; Intermittent generation; Intermittent energy. Energy market; Electricity market; Power market; Energy trade; Energy markets; Electricity markets; Power markets.</i>	
	Eixo 2	<i>Challenge, Integration; Market design; market redesign; Forward market; Real-time market; Policy; Restructure; Incentive; model; organization; micro generation; micro electricity generation.</i>	
	Eixo 3		
Operador	Booleano	<i>AND</i>	Aplicado entre os eixos
		<i>OR</i>	Aplicado entre as palavras-chave
	Truncamento	Ano	A partir de 1998
		Idioma	Inglês
Bases de busca	<i>IEEE Xplore, ACM, Scopus, Web of Science</i>		

Fonte: Autoria Própria.

Os eixos de pesquisa foram Energia Renovável Intermitente (eixo 1), Mercado de energia elétrica (eixo 2) e Desafios para a expansão da geração intermitente (eixo 3). Para relacionar os eixos e as palavras-chave são utilizados operadores booleanos *AND* e *OR* (no português, E e OU). Além disso, utiliza-se operadores de truncamento para restringir a busca, sendo eles o ano de publicação, entre 1998 e 2019, e idioma do artigo, inglês.

Os critérios de inclusão e exclusão dos artigos se deram em etapas. Na primeira etapa, de seleção inicial dos artigos, adotou-se como critério de exclusão os artigos que estivessem em duplicidade, que não apresentassem resumo ou ainda que não houvesse o texto completo, mesmo após busca em outros *sites*. O Quadro 3 apresenta os critérios da etapa de elegibilidade, após a seleção por título, definiu-se critérios de exclusão e de inclusão para a seleção com base no resumo.

Para realizar a RSL utilizou-se de duas ferramentas de apoio. Na etapa de

Quadro 3 – Critérios de inclusão e exclusão na seleção com base no resumo.

Critérios de inclusão	<p>O estudo relata mudanças no mercado a partir da inclusão de fontes renováveis</p> <p>O estudo compara estruturas de mercado</p> <p>O estudo discute políticas de incentivo à fontes de energia renováveis do ponto de vista do mercado</p> <p>O estudo apresenta tendências/cenários que priorizam a geração renovável</p>
Critérios de exclusão	<p>O estudo aborda tecnologias de geração de energia</p> <p>O estudo não fala sobre mercado de energia</p>

Fonte: Autoria Própria.

identificação e triagem até a seleção de artigos com base no resumo, utilizou-se a ferramenta de revisão sistemática de bibliografia StArt. A leitura completa e a extração de dados foi feita por meio do *software* gerenciador de referências Mendeley. A Figura 17 apresenta a interface do StArt na definição do protocolo.

Figura 17 – Aba de Protocolo no StArt - Objetivos e questões de pesquisa.

Fonte: Autoria própria.

3.2.1 META-ANÁLISE

De acordo com Chueke e Amatucci (2015), a meta-análise colabora com os esforços para integrar os achados de diferentes estudos. A partir de contextos diferentes de pesquisa, a meta-análise busca comparar os resultados obtidos observando a variabilidade dos métodos utilizados em um campo, bem como identificar as diferentes contribuições de diversas naturezas em uma determinada área do conhecimento.

Considerando a heterogeneidade das informações nos artigos e seu caráter majoritariamente qualitativo, optou-se por uma análise genérica dos metadados, como a distribuição por ano de publicação, periódicos em que foram publicados e a ocorrência de palavras chave (FELIZARDO *et al.*, 2017).

3.2.2 DISCUSSÃO DE PORTFÓLIO

A discussão de portfólio consiste em realizar uma discussão sobre a amostragem final dos trabalhos selecionados. A partir da análise de conteúdo dos artigos, são expostos os principais desafios identificados pelos autores para a ampla inserção de fontes de energia intermitentes no mercado de energia. As ações e proposições dos estudos para superar esses desafios são analisadas para integrar a pesquisa de como os diferentes mercados estão lidando com esses problemas atualmente.

A análise de conteúdo com abordagem qualitativa permite que se identifique de forma aprofundada as relações em torno de um tema. Quando aplicada à revisão de literatura pode ser um importante instrumento para a construção de hipóteses (ROSSI *et al.*, 2014).

Com a utilização da abordagem convencional, a análise de conteúdo tem a função de descrição de um fenômeno, sendo apropriada a esta pesquisa por seu referencial teórico limitado. Também, por meio desta abordagem, as conclusões e a definição dos temas do referencial teórico se dão de forma subjetiva, a partir da imersão dos pesquisadores nos dados coletados (ROSSI *et al.*, 2014; BARBOSA *et al.*, 2017).

Assim, a partir da leitura completa do portfólio da RSL e buscando responder às questões de pesquisa determinadas, os assuntos tratados pelos artigos são agrupados de acordo com seu conteúdo, ou seja, a unidade de registro é o tema. Após a leitura e análise do portfólio identificou-se os grupos de assuntos tratados no capítulo a seguir.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Baseado no que foi exposto e nas referências citadas no Capítulo 2, a Seção 4.1 apresenta uma comparação entre as estruturas dos mercados estudados, de forma a resumir o capítulo e expor de forma sucinta como os mercados funcionam.

Na sequência são apresentados os artigos obtidos na RSL. Discute-se a metanálise dos artigos incluídos na etapa de extração de dados e é feita a revisão e análise de conteúdo para identificar os desafios e soluções.

4.1 COMPARAÇÃO DOS MERCADOS

O Quadro 4 mostra quem são os agentes do mercado, sendo a geração, transmissão, comercialização e distribuição operados tanto por empresas privadas, como por empresas estatais. As empresas estatais de transmissão são proprietárias e operadoras das redes de transmissão em seus países. Da mesma forma, no Reino Unido, a National Grid é uma empresa privada, que opera o sistema de transmissão também é proprietária da rede de transmissão.

Quadro 4 – Agentes do mercado.

	Consumidores	Geração	Transmissão	Distribuição	Comercialização
Brasil	Livres, Especiais, Cativos	P E	P E	P E	P
Dinamarca	Livres	P	E	P	P E
Espanha	Livres, Regulados, Qualificados	P	E	P	P
Irlanda	Livres	P E	E	P E	P E
Reino Unido	Livres	P E	P	P E	P

E = Empresas estatais, P = Empresas privadas.

Fonte: Autoria Própria.

Embora tenha um mercado de energia altamente regulado, o Brasil, assim como o Reino Unido, permite a participação de empresas privadas em todos os setores da cadeia de fornecimento de energia elétrica, enquanto os outros países utilizam da rede de transmissão, por exemplo, como instrumento para regular o

mercado. Observa-se que, com exceção do Brasil, a rede de transmissão é monopolizada a nível nacional, assim, apenas uma empresa é responsável pela manutenção de todo o sistema de transmissão. O Reino Unido é um caso especial, onde cada país que o compõe possui um operador regional do sistema de transmissão com exceção da Escócia, operada regionalmente por duas empresas, entretanto a National Grid é o operador do sistema como um todo.

Com relação aos consumidores, o Brasil é o único dos países analisados que mantém a categoria de consumidor cativo. De acordo com CCEE (2020e), 70% do consumo de energia elétrica no país é referente aos consumidores cativos.

O Quadro 5 apresenta as instituições e empresas que fazem a regulação e a operação dos mercados de energia elétrica. Em todos os países a regulação e o planejamento do mercado são feitos pelo governo. Os órgãos responsáveis pelo planejamento do mercado são também responsáveis pelo planejamento de outros setores energéticos. Como o MME, que possui uma secretaria responsável pelo estabelecimento de políticas e diretrizes de energia elétrica, sendo subsidiado pelos estudos da EPE. Na Dinamarca, o MESPC realiza o planejamento do setor energético com o auxílio dos estudos realizados pelo *Climate Council* e o GEUS.

Quadro 5 – Regulação e operação dos mercados.

	Operador do sist. de transmissão	Operador do mercado	Regulador do mercado	Planejador do mercado
Brasil	ONS**	CCEE**	ANEEL	MME
Dinamarca	Energinet.dk**	NordPool*	DUR	MESPC
Espanha	REE**	OMIE*, OMIP*	CNMC	Mincotur
Irlanda	EirGrid**	SEMO**, SEMOpX**	CRU	DCCAE
Reino Unido	National Grid*	EMCO*, N2EX*, EPEX Spot*	Ofgem, CMA	BEIS

*Empresas privadas, **Empresas estatais.

Fonte: Autoria Própria.

No Quadro 5 estão listados os órgãos de regulação e operação dos mercados, 3 deles, Irlanda, Espanha e Reino Unido, tem pelo menos um operador de mercado para contratação de energia a curto prazo e um operador para contratação de serviços e energia a longo prazo. Na Dinamarca, o NordPool lida com a contratação de praticamente toda a energia elétrica no país, e no Brasil a energia é comercializada por meio da CCEE.

O Quadro 6 apresenta os principais aspectos da estrutura do mercado, como é feito o despacho, a precificação da energia e os ambientes de contratação de energia a curto e longo prazo. Nos mercados europeus é comum a existência do mercado diário e intradiário. A contratação de energia a longo prazo é feita por contratos bilaterais e leilões principalmente, independente da existência de um mercado de capacidade.

Quadro 6 – Estrutura de mercado

	Despacho	Esquema de preço	Mercado de longo prazo	Mercado de curto prazo	Mercado de liquidação de diferenças
Brasil	Centralizado	Preços Zonais	Contratos bilaterais, Leilões	MCP	MCP
Dinamarca	Contratos Físicos	Preços Zonais	Contratos bilaterais, Leilões	IDM, DAM	BM
Espanha	Contratos Físicos	Preço único de mercado	Contratos bilaterais, Leilões, CM	IDM, DAM	Gestão de diferenças
Irlanda	Contratos Físicos	Preço único de mercado	Contratos bilaterais, Leilões, CM	IDM, DAM	BM
Reino Unido	Contratos Físicos	Preços Zonais	Contratos bilaterais, Leilões, CM	IDM, DAM	Serviços de balanceamento

Fonte: Autoria própria.

Além de ser o único país com despacho centralizado, o Brasil não apresenta uma estrutura específica para negociações de curtíssimo prazo. O Brasil utiliza o MCP que contabiliza as diferenças entre os contratos e a geração e consumo efetivados que são valoradas com o PLD. Os mercados estudados apresentam um mercado específico para liquidação de diferença, em alguns casos compreendendo também os serviços ancilares.

O Quadro 7 apresenta resumidamente os atuais incentivos à energia renovável nos países estudados.

Quadro 7 – Incentivos à geração renovável

	Brasil	Dinamarca	Espanha	Irlanda	Reino Unido
Feed-in-tariffs	-	sim	Remuneração Específica	REFIT RESS	CfD
Net metering	sim	sim	sim	-	-
Certificados negociáveis de energia renovável	-	<i>Certificate of Origin</i>	-	<i>Certificate of Origin</i>	ROC

Quadro 7 continuação

	Brasil	Dinamarca	Espanha	Irlanda	Reino Unido
Leilões específicos	sim	sim	sim	RESS	sim
Incentivos fiscais	sim	sim	sim	-	sim
Rateio de crédito para investimentos	sim	sim	sim	-	-
Redução ou isenção de impostos	sim	sim	-	-	sim
Pagamentos por produção de energia	-	-	sim	-	sim
Investimento público (empréstimos, subsídios, descontos)	CDE	sim	sim	sim	sim

Fonte: Adaptado de REN21 (2019).

Observa-se uma grande participação das ações do Estado para incentivar a geração renovável, bem como contratações a longo prazo por meio de FiT e leilões específicos para fontes renováveis, aliando a necessidade de expansão do sistema ao incentivo dessas fontes.

Todos os países estudados já implementaram algum tipo de FiT para estimular a geração renovável, contudo, todos também já reformularam esses esquemas e descontinuaram os programas implementados inicialmente. Destaca-se o Brasil, em que o Proinfa foi descontinuado após a primeira etapa e a Espanha que atingiu um deficit tarifário devido ao crescimento além do esperado dos contratos de FiT.

4.2 META-ANÁLISE

Com a *string* de busca definida como demonstrada no quadro 2, aplicou-se os termos nas bases de dados a serem utilizadas. Os operadores de truncamento foram utilizados como filtros da busca. O resultado da busca em cada uma das bases de dados é apresentado na Tabela 1.

As referências dos artigos obtidos foram transferidas para o StArt, onde iniciou-se a triagem dos artigos. Após a remoção de 3692 artigos duplicados obteve-se o total de 6780 artigos. Seguindo o fluxograma da Figura 16, foi feita a seleção dos artigos por título, da qual foram excluídos 6269 artigos, restando para a seleção por

Tabela 1 – Resultado de busca com a *string* nas bases de busca.

Base	ACM	Scopus	IEEE	Web of Science
Nº de artigos	751	4477	2407	2837

Fonte: Autoria Própria.

resumo 511 artigos. Da seleção por resumo foram selecionados 139, dos quais 120 artigos foram aceitos para a definição do portfólio. Todos os artigos com título, ano, autor e periódico de publicação estão listados no Apêndice A.

De acordo com o portfólio selecionado, tem-se a meta-análise dos artigos, em que expõe-se o ano de publicação, periódico em que o artigo foi publicado e a ocorrência de palavras-chave definidas pelos autores dos artigos.

A Figura 18 apresenta a distribuição dos artigos por ano de publicação. Mesmo com as oscilações entre um ano e outro, observa-se uma tendência de crescimento que se acentua desde o ano de 2011. É importante ressaltar que a pesquisa foi finalizada no mês de setembro de 2019.

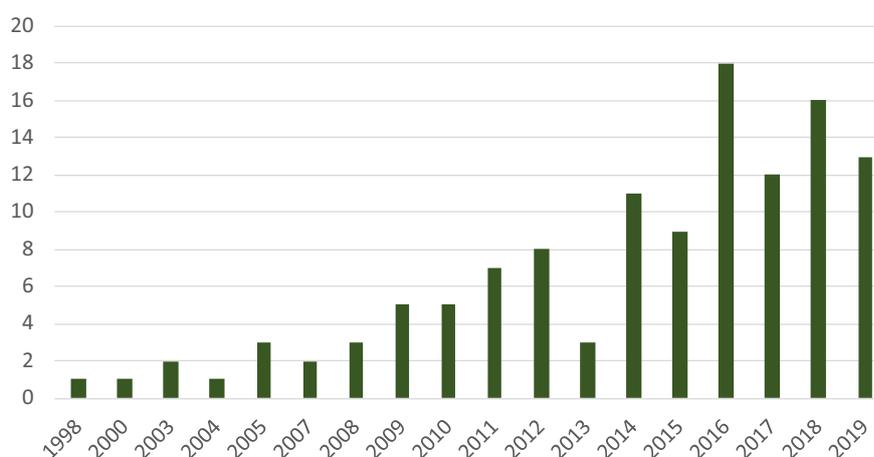


Figura 18 – Distribuição dos artigos por ano de publicação.

Fonte: Autoria própria.

O aumento na frequência de publicação dos artigos ocorrem em função da atenção ao assunto e à percepção dos efeitos que a geração renovável vem trazendo aos mercados de energia. Os artigos mais antigos, como Stanford (1998) e Hadjilambrinos (2000), apresentam tendências para mercados que estavam iniciando sua transição para os atuais modelos de mercado, com previsões a respeito da inserção de energias renováveis na matriz energética dos países. Enquanto que os artigos mais recentes, como Simpson (2019) e Welisch (2019), analisam os impactos das políticas adotadas e sugerem novas formas de adaptar o mercado à grande penetração de energia renovável.

O Quadro 8 apresenta a distribuição dos artigos por periódico. Com as bases de buscas utilizadas, foi possível encontrar artigos publicados em mais de 63 revistas. O periódico com maior recorrência neste assunto foi o *Energy Policy*, revista mensal publicada pela Elsevier. Analisando o restante do quadro, é possível notar a natureza dos assuntos a partir das revistas em que os artigos foram publicados.

Quadro 8 – Distribuição dos artigos por revista de publicação.

Periódico	Ocorrência	%
<i>Energy Policy</i>	20	16,7%
<i>Energies</i>	7	5,8%
<i>Renewable and Sustainable Energy Reviews</i>	6	5,0%
<i>CIGRE</i>	5	4,2%
<i>Energy</i>	5	4,2%
<i>IEEE PES General Meeting</i>	5	4,2%
<i>Renewable Energy</i>	5	4,2%
<i>International Conference on the EEM</i>	4	3,3%
<i>Applied Energy</i>	3	2,5%
<i>Utilities Policy</i>	3	2,5%
<i>Economics of Energy and Environmental Policy</i>	2	1,7%
<i>Energy Economics</i>	2	1,7%
<i>IEEE Transactions on Smart Grid</i>	2	1,7%
<i>International UPEC</i>	2	1,7%
<i>Outros</i>	49	40,8%
Total	120	100,0%

Fonte: Autoria Própria.

O Quadro 9 apresenta a distribuição dos artigos por palavras-chave definidas pelo autor. Observa-se que as principais palavras-chave utilizadas foram *Renewable Energy* e *Electricity Market*. Com a diversidade de palavras-chave listada nos artigos pode-se notar a abrangência dos assuntos no que diz respeito aos desafios da grande inserção das fontes intermitentes no mercado de energia elétrica.

Quadro 9 – Distribuição dos artigos por palavras-chave definidas pelo autor.

Palavras-chave	Ocorrência
<i>Renewable Energy</i>	16
<i>Electricity Market</i>	8
<i>Energy policy</i>	5
<i>Renewable, Market Design</i>	4
<i>Brazil, Competition, Demand Response, Feed-in-Tariff, Renewable Electricity, Smart Grid, Solar Energy, Wind Energy, Wind Power</i>	3
<i>Agent-Based Modelling, Aggregator, Auction, Distributed Energy Resource (DER), Electricity, Real Options, Renewable Energy Sources, Retail Electricity Market, Wind</i>	2
Outras 175 palavras	1

Fonte: Autoria Própria.

4.3 DISCUSSÃO DE PORTFÓLIO

Com base nos artigos selecionados realiza-se uma discussão a respeito dos cenários descritos nos principais trabalhos. O foco é identificar quais são os desafios mais relevantes para as diversas estruturas de mercado de energia e, a partir disso, identificar como cada um dos países em estudo tratam esses desafios.

O contexto geral apresentado pelos trabalhos estudados descreve estruturas de mercados de energia elétrica que se adaptaram para lidar com as características das energias intermitentes e apresentam problemas pontuais com relação a precificação da energia, expansão do sistema e das energias renováveis e manutenção da confiabilidade do sistema a partir do aumento da participação da geração intermitente.

Para sintetizar os desafios identificados no portfólio, o Quadro 10 apresenta os principais temas tratados pelos estudos e quais artigos os abordam. Identificou-se quatro categorias para classificar os desafios, sendo elas: 1) Confiabilidade do sistema; 2) Subsídios e incentivos à geração renovável; 3) Barreiras regulatórias para a expansão da energia renovável; e 4) Incertezas sobre as leis e a estrutura dos mercados. Os artigos citados no quadro são apresentados no Apêndice A.

Quadro 10 – Principais temas tratados pelos estudos.

Tema	Artigos	ID dos Artigos
Confiabilidade do sistema	6	S76 S62 S81 S43 S51 S72
Subsídios e incentivos da geração renovável	9	S72 S85 S38 S34 S88 S43 S5 S35 S42
Incertezas sobre as leis e a estrutura dos mercados	6	S34 S85 S5 S26 S88 S39
Barreiras regulatórias para a expansão da energia renovável	6	S5 S62 S26 S116 S46 S73

Fonte: Autoria Própria.

4.3.1 CONFIABILIDADE DO SISTEMA

A confiabilidade do sistema se refere a capacidade de suprir toda a carga demandada a cada instante de tempo (AUER; HAAS, 2016). Assim, são classificadas como prejudiciais a confiabilidade do sistema, as características das energias renováveis que afetam o equilíbrio entre oferta e demanda de energia, e a manutenção da qualidade da energia.

Segundo Cisneiros *et al.* (2014), a intermitência e alto grau de variabilidade ao longo do dia são as principais causas dos impactos das energias renováveis, como solar e eólica, no sistema elétrico. Essas características introduzem problemas técnicos relacionados a inserção de harmônicos e sobretensão por transitórios eletromagnéticos.

Outras questões que impactam na confiabilidade do sistema elétrico estão atreladas a variações abruptas e de alta amplitude da potência entregue ao sistema pelas unidades eólicas. Esse comportamento reduz a estabilidade de tensão, a estabilidade dinâmica e o controle de frequência, podendo causar perturbações que violem os limites das linhas de transmissão e dos equipamentos.

De acordo com Simoglou *et al.* (2015), a variabilidade diária representa um risco ao equilíbrio entre oferta e demanda no mercado de energia, portanto, é necessário que se mantenha conectado ao sistema usinas convencionais flexíveis, possibilitando que o sistema opere com reserva de geração, também conhecida como reserva girante. O nível mínimo de geração para que essas unidades se mantenham conectadas e a eficiência mais baixa são entraves dessa estratégia, o que eleva o custo operacional do sistema e reduz os benefícios da utilização de fontes renováveis.

Além da variação diária na geração, a sazonalidade das fontes renováveis

faz com que seja necessário que se mantenham usinas de *backup* para os períodos de escassez. Assim, como consequência do alto grau de imprevisibilidade, a inserção de geração elétrica por fontes renováveis não permite a desativação das usinas convencionais redundantes, nem o adiamento da construção de novas unidades (SIMOGLOU *et al.*, 2015).

Por outro lado, os períodos de pico de geração renovável também podem ter efeitos adversos no mercado, como abordado por Haas *et al.* (2013, p. 128), Pollitt e Anaya (2016) e Simoglou *et al.* (2015). As unidades geradoras convencionais são desfavorecidas no mercado de curto prazo devido ao baixo preço das renováveis. Assim, nas condições em que ocorre uma coexistência de fatores como baixa demanda, produção de fontes convencionais com baixa flexibilidade, e pico de geração renovável, é normal que os preços caiam para zero ou até preços negativos, onde a regulamentação permite. Os preços negativos refletem a disposição de unidades convencionais se manterem conectadas ao sistema mesmo que tenham que pagar para que sua energia seja comprada, devido ao alto custo de parada e partida da usina, que acarretaria em um prejuízo ainda maior.

É citado por Auer e Haas (2016) que o problema de se manter unidades convencionais no sistema, é decorrente da desvantagem econômica destas em relação às renováveis, como citado no parágrafo anterior. Desse modo, há um incentivo à comercialização da energia no mercado de capacidade, nos quais os proprietários das usinas são pagos pela margem de capacidade que a unidade pode assumir quando necessário. No entanto, a entrada de geração renovável no mercado de capacidade causa preocupações sobre a contribuição dessas fontes em termos da disponibilidade para o despacho de energia e, conseqüentemente, sobre a remuneração destas fontes nesse mercado (SIMOGLOU *et al.*, 2015).

Ciarreta *et al.* (2014) ainda aponta que a necessidade de capacidade de reserva flexível, que tenha facilidade de variar sua geração de acordo com a demanda, e *backup* para suprir a carga em períodos de escassez de geração renovável, aumenta com o incremento de geração intermitente. Aumenta-se, também, proporcionalmente, a necessidade de serviços ancilares para a manutenção da segurança, qualidade e confiabilidade do sistema, e, conseqüentemente, eleva os custos de manutenção do sistema. De modo que faz-se necessário desenvolver tecnologias e regulamentação adequada para a inserção de energias renováveis (SIMOGLOU *et al.*, 2015).

4.3.2 SUBSÍDIOS E INCENTIVOS DA GERAÇÃO RENOVÁVEL

De acordo com Ciarreta *et al.* (2014), o fomento às energias renováveis e seus custos são o principal tema das discussões sobre políticas energéticas. A questão é quão custoso para o sistema são esses fomentos por meio de esquemas de incentivo financeiro.

O estudo feito por Marques e Fuinhas (2012) aponta que, em geral, a implementação da geração renovável foi estabelecida essencialmente com subsídios diretos e intervenção do poder público, sob uma lógica orientada por políticas, ao invés de ser orientada pelo mercado. Manter essa prática pode acarretar em custos excessivos do setor energético na economia de um país, bem como comprometer o desenvolvimento sustentável das energias renováveis.

Apesar de grande parte dos incentivos e subsídios serem efetivos em estimular a produção de energia renovável, estudos realizados por Ciarreta *et al.* (2014) e Marques e Fuinhas (2012) mostram que incentivar com mais recursos um determinado tipo de geração, não necessariamente implica em um desenvolvimento maior ou mais eficiente dessa fonte de energia. Pelo contrário, essa estratégia pode resultar em uma demanda maior de tempo, sendo também mais custoso do que o planejado para alcançar os resultados esperados. Além disso, a redução de custos com a geração renovável, em relação à geração convencional, para o sistema pode ser menor do que os gastos com os subsídios.

O estudo de Behn *et al.* (2017) aponta os principais problemas, relacionados aos incentivos e subsídios, enfrentados por países europeus que não se planejaram ou anteviram situações que poderiam prejudicar tanto a economia quanto o desenvolvimento da geração renovável em seus mercados. Um exemplo de tais problemas é a rápida expansão da geração subsidiada. Como consequência aumenta-se a demanda dos subsídios, podendo ultrapassar valores factíveis para o Estado.

É importante destacar também que o simples aumento da geração renovável não necessariamente diminui a dependência da geração convencional, como apontado em Carley *et al.* (2017) e Ciarreta *et al.* (2014), nem auxilia os países a fazerem a transição para uma economia de energias limpas. Como citado anteriormente em 4.3.1, a característica intermitente dessas fontes, traz a necessidade de um *back-up*. Essa necessidade costuma ser suprida com geração termelétrica, que além de acarretar em mais um tipo de custo no suporte às energias renováveis intermitentes, é mais poluente.

De acordo com Street *et al.* (2012), atualmente, o maior desafio encontrado pelos reguladores dos sistemas elétricos é o de garantir a segurança no suprimento a partir da expansão da geração renovável por um preço de energia "razoável". Esse desafio ainda inclui a definição dos incentivos corretos para permitir o aumento da capacidade de geração de acordo com o aumento da demanda.

O estudo em Ciarreta *et al.* (2014) e Pollitt e Anaya (2016) mostra que o desenvolvimento da geração renovável leva a custos de geração mais baixos de mercado e para o setor elétrico. Em oposição a isso, o custo da energia para o consumidor final vem aumentando devido a cobrança de sobretaxas. Essas cobranças são necessárias para cobrir os custos com subsídios e com as consequências da intermitência e variabilidade da geração renovável no sistema.

Os atuais acordos dos mercados de energia, por não serem tão eficazes, precisarão de mais subsídios para aumentar a participação das fontes renováveis no sistema aos níveis desejados, principalmente em países com escassez de geração eólica *onshore*, de acordo com Pollitt e Anaya (2016). O que implica em tarifas de energia mais elevadas para a sociedade, uma vez que, no momento, a maioria dos países repassam aos consumidores os custos com subsídios. Com o aumento da pressão dos consumidores industriais para se isentarem destes encargos, houve uma redução dos subsídios em alguns países. Tem-se como exemplo o incentivo da geração solar fotovoltaica por meio de *feed-in-tariff* na Espanha. Esses cenários podem representar um problema de acessibilidade da geração renovável (POLLITT; ANAYA, 2016).

Os estudos em Ländner *et al.* (2019), Verzijlbergh *et al.* (2017) e Salovaara *et al.* (2016) citam que a redução dos preços da energia no mercado também acarreta em outro desafio para o sistema elétrico. Com os preços baixos, o lucro também diminui, reduzindo o interesse dos agentes no investimento em geração de reserva, e em serviços ancilares como de armazenamento de energia, controle de carga pelo lado da demanda, e tecnologias de *smart grid*. Essas características acabam colocando em risco a segurança do sistema no longo prazo. Além disso, os investidores questionam se os investimentos em geração renovável serão lucrativos sem subsídios, mesmo a longo prazo.

No curto prazo, para os agentes geradores que continuam *online*, existe a possibilidade de preços negativos em condições de excesso de oferta de energia no sistema. Diferente da geração convencional, que fica sujeita a variação de preço do mercado, as fontes renováveis recebem incentivos com valores fixados,

independente das condições do sistema ou restrições da rede. Assim, mesmo quando existe excesso de oferta de energia elétrica no sistema, a geração renovável continua recebendo o pagamento do incentivo pela energia gerada, ainda que esta prejudique o funcionamento do mercado. Dessa forma, esse tipo de incentivo pode não ser bom a medida que aumenta a quantidade de energia renovável no sistema (LÄNDNER *et al.*, 2019; POLLITT; ANAYA, 2016; VERZIJLBERGH *et al.*, 2017).

4.3.3 BARREIRAS REGULATÓRIAS PARA A EXPANSÃO DA ENERGIA RENOVÁVEL

Uma análise do Banco Mundial sobre a performance dos instrumentos políticos das energias renováveis concluiu que as estruturas legais e regulatórias de um país para integração e conexão à rede devem ser bem definidas, antes de introduzir no mercado as leis de incentivo à geração renovável (CARLEY *et al.*, 2017).

Segundo Carley *et al.* (2017), os agentes do mercado perceberam essa necessidade, que se apresenta com mais intensidade em países em desenvolvimento. Assim, esses agentes direcionam seus investimentos para a abordagem de problemas como falta de acesso a informação, capacidade regulatória insuficiente por parte do governo, estruturas institucionais frágeis, infraestruturas fisicamente limitadas, entre outros. Assim, estabelecer uma estrutura legal adequada para a conexão das energias renováveis à rede elétrica é um passo importante para lidar com esses problemas.

Ainda de acordo com Carley *et al.* (2017), mesmo com a liberalização dos mercados de energia, as barreiras regulatórias tendem a se manter para a geração renovável. Alguns destes obstáculos tendem a surgir devido a diferenças técnicas entre a geração renovável e a geração convencional. Tem-se como exemplo a necessidade de padrões técnicos de interconexão diferentes de uma usina a carvão. Além disso, a diferença de poder de mercado entre grandes e pequenos geradores favorece os primeiros, impedindo os pequenos geradores de competir no mercado, por meio da criação de taxas (barreiras financeiras) e impedindo-os de utilizar as redes de transmissão.

Em Marques e Fuinhas (2012), o *lobbying* feito pelos geradores convencionais é apontado como um dos principais determinantes no desenvolvimento das energias renováveis. O efeito do *lobbying* é medido a partir da contribuição da geração convencional na matriz elétrica. Assim, existe uma relação negativa entre o poder de mercado da geração convencional e a expansão da geração renovável.

Outra barreira para a expansão da energia renovável, que se dá em

mercados desregulados, é apontada em Ländner *et al.* (2019). Quando os investidores privados não veem diferenças de preço entre locais da rede elétrica, não existem incentivos para garantir a instalação de empreendimentos privados nos locais onde são necessários numa perspectiva ótima da expansão da capacidade de transmissão. Ao invés disso, os investidores apenas levam em conta o local que os trará melhor custo-benefício. Esse comportamento se dá também nos investimentos em armazenamento e geração de reserva, que são afetados pela capacidade de transmissão do sistema. Dessa forma, além da falta de incentivo para construir as usinas nos locais mais adequados, ainda existe a possibilidade de haver congestionamento das linhas de transmissão.

Em Conejo e Sioshansi (2018) tem-se que, nos mercados não-regulados, os geradores tem mais facilidade para falsificar informações a respeito de seu custo e restrições de operação para manipular o despacho de energia e assim sua renda. Essa ação também manipula os custos marginais de operação, o que atrapalha a eficiência do sistema e do mercado de curto prazo. Em mercados mais regulados, como o brasileiro, são feitas revisões frequentes nas usinas para evitar discrepâncias nos seus parâmetros (STREET *et al.*, 2012). Ainda assim, de acordo com Cunha *et al.* (2014) notou-se uma diferença entre parâmetros declarados nos leilões de energia eólica realizados e os efetivamente observados durante sua operação.

4.3.4 INCERTEZAS SOBRE AS LEIS E A ESTRUTURA DOS MERCADOS

Ländner *et al.* (2019) e de Faria Jr *et al.* (2017) apontam a necessidade de políticas e legislações futuras para tornar o mercado mais atrativo para os investidores, evitando perturbação no mercado para certos tipos de geração, reduzindo a complexidade da regulamentação atual e reduzindo as incertezas para os investidores.

Segundo Ländner *et al.* (2019) existe uma dificuldade para a entrada de novos investimentos no mercado, imposta por regulamentações e políticas que favorecem as energias renováveis, causando uma distorção na competitividade do mercado. Como apontado anteriormente em 4.3.1 e 4.3.2, preços baixos, e até negativos, reduzem o lucro das unidades convencionais afastando os investidores. Essas unidades, no entanto, são necessárias para o suprimento de energia de reserva e *backup* do sistema. Segundo Simoglou *et al.* (2015), esse impacto da entrada de energias renováveis no mercado é decorrente de políticas insustentáveis de suporte econômico às energias renováveis, que incentivam o incremento de geração dessas unidades mesmo quando não é necessário.

Onifade (2016) aponta os problemas relacionados a discordâncias sobre a eficácia de políticas e mecanismos de incentivo às energias renováveis, e a ambiguidade quanto aos objetivos dessas políticas durante a fase de desenvolvimento. As medidas tradicionais de incentivo mais contestadas são os contratos de FiT e as cotas de energias renováveis.

Os contratos de FiT definem uma remuneração fixa ou variável que garante a lucratividade de produtores de energias renováveis. Segundo Onifade (2016), além do desequilíbrio na competitividade, a interferência do governo causa imprevisibilidade no mercado e incertezas quanto às decisões de investimento. É citado como exemplo o caso da Espanha, onde a remuneração por contratos de oferta padrão gerou um acúmulo de dívidas, resultando em intervenções do governo sobre o mercado de energia que tornaram o mercado imprevisível. Situações semelhantes são observadas no Reino Unido, Dinamarca, Alemanha e Portugal.

As cotas de energias renováveis definem uma quantidade do suprimento de energia elétrica que os agentes do mercado devem prover através de fontes alternativas. Essa quantia é comprovada por certificados gerados pelos produtores de energias renováveis, e o incentivo é pago pela comercialização desses documentos. Onifade (2016) cita o exemplo do Reino Unido, onde esse mecanismo favorece os grandes produtores que já estão consolidados no mercado, e dificulta a entrada de novos empreendimentos. Além disso, esse mecanismo não encoraja o crescimento da produção, já que isso geraria um excesso de oferta de certificados de energias renováveis sem haver demanda, causando a queda nos preços e baixa remuneração para os produtores de energias renováveis.

Como exemplo do alto grau de incerteza sobre as políticas e regulamentações do mercado, Meyer (2004) cita o caso da Dinamarca, que realizou uma reforma no mercado mudando a forma de incentivo de energias renováveis, que era feito por contrato de oferta padrão, para um mecanismo de cotas. A decisão foi tomada porque o governo da Dinamarca esperava uma decisão da União Europeia que iria favorecer a comercialização de certificados de energias renováveis no mercado europeu. Porém essa decisão não foi efetivada, acarretando na necessidade de leis de transição para energias renováveis no mercado da Dinamarca. A complexidade dessas leis e as mudanças frequentes necessárias para se efetivar a reforma do mercado acabaram desestimulando os investimentos resultando na queda do crescimento de geração eólica.

Como colocado por Conejo e Sioshansi (2018), as incertezas por parte

dos investidores são também, em parte, devido a ausência de referências de estudos propondo alternativas aos modelos de mercado e precificação que possam acomodar as características das fontes renováveis. Sendo que a complexidade da modelagem das incertezas introduzidas no sistema pela intermitência dessas fontes é agravada pela volatilidade do próprio mercado.

4.3.5 SOLUÇÕES DE MERCADO PROPOSTAS PELA LITERATURA

Para a pesquisa das propostas de solução, foram identificados os principais problemas específicos relacionados a cada um dos desafios abordados nas subseções anteriores. Esses problemas são apresentados no Quadro 11. Em seguida, são apresentadas algumas das soluções apontadas pela literatura que foram identificadas na RSL para os desafios tratados.

Quadro 11 – Resumo dos desafios identificados.

Tema	Desafio	ID do artigo
Confiabilidade do Sistema	Variabilidade diária da geração renovável	S76, S62, S43, S81
	Preços negativos	S62, S43, S81
	Sazonalidade da geração renovável	S51, S62, S72
Subsídios e incentivos da geração renovável	Análise da eficácia dos incentivos	S72, S85, S38, S34, S88, S5, S35, S42
	Necessidade de reformas nos incentivos	S85, S5, S35, S42
	Restrições ao pagamento dos subsídios	S43, S5, S35, S42
Barreiras regulatórias para a expansão da energia renovável	Controle sobre o poder de mercado	S34, S85, S88
	Especificação de leis para a energia renovável	S34, S5
	Fiscalização dos parâmetros de geração relatados pelos agentes geradores	S34, S26, S73
Incertezas sobre as leis e a estrutura dos mercados	Implementação de melhorias ou de novos mecanismos de mercado	S5, S46, S26, S62, S39
	Burocracia para iniciar novos empreendimentos	S5, S116

Fonte: Autoria Própria.

4.3.5.1 CONFIABILIDADE DO SISTEMA

Como visto na sessão anterior, a forma convencional de abordar o impacto na confiabilidade do sistema introduzido pela geração intermitente é manter unidades de geração convencionais conectadas. Esse método, no entanto, reduz os benefícios esperados das fontes renováveis. Por isso, são estudadas novas formas para o sistema elétrico se desvencilhar efetivamente da dependência de unidades convencionais. Algumas destas são tratadas aqui, com um resumo das propostas apresentado no Quadro 12.

Conejo e Sioshansi (2018) e Simoglou *et al.* (2015) indicam que intervalos de despacho mais curtos e fechamento do mercado próximo a operação em tempo real podem contribuir de forma significativa para a redução da necessidade de reserva de geração. Para efetivar a operação de um modelo de mercado em que as transações ocorram o mais próximo possível do momento de variação da demanda ou da oferta de energia, faz-se necessário o desenvolvimento de novas ferramentas e tecnologias, tanto para o mercado quanto para tornar o sistema elétrico compatível com este modelo.

O principal fator que representa um obstáculo para a operação do mercado de energia elétrica em tempo real, ou seja, realizar as transações o mais próximo possível do momento de variação da demanda, é a imprevisibilidade das fontes renováveis. O método mais direto de se investir contra esse problema é o desenvolvimento de ferramentas e tecnologias sofisticadas de previsão de geração renovável em conjunto com a atualização frequente, para reduzir o erro da previsão (SIMOGLU *et al.*, 2015).

Uma alternativa seria a redução do impacto da imprevisibilidade nas decisões do mercado. Dessa forma, como colocado por Conejo e Sioshansi (2018), devem ser desenvolvidas ferramentas de modelo de tomada de decisão que incorporem a modelagem de incertezas para mercados que tem um curto período de tempo para ajuste. De modo que a incerteza é limitada ou considerada determinística dentro do modelo.

Outra solução para o problema da intermitência da geração é a otimização do aproveitamento do portfólio de fontes renováveis disponíveis. Segundo Simoglou *et al.* (2015), isso pode ser obtido através do reforço de linhas de transmissão interligando diferentes regiões do sistema elétrico. Dessa forma, se obtém uma maior capacidade de intercâmbio de energia entre áreas geográficas com maior e menor

disponibilidade de geração, de acordo com a sazonalidade e variação dos recursos.

Auer e Haas (2016) também colocam, como um dos pontos mais importantes para um mercado com fontes intermitentes de energia, a necessidade de se aprimorar a capacidade do sistema elétrico de lidar com a diferença entre a demanda e o despacho de energia. As principais opções de serviços ancilares propostas por Auer e Haas (2016), para se equilibrar a oferta e a demanda de energia elétrica, são: armazenamento de energia de curto e longo prazo; *smart grids*; e gerenciamento pelo lado da demanda. Também é apontada a necessidade de investimentos e falta de incentivo econômico para a viabilização dessas medidas, o que atrasa a implementação em larga escala.

Para Pollitt e Anaya (2016), a utilização em larga escala de geração distribuída, além de expandir o portfólio de geração renovável, pode ser um fator facilitador para a implementação de novas tecnologias de *smart grid* e gerenciamento da demanda. O atendimento de mercados locais por pequenos geradores pode gerar novos modelos de mercado que favorecem a adoção de tecnologias de medição inteligente de consumo e comunicação bidirecional. Segundo Simoglou *et al.* (2015), essas tecnologias permitem uma maior participação dos consumidores como agentes ativos do mercado, podendo adotar cronogramas flexíveis de despacho ótimo para grandes consumidores, combinado com mecanismos lucrativos de resposta da demanda para pequenos consumidores com consumo flexível.

As soluções apresentadas tem o objetivo de reduzir a participação das usinas térmicas na matriz elétrica. Como os mercados atuais ainda são dependentes das unidades convencionais, são necessárias medidas de transição, que permitam que os agentes de mercado realizem a evolução do sistema para uma matriz elétrica predominantemente renovável.

Winkler *et al.* (2018) sugere que a comercialização de energia por meio de leilões pode ser uma forma efetiva de incentivar as energias renováveis. Os leilões permitem a competitividade dos empreendimentos antes de sua implementação. Assim, contanto que se tenha competitividade suficiente, é possível garantir o fornecimento pelo melhor preço, reduzindo os custos com suporte de renováveis. Ainda permite o controle da capacidade instalada, reduzindo a chance de excesso de oferta de energia. Por outro lado, o limite de capacidade também desacelera a expansão de geração renovável.

Conejo e Sioshansi (2018) aborda a possibilidade de leilões sucessivos, até o momento de entrega da energia. Esses leilões sequenciais, permitem que os

próprios agentes atuem ajustando a oferta e a demanda de energia, corrigindo erros e utilizando informações mais próximas do momento de entrega, de modo a diminuir as incertezas.

Segundo Haas *et al.* (2013, p. 144), mercados de longo prazo tornam-se mais interessantes para unidades convencionais em mercados com alto índice de energias renováveis. Contratos de venda de energia a longo prazo, com anos de antecedência, podem substituir o mercado de capacidade. Nesse modelo, as unidades convencionais continuam participando do mercado, podendo assegurar a venda para um momento futuro. Além disso, os preços dos contratos sinalizam para o mercado a demanda de capacidade. Ainda assim, apenas as usinas mais flexíveis permanecem viáveis, como é o caso das usinas de ciclo combinado.

Quadro 12 – Confiabilidade do Sistema.

Desafio	Solução proposta pela literatura	ID do artigo
Variabilidade diária da geração renovável	Utilização de ferramentas de previsão de geração renovável em conjunto com atualização frequente das previsões	S62
	Ferramentas sofisticadas para modelagem de incertezas no modelo de tomada de decisão	
	Intervalos de despacho mais curtos e fechamento do mercado próximo da operação em tempo real	
Sazonalidade da geração renovável	Modelar de forma explícita a incerteza nos modelos de mercado	S26
	Portfólio de opções flexíveis e serviços ancilares	S51
	Fortalecer o sistema de transmissão conectando diferentes áreas de controle	S62
Preços negativos	Geração distribuída	S43
	A adoção de técnicas inovadoras de controle pelo lado da demanda	S62
	Investir em armazenamento e usinas flexíveis	S81
	Leilões de capacidade	S46
	Fazer leilões sucessivos para ajustar a demanda	S26
	Tratar simultaneamente a geração e os consumidores responsivos (<i>demand-side management</i>), tanto em leilões como no despacho	

Quadro 12 continuação

Desafio	Solução proposta pela literatura	ID do artigo
	Contratos de longo prazo como opção ao mercado de capacidade	S81

Fonte: Autoria Própria.

4.3.5.2 SUBSÍDIOS E INCENTIVOS DA GERAÇÃO RENOVÁVEL

Dentre as diversas formas de abordar os problemas levantados nesta pesquisa, revisar e reavaliar os incentivos utilizados nas diversas configurações de mercado pode trazer benefícios para o desenvolvimento sustentável das políticas de incentivo a geração renovável. Essa subseção trata de sugestões relacionadas ao financiamento das energias renováveis, com um resumo apresentado no Quadro 13.

Como uma forma de aumentar a eficácia dos incentivos à geração renovável e da própria operação do mercado de energia elétrica, o artigo de Conejo e Sioshansi (2018) sugere que se invista na diminuição da incerteza dos modelos matemáticos no que se refere a precificação das *commodities* do mercado. De acordo com os autores, o operador do mercado deve ter confiança de que os preços gerados pelo modelo utilizado garantem receita aos geradores. Com esse recurso é possível também melhorar a compatibilidade de incentivo dos preços praticados pelo mercado, o que resulta na aplicação de subsídios mais eficientes.

Uma alternativa aos incentivos com preços fixados, como as *feed-in tariffs*, que não costumam apresentar restrições quanto ao pagamento da energia gerada, é o *market premium* ou prêmio de mercado. Assim como as *feed-in tariffs*, o *market premium* paga aos geradores da energia incentivada um determinado valor para facilitar seu desenvolvimento no mercado. O diferencial do *market premium* é que, além das recompensas variarem de acordo com o tipo e capacidade de geração de energia elétrica, os pagamentos são feitos de acordo com o sinal de preço do mercado. Desta forma, se os preços de mercado forem altos, a bonificação também o será. Mas se o preço de mercado cair, o valor da recompensa acompanha a variação. Assim, o *market premium* se apresenta como um incentivo mais favorável do ponto de vista da regulação, por restringir o pagamento de acordo com as necessidades do mercado de energia elétrica (BAUKNECHT *et al.*, 2013).

Conejo e Sioshansi (2018) aponta o aumento da participação da demanda

como uma alternativa para aumentar a flexibilidade do sistema elétrico. Além de ser menos custosa do que aumentar a flexibilidade pelo lado da geração, pode ser uma alternativa mais barata para acomodar a variabilidade e a incerteza da energia renovável no sistema. Sendo então desejável que o lado da demanda participe mais ativamente no mercado, por conta própria ou por meio de coordenadores ou agregadores.

Se tratando de aumentar a flexibilidade, Auer e Haas (2016) sugere que se utilize de todas as opções possíveis que sejam baseadas em sinais de preço tanto no mercado atacadista como no mercado de varejo. Tem-se como exemplo o gerenciamento técnico da demanda e a resposta econômica da demanda. Outra opção de flexibilidade é a de armazenamento de curto e longo prazo. Entretanto, o mercado ainda não oferece sinais de preço suficientemente altos que incentivem o desenvolvimento de alternativas de flexibilização, tanto do lado da demanda como do lado da geração.

Para tratar dos congestionamentos nas linhas de transmissão, alguns países aplicam incentivos à expansão das linhas. Tais como a isenção de taxas, fomento aos investimentos e esquemas de incentivo como as *feed-in tariffs* e *market premium*. No entanto, Knieps (2013) afirma que é necessário que se faça uma análise econômica consistente dos preços ótimos de transmissão e consequentes incentivos para o aumento da capacidade de transmissão. Além disso, para evitar a ação prejudicial do poder de mercado por parte de alguns agentes, é necessário que se estabeleça uma regulamentação bem definida para estes incentivos bem como a regulamentação de tetos de preços da transmissão.

4.3.5.3 BARREIRAS REGULATÓRIAS PARA A EXPANSÃO DA ENERGIA RENOVÁVEL

Como apontado em 4.3.3, alcançar um desenvolvimento satisfatório da geração renovável depende dos incentivos encontrarem um mercado com estruturas legais e regulatórias bem desenvolvidas. De forma que não se crie barreiras ou meios para competição desleal nos mercados de energia.

Seguindo esse ponto de vista, Bauknecht *et al.* (2013) define um princípio para elaborar esquemas de suporte e desenhos de mercado para a grande penetração de energia renovável e integração dessas fontes no mercado. O princípio é o de não escolher entre a geração convencional e a geração renovável. Ao invés disso, deve-se

Quadro 13 – Subsídios e incentivos da geração renovável.

Desafio	Solução proposta pela literatura	ID do artigo
Análise da eficácia dos incentivos	Diminuição da incerteza dos modelos matemáticos utilizados pelo operador do sistema	S26
	Análise econômica consistente dos preços ótimos de transmissão antes de implementar incentivos para o aumento de capacidade	S81
Necessidade de reforma nos incentivos	Regulamentar incentivos a rede de transmissão	S81
	Facilitar a participação do lado da demanda no mercado de energia	S26
	Incentivos à flexibilização do sistema: - Gerenciamento técnico da demanda - Resposta da demanda a partir de sinais de preço - Armazenamento de energia elétrica de curto e longo prazo	S51
Restrições ao pagamento dos subsídios	Subsídios com pagamento relativo ao sinal de preço do mercado (custo marginal de operação)	S81

Fonte: Autoria Própria.

incentivar que se atinja os objetivos em favor da energia renovável pelo menor custo, o que é diferente de oferecer suporte temporário e depois iniciar uma competição entre geração convencional e renovável.

Da mesma forma, a participação ativa da geração renovável no mercado de energia pode não ser a melhor forma de sujeitá-la aos riscos dos preços de mercado. Como sugerido na subseção anterior, essa exposição pode ser obtida por meio dos esquemas de compensação ou ainda por meio da utilização de sinais de preço para expressar escassez ou excesso de geração em curtos espaços de tempo. Outra opção, para o caso do excesso da geração renovável no sistema, é o de criar acordos voluntários de corte das usinas enquanto as condições não forem favoráveis para o mercado (BAUKNECHT *et al.*, 2013; AUER; HAAS, 2016).

Conejo e Sioshansi (2018) apontam a necessidade de se fazer uma representação precisa da estrutura física de geração e transmissão nos modelos de mercado. Os autores citam experiências práticas na literatura que demonstram que ignorar ou adaptar erroneamente a representação da rede de transmissão, resulta em ineficiências na operação, propriedades precárias de precificação, aumento dos problemas dos incentivos além de causar subsídios ineficientes.

Uma opção para facilitar a expansão da energia renovável é a de investir em geração distribuída. De acordo com Pollitt e Anaya (2016) a geração distribuída pode facilitar a resposta da demanda com modelos de negócios e estratégias de preços que explorem tecnologias de *smart metering* em pequenas empresas e residências. Neste cenário, a partir de mudanças na regulamentação, investidores em armazenamento em baterias poderiam entrar como participantes no mercado de energia, de capacidade e de serviços ancilares.

Em troca de uma conexão mais barata à rede para a geração distribuída, é necessário que se altere o cenário regulatório. Sendo necessário que se exponha os geradores distribuídos a contratos sofisticados de restrição baseados no gerenciamento ativo da rede de capacidade. Além disso, como também apontado em Knieps (2013), a expansão da capacidade das redes de transmissão teria que ser submetida a avaliação mais efetiva dos custos (POLLITT; ANAYA, 2016).

A seguir, o Quadro 14 apresenta o resumo das soluções propostas referentes às barreiras regulatórias para a expansão da energia renovável.

Quadro 14 – Barreiras regulatórias para a expansão da energia renovável

Desafio	Solução proposta pela literatura	ID do artigo
Controle sobre o poder de mercado	Investimento em geração distribuída e nas novas tecnologias para seu desenvolvimento	S43
	Avaliação mais efetiva do custo das redes de transmissão e melhorias na rede Exposição da geração distribuída ao gerenciamento ativo das redes de transmissão Sinais de preço para representar a escassez ou excesso de capacidade no mercado <i>spot</i>	S51
Especificação das leis para a energia renovável	Expor a geração renovável aos riscos de preço de mercado Buscar atingir os objetivos da expansão renovável pelo menor custo, aliando geração convencional e renovável	S81
Fiscalização dos parâmetros de geração	Representar precisamente a estrutura física de geração e transmissão nos modelos de mercado	S26, S73

Fonte: Autoria Própria.

4.3.5.4 INCERTEZAS SOBRE AS LEIS E A ESTRUTURA DOS MERCADOS

Reduzir a incerteza sobre a estrutura regulatória dos mercados é uma ação importante para atrair novos investimentos, aumentar a confiança dos investidores e melhorar o funcionamento das estruturas de mercados. As principais sugestões encontradas na RSL para tratar esse desafio são apresentadas aqui, com um resumo da subseção no Quadro 15.

Quadro 15 – Incertezas sobre as leis e a estrutura dos mercados

Desafio	Solução proposta pela literatura	ID do artigo
Burocracia para iniciar novos empreendimentos	As fontes renováveis não devem ser expostas aos riscos de mercado, antes que o mercado esteja pronto para isso	S81
Implementação de melhorias ou de novos mecanismos de mercado	Regular o poder de mercado específico da rede de transmissão Encorajar a operação somente quando necessário (contratos de diferença, green certificate, ou tarifa premium variável) Reduzir as distorções do mercado criadas por medidas de suporte a energias renováveis	S81, S34 S62

Fonte: Autoria Própria.

Uma solução fundamental para reduzir a incerteza da geração renovável, de acordo com Simoglou *et al.* (2015), é a de alterar a estrutura regulatória e operacional atual, de forma a adaptá-la aos requisitos emergentes para o gerenciamento ideal da produção das energias renováveis. A proposta é a de ajustar as políticas da geração renovável às necessidades do mercado. Assim, pode-se lidar com a distorção provocada nos preços com incentivos como as *feed-in tariffs* e minimizar a sobrecompensação dos incentivos, bem como expor a geração renovável à dinâmica do mercado.

Neste contexto, sugere-se que se incentive a geração renovável a vender a energia no mercado atacadista através da oferta de energia precificada, tornando-a sujeita aos mecanismos de liquidação. Ademais, uma operação mais flexível e condizente com as necessidades do mercado pode reduzir o custo total do sistema (SIMOGLU *et al.*, 2015).

Como apontado em Carley *et al.* (2017), o poder de mercado exercido pelos agentes de transmissão em mercados desregulados pode prejudicar a expansão das

redes de transmissão e a conexão de novos empreendimentos à rede. Diferente dos agentes geradores nos mercados desregulados, em que a própria competição no mercado tem o papel de regular o poder de mercado, a rede de transmissão de energia é um monopólio natural. Desta forma, para encaminhar adequadamente o desenvolvimento da rede de transmissão é necessário que o governo regule o poder de mercado dos agentes de transmissão (KNEIPS, 2013).

Como visto ao longo desta seção, além de reduzir as incertezas, a integração das energias renováveis no setor elétrico é uma questão de adaptar os esquemas de suporte e configurar o mercado de forma adequada. A partir disso, é importante que o mercado esteja bem estruturado antes de expor a geração renovável aos riscos de mercado, evitando que o desenvolvimento das fontes renováveis seja barrado pela falta de suporte à sua expansão (BAUKNECHT *et al.*, 2013).

5 SOLUÇÕES DE MERCADO APLICADAS NOS PAÍSES ESTUDADOS

As soluções identificadas na etapa de revisão sistemática da literatura (RSL), Seção 4.3.5, foram reagrupadas neste capítulo de forma a simplificar a identificação das medidas tomadas nos diferentes mercados de energia elétrica para comportar as fontes intermitentes de energia.

Com base nos dados obtidos durante o estudo dos mercados, no Capítulo 2, as soluções identificadas na RSL para que os sistemas elétricos comportem maiores percentuais de geração por fontes intermitentes foram organizadas em 6 grupos: 1) modelagem de incertezas; 2) intervalo de despacho próximo ao tempo real; 3) contratação de capacidade, flexibilidade e serviços ancilares; 4) aproveitamento de portfólio de fontes renováveis; 5) resposta de demanda; 6) competição de mercado.

5.1 MODELAGEM DE INCERTEZAS

No Quadro 16 estão listadas as ações relacionadas a modelagem para redução de incertezas do mercado que foram identificadas na RSL, bem como algumas das medidas adotadas pelos países pesquisados, destacando também *softwares* e modelos matemáticos utilizados para previsão de geração renovável intermitente.

Quadro 16 – Modelagem de incertezas

	Soluções
RSL	Utilização de ferramentas de previsão de geração renovável em conjunto com atualização frequente das previsões
	Ferramentas sofisticadas para modelagem de incertezas no modelo de tomada de decisão
	Modelar de forma explícita a incerteza nos modelos de mercado
	Diminuição da incerteza dos modelos matemáticos utilizados pelo operador do sistema
	Representar precisamente a estrutura física de geração e transmissão nos modelos de mercado

Quadro 16 continuação

Soluções	
BRA	Implementação do DESSEM e VENTOS Modelo de previsão de energia solar e estudo de aumento da complexidade do sistema de transmissão em desenvolvimento desde 2018
DNK	WEPROG/MSEPS
ESP	Atualização dos modelos utilizados para representar o sistema de transmissão em tempo real Desenvolvimento do sistema de balanceamento para liquidação do desequilíbrio em intervalos de 15 minutos
IRL	WEPROG/MSEPS

Fonte: Autoria Própria.

No modelo de previsão do despacho utilizado pelo ONS, o DESSEM apresenta cálculos do despacho ótimo para a operação de mínimo custo do sistema. O DESSEM também apresenta metas para os reservatórios do sistema ao final de cada horizonte e realiza análises da sensibilidade referente a fatores externos, como a afluência aos reservatórios e variação na demanda. Integrado ao DESSEM, tem-se diversas ferramentas de modelagem, incluindo o VENTOS, uma ferramenta de previsão probabilística do vento em intervalos horários e semi-horários (CEPEL, 2020; ONS, 2018b).

O VENTOS está sendo desenvolvido também para previsão de cenários em horizontes mais longos. Entretanto, as ferramentas de modelagem utilizadas no Brasil ainda são direcionadas a geração convencional, não tendo uma modelagem precisa da geração por fontes intermitentes (FICHTER *et al.*, 2017). O ONS iniciou em 2018 o desenvolvimento de um modelo de geração fotovoltaica a ser integrado ao DESSEM, iniciou também os estudos para uma operação mais complexa do sistema de transmissão, incluindo geração intermitente e geração distribuída nos atributos da modelagem (CEPEL, 2020; ONS, 2018b).

A estimativa de geração eólica é necessária para estabelecer o despacho de geração térmica. Como estas tem um custo relacionado ao incremento ou decréscimo de geração, deve-se estimar com precisão a quantidade de energia necessária para complementar a geração renovável (GARRIGLE; LEAHY, 2013). Para o sistema elétrico da Irlanda, entre 2006 e 2010, os valores anuais de erro médio

absoluto ficaram entre 6% e 10% para previsões com horizonte de tempo entre 24 e 48 horas (Lang; McKeogh, 2010). Segundo Garrigle e Leahy (2013), estima-se uma redução anual de 0,27% dos custos de geração, aproximadamente 4,1 milhões de euros, para cada ponto percentual de aumento na precisão das estimativas de geração eólica, justificando, assim, o investimento no aprimoramento de modelos de previsão meteorológica.

Um dos fornecedores da previsão eólica para o sistema elétrico da Irlanda é o WEPROG, que também atua na Dinamarca e na Alemanha (GIZ, 2015). O WEPROG é um sistema de previsão de energia renovável da Alemanha, baseado no Sistema de Previsão de Conjuntos de Múltiplas Estruturas (MSEPS, *Multi-Scheme Ensemble Prediction System*) desenvolvido em 2003 pelo então TSO da Dinamarca, o ELTRA, atual Energinet.dk. A internacionalização do sistema permite a aquisição de dados meteorológicos mais abrangentes para o aprimoramento do sistema de previsão (WEPROG, 2020).

O TSO da Espanha, REE, atualizou seus modelos matemáticos para incluir o acompanhamento em tempo real do sistema de transmissão no país e entre fronteiras, melhorando o cálculo da capacidade disponível dos sistemas de transmissão em tempo real, de forma a adaptar-se aos requisitos necessários para participação dos mercados europeus. As atualizações também buscam melhorias nos serviços de balanceamento, como a redução do período de liquidação de desequilíbrio de 60 minutos para 15 minutos nos próximos anos (REE, 2020).

5.2 INTERVALO DE DESPACHO PRÓXIMO AO TEMPO REAL

As soluções referentes à frequência das negociações nos mercados de energia encontradas na RSL e propostas pelos mercados estudados são apresentados no Quadro 17.

Dentre os países estudados, o Brasil é o único que não apresenta um mercado diário e intradiário organizado. Como forma de lidar com essa falta em seu mercado de energia elétrica, além da adoção do PLD horário a partir de 2021, a CCEE tem modernizado a plataforma de acesso *online* dos agentes às negociações do mercado e outras informações referentes a sua comercialização (CCEE, 2019b).

Quadro 17 – Intervalo de despacho próximo ao tempo real

Soluções	
RSL	Intervalos de despacho mais curtos e fechamento do mercado próximo da operação em tempo real Leilões sucessivos para ajuste da demanda
BRA	CMO e PLD horários
DNK	BM, IDM, DAM
ESP	Gestão de diferenças, IDM, DAM
GBR	Serviços de balanceamento, IDM, DAM
IRL	BM, IDM, DAM

Fonte: Autoria Própria.

Considerando a matriz predominantemente hidrelétrica do Brasil e a definição dos preços centrada no CMO, a utilização de preços *spot* podem levar a uma sinalização inadequada das condições do mercado e contribuir para uma redução da confiabilidade do sistema, como mostrado em Castro *et al.* (2010) e Barroso *et al.* (2012). Assim, Munhoz (2017) aponta que para obter um mercado baseado em ofertas, que aborde a variabilidade da demanda e da geração intermitente, é necessário que se faça diversas mudanças complexas na atual estrutura do mercado brasileiro.

O relatório apresentado pelo GT Modernização definiu o prazo até 31 de dezembro de 2021 para apresentar os resultados dos estudos que subsidiem a escolha do mecanismo de formação de preços do mercado brasileiro. O relatório indica que estão sendo feitos estudos de precificação por modelos (como é feito atualmente com o CMO), despacho por ofertas, e formas híbridas dos dois mecanismos (MME, 2019c, p.26).

5.3 CAPACIDADE, FLEXIBILIDADE E SERVIÇOS ANCILARES

O Quadro 18 apresenta as soluções propostas pela RSL e pelos mercados estudados referentes a manutenção da capacidade da matriz elétrica, mecanismos para aumentar a flexibilidade do sistema e serviços ancilares para a rede elétrica.

As soluções apresentadas pela RSL já estão sendo estudadas ou implementadas nos mercados estudados. Os leilões de capacidade são realizados pelos países com exceção da Dinamarca, que contrata capacidade de geração por meio

de contratos de longo prazo. Os serviços ancilares também são adaptados pelos mercados, destacando-se a utilização da geração eólica e resposta de demanda para estes serviços.

Quadro 18 – Capacidade, flexibilidade e serviços ancilares

Soluções	
RSL	Portfólio de opções flexíveis e serviços ancilares
	Investir em armazenamento de curto e longo prazo e usinas flexíveis
	Leilões de capacidade
	Contratos de longo prazo como opção ao mercado de capacidade
	Análise econômica consistente dos preços ótimos de transmissão antes de implementar incentivos para o aumento de capacidade
	Buscar atingir os objetivos da expansão renovável pelo menor custo, aliando geração convencional e renovável
BRA	Geração termelétrica a gás natural como <i>backup</i> da geração intermitente
	Usinas reversíveis
	Separação entre pagamentos por lastro e energia nos leilões de capacidade
DNK	Geração termelétrica renovável como reserva de capacidade
	Formação de mercado comum de reserva de restauração automática de frequência
	Ampliação dos serviços ancilares
ESP	TERRE
GBR	TERRE
	Inclusão da resposta de demanda, serviços de armazenamento e outras tecnologias nos mecanismos de capacidade
IRL	DS3

Fonte: Autoria Própria.

O estudo feito por Aquila *et al.* (2016) aponta que, entre as formas mais comuns de incentivo à geração renovável, no Brasil se aplicam melhor as que já estão de fato sendo utilizadas, como o financiamento pelo BNDES e os leilões de energia no ACR. Entretanto, Bernardes *et al.* (2018) indicam que a metodologia na qual os leilões de energia eólica se baseiam pode estar atrasando o desenvolvimento da geração eólica no país, e sugere que se adote a metodologia de cálculo utilizada em países

européus para que haja um melhor aproveitamento dos empreendimentos em tempo menor de contratação.

Como forma de garantir melhores retornos aos novos empreendimentos, o GT Modernização avaliou a separação entre o lastro e a energia na realização dos leilões, em que a capacidade das usinas passaria a ser paga por uma tarifa na conta de energia. O EPE aponta que existe a necessidade de desenvolvimento de novos mecanismos de contratação, como a possibilidade de leilões combinatórios. Entretanto, prevê um período de transição entre mecanismos de contratação para solucionar as atuais questões levantadas (EPE, 2019b).

Buscando aumentar a flexibilidade do sistema, em 2019 a EPE apresentou estudos para a utilização de usinas hidrelétricas reversíveis, em que a turbina atua bombeando água de volta para o reservatório enquanto há excesso de oferta de geração no sistema. Esses estudos são a etapa inicial de desenvolvimento do aspecto regulatório para a inserção de usinas reversíveis no SIN, onde atualmente não existe nenhuma (EPE, 2019a; EPE, 2019c).

Os TSO de 8 países na Europa, incluindo o NGESO e a REE, estão desenvolvendo desde 2016 um Mercado de Energia de Reserva Trans Europeu (TERRE, *Trans European Replacement Reserves Exchange*), que tem por objetivo construir a Plataforma de Energia de Reserva e estabelecer o mercado de balanceamento a partir de energia de reserva na Europa. Atualmente este mercado está em fase de implementação, que inclui o desenvolvimento da Plataforma de Energia de Reserva, o acompanhamento da implementação local pelos participantes, a preparação para os testes paralelos e o lançamento da plataforma (ENTSO-E, 2020).

No Brasil, bem como na Dinamarca, os investimentos em reserva de capacidade e segurança do suprimento têm compreendido a instalação de geração termelétrica por fontes renováveis, como gás natural no Brasil e usinas de alta eficiência de cogeração, biomassa e gás natural na Dinamarca (ONS, 2018a; EPE/MME, 2018; IEA, 2017).

Em 2011 os TSOs da Irlanda, Eirgrid e SONI, estabeleceram o programa de Fornecimento de Sistema Elétrico Sustentável Seguro (DS3, *Delivering a Secure Sustainable Electricity System*). O objetivo do programa é definir uma nova configuração para o mercado de serviços ancilares de modo a suprir as necessidades do sistema com um nível de penetração de geração assíncrona de 75% até 2020. Para isso, são definidos diferentes tipos de serviços ancilares, especificados de acordo com o período de tempo em que são disponibilizados após uma variação

de frequência e com o tipo de resposta fornecida, de potência ativa ou reativa (EIRGRID, 2018; EIRGRID, 2014).

A resposta inercial síncrona, por exemplo, é um dos produtos definidos pelo DS3 para comercialização no mercado de serviços ancilares. Como a geração síncrona tende a ter uma participação reduzida na matriz energética, é de interesse do operador do sistema incentivar que se mantenha uma parcela de energia cinética disponível. Em particular, se a resposta de frequência for fornecida com uma baixa saída de potência, para que o sistema possa acomodar a geração assíncrona (EIRGRID, 2014).

Assim como na Irlanda, o TSO da Dinamarca, Energinet.dk, redefiniu as especificações de serviços ancilares para se tornar mais abrangente, permitindo a participação de recursos variados, incluindo a resposta pelo lado da demanda. Além disso, o Energinet.dk participa do mercado de energia dos países nórdicos, onde os TSOs participantes estão desenvolvendo um mercado comum para oferta de restauração automática de frequência entre os países (IEA, 2017, p. 159).

5.4 APROVEITAMENTO DO PORTFÓLIO DE FONTES RENOVÁVEIS

Como apresentado no Quadro 19, as soluções apontadas na RSL visando aproveitar melhor o portfólio de fontes renováveis inseridas na rede elétrica compreendem ações de suporte à inclusão dessas fontes nos sistemas de transmissão. Dessa forma, como mencionado anteriormente, observa-se que existe a necessidade de um direcionamento das instituições reguladoras do mercado de forma a incentivar principalmente o desenvolvimento do sistema de transmissão.

É necessário avaliar de forma precisa os custos de adaptar o sistema de transmissão à uma matriz energética intermitente, bem como direcionar e incentivar os investimentos da forma adequada. Essa avaliação requer estudo prévio e um horizonte de tempo para implementação maior do que o necessário para expandir a geração intermitente na matriz elétrica. Os países estudados apresentam diferentes formas de abordagem para esse assunto.

A Dinamarca e a Irlanda, principalmente por questões geográficas, enfrentam algumas limitações em seus sistemas de transmissão. Na Dinamarca, a linha que conecta os dois subsistemas do país tem limite de 400 kV. A solução encontrada foi reforçar e aumentar as interconexões com os mercados internacionais próximos, o IEM e NordPool. Após o Brexit, a Irlanda optou por construir uma linha

de transmissão entre a Irlanda e a França, de forma a conectar diretamente o SEM ao IEM e assim tornar a Irlanda independente do sistema de transmissão britânico (IEA, 2017; IEA, 2019a).

Quadro 19 – Aproveitamento do portfólio de fontes renováveis

Soluções	
RSL	Investimento em geração distribuída e nas novas tecnologias para seu desenvolvimento
	Fortalecer o sistema de transmissão conectando diferentes áreas de controle
	Regulamentar incentivos à rede de transmissão
	Avaliação mais efetiva do custo das redes de transmissão e melhorias na rede
BRA	Competição pela capacidade remanescente da rede de transmissão em leilões
	Flexibilidade na contratação de usinas em leilões
	ProGD/ <i>Net-metering</i>
DNK	Subsídios para a geração distribuída, em especial renovável
	Conexão com mercados internacionais para contornar limitações na rede de transmissão
ESP	Revisão na metodologia dos cálculos da tarifa dos sistemas de transmissão e distribuição
GBR	Estudos de viabilidade para inclusão de novas tecnologias de geração distribuída no sistema de distribuição
IRL	Instalação de <i>smart-meters</i> em larga escala e conexão com o IEM
	Novas linhas de transmissão para conexão direta ao IEM

Fonte: Autoria Própria.

Nas etapas iniciais dos leilões de energia no mercado brasileiro, os agentes geradores disputam pela capacidade disponível de escoamento na rede de transmissão. Uma vez que o horizonte dos leilões de energia (até 6 anos) é muito curto para a contratação de empreendimentos de transmissão, o ONS realiza estudos de capacidade disponível de escoamento nas linhas de transmissão existentes a ser disputada nos leilões. Apesar de não existir garantia contratual de que a conexão será feita no ponto solicitado, esse mecanismo mitiga o risco para os investidores quanto a eventuais restrições e permite a competição pelos pontos do sistema em que a rede

ainda suporta injeção de potência de novos empreendimentos (EPE, 2019d).

Outra forma de aproveitar o portfólio renovável no Brasil se dá com a possibilidade de vender apenas uma parte da garantia física nos leilões. Os empreendimentos de geração contratados, principalmente eólica e solar, optam por disponibilizar entre 30% e 50% de sua garantia física no ACR e o restante da garantia física é reservado para o ACL. Esta estratégia contribui para a diminuição dos preços da energia contratada em leilões e aumento da competição no mercado (EPE, 2019b).

O estudo em Miranda *et al.* (2017) aponta que aumentar consideravelmente a penetração da geração eólica no SIN pode resultar em diversos desafios para a atual infraestrutura do sistema de transmissão, especialmente o contingenciamento de energia. O PDE 2029 trata deste assunto, indicando a necessidade de aprimoramento da metodologia e das ferramentas utilizadas no planejamento integrado da expansão da geração e transmissão. Deve-se levar em consideração não apenas a modelagem da geração intermitente, mas também *smart-grids* e a geração distribuída (EPE/MME, 2020, p.106). Destaca-se também o já citado ProGD no Brasil, que busca a expansão da geração distribuída no país de forma estruturada e sustentável, considerando diversos cenários e experiências internacionais para determinar o planejamento do programa e atingir seu objetivo.

O governo espanhol tem revisado diversos aspectos regulatórios de seu mercado de energia elétrica. A CNMC removeu parte das barreiras tributárias para a autogeração e geração distribuída, como a taxa sobre autoconsumo, que era cobrada pela energia proveniente de autogeração fotovoltaica conectada à rede. Além disso, a CNMC tem feito revisões nas metodologias dos cálculos das tarifas dos sistemas de distribuição e transmissão, dos pagamentos ao operador do sistema, entre outros (ECOLÓGICA, 2019; ARTÉS; OLIVERA, 2019; CNMC, 2020).

O BEIS tem realizado diversos estudos de caso para testar a viabilidade de incluir no sistema de transmissão o uso de tecnologias de geração distribuída, com o intuito de aprimorar o aproveitamento do portfólio de geração distribuída no Reino Unido. Os estudos compreendem: o desenvolvimento de algoritmos para utilização do portfólio de armazenamento de energia, na forma de sistemas virtuais de armazenamento de energia (VESS, *Virtual Energy Storage System*¹); a utilização de sistemas de baterias em residências ligadas à rede, com autogeração ou não, operando em conjunto com agregadores; e a opção de tarifas horárias aos

¹VESS é um sistema que agrega conjuntos de cargas flexíveis, sistemas de armazenamento de energia, e pode também obter energia de geradores distribuídos por meio de tecnologias de smart grids (CHENG *et al.*, 2016).

consumidores residenciais (OFGEM, 2017; OFGEM, 2018).

Dentre os mecanismos da Dinamarca já mencionados para incentivar a geração distribuída, a Energinet.dk opera como comercializadora para os pequenos produtores de energia elétrica conectados a rede, incluindo geração eólica até 25 kW. A Energinet.dk agrega a energia gerada e a vende no NordPool, repassando o lucro da venda aos produtores, isento de impostos, e arca com os custos do mercado de balanceamento (DINAMARCA, 2015; DINAMARCA, 2017).

O Grupo de Trabalho do ProGD apresentou em seu relatório um modelo análogo ao praticado na Dinamarca, que prevê a comercialização dos excedentes de micro e minigeração no ACL por meio de comercializadoras varejistas, estas funcionariam como agregadores². No modelo, a comercializadora assume as responsabilidades e obrigações na CCEE e a relação comercial com os consumidores produtores (*prosumers*) é negociada livremente por contratos bilaterais (MME, 2019d, p.31). E o papel das distribuidoras seria também de medição e agregação de dados. No entanto, a instalação de *smart-meters* em larga escala, como vem sendo feito na Irlanda, ainda é vista como economicamente inviável para micro e minigeração (MME, 2019d, p.36).

5.5 RESPOSTA PELO LADO DA DEMANDA

A resposta do sistema elétrico pelo lado da demanda significa substituir ações no lado da geração, como incremento de geração, por uma ação no lado do consumo, redução de demanda. A atuação no lado da demanda pode ocorrer de forma implícita ou explícita. A resposta de demanda explícita refere-se à venda de capacidade de resposta de demanda no mercado de energia, competindo diretamente com o fornecimento de energia. Enquanto a resposta de demanda implícita ocorre pela reação dos consumidores à variação de preços no mercado de energia, como a diferença na tarifa elétrica durante o horário de ponta no Brasil (ENERGINET.DK, 2016c; MAGNUS, 2020).

No Quadro 20 estão listadas as ações que estão sendo realizadas nos diferentes mercados para aprimorar a resposta pelo lado da demanda, bem como as soluções identificadas na RSL.

²Agregadores são agentes do mercado de energia, que atuam como um mecanismo de gerenciamento de demanda, comercializando a capacidade de demanda proveniente do agrupamento de pequenas ofertas (ENERGINET.DK, 2019c)

Quadro 20 – Resposta pelo lado da demanda

Soluções	
RSL	Adoção de técnicas inovadoras de controle pelo lado da demanda
	Tratar simultaneamente a geração e os consumidores responsivos (<i>demand-side management</i>), tanto em leilões como no despacho
	Facilitar a participação do lado da demanda no mercado de energia
	Gerenciamento técnico da demanda
	Resposta da demanda a partir de sinais de preço
BRA	Programa piloto de resposta de demanda explícita
DNK	Instalação de <i>smart-meters</i>
	Digitalização do Sistema (DataHub)
ESP	Participação da demanda e dos serviços de armazenamento nos serviços ancilares
GBR	Programa piloto de redução de demanda
IRL	Inclusão da resposta da demanda no mercado de capacidade
	Investimento em tecnologias de <i>smart-meter</i> e <i>smart grid</i>

Fonte: Autoria Própria.

Em 2017 o MME estabeleceu as diretrizes de critérios e condições para a implantação de um programa piloto de resposta de demanda nos subsistemas Norte e Nordeste. O aumento da geração intermitente no Nordeste, aliado ao baixo volume de chuvas na região, faz com que a intermitência na geração seja compensada por meio de usinas termelétricas, que não apresentam tempo de resposta rápido o suficiente para desempenhar essa função. Entre outros fatores, esta é a justificativa para a escolha das regiões Norte e Nordeste para este programa (ANEEL, 2017; ONS, 2020).

A resposta de demanda por meio deste programa se dá a partir da redução da carga de consumidores pré-habilitados, como forma de substituição ao despacho de termelétricas fora da ordem de mérito. Considerando que a resposta da demanda só será utilizada caso seu custo seja menor do que o acionamento das termelétricas fora da ordem de mérito, além de contribuir para aprimorar a confiabilidade do SIN, também contribui com a manutenção da modicidade tarifária (ANEEL, 2017; ONS, 2020).

Na Espanha, a comercialização de capacidade de resposta da demanda ocorrerá no mercado de serviços ancilares. A partir de junho de 2020 o mercado de serviços ancilares, no qual participavam apenas a geração convencional e renovável,

permitirá a oferta de capacidade de demanda e de serviços de armazenamento de energia. Com isso, a REE espera obter maior competitividade nos serviços ancilares e menores preços (CNMC, 2019a).

Um estudo para avaliar a participação de resposta da demanda no mercado foi realizado no Reino Unido. O programa de Redução da Demanda (EDR, *Electricity Demand Reduction*) foi concluído em Dezembro de 2018 e sua última avaliação foi publicada em julho de 2019. O programa mostrou que a capacidade de demanda poderia ser entregue em horários de pico, e a avaliação conclui que o programa é economicamente eficiente, com um fluxo monetário positivo de cerca de 9 milhões de libras. No entanto, foi constatado que os programas de comercialização de demanda ainda não estão adequados para a participação no CM. Os resultados das análises indicam que, além da necessidade de mudanças significativas na estrutura do mercado, a participação da comercialização de demanda no CM, da maneira como foi estruturada, provavelmente seria baixa e as ofertas de resposta de demanda teriam poucas chances de serem contratadas (OFGEM, 2019a).

A avaliação do EDR também sugere que os agregadores podem ser cruciais para alcançar um potencial de capacidade de demanda em larga escala. Esses agentes otimizam a oferta de demanda no mercado, devido ao fato de que as cargas de uma residência isolada não representariam um montante significativo para o mercado. Assim, é necessário que se desenvolva mecanismos de mercado e tecnologia para que os consumidores se beneficiem da comercialização de demanda. Portanto, os agentes agregadores atuam no sentido de facilitar a participação de *prosumers* nos esforços de eficiência energética. No I-SEM, da Irlanda, os agregadores já estão em operação no mercado, enquanto na Dinamarca ocorrem adaptações gradativas do mercado e da tecnologia para a aplicação da resposta de demanda (OFGEM, 2019a; ENERGINET.DK, 2019c; EIRGRID, 2019b).

Para incentivar a resposta de demanda implícita, ou o comportamento de "consumo inteligente", por parte dos consumidores, é necessário que estes sejam expostos aos sinais de preço do mercado. Assim, nos momentos em que houver um incremento na geração termoelétrica, mais cara, ou quando houver um pico de demanda, os consumidores devem receber essa informação na forma de um aumento no preço da energia naquele momento. As ferramentas necessárias para adoção do preço horário para os consumidores estão sendo implementadas gradativamente. A digitalização dos processos de mercado no DataHub e a instalação de *smart meters* permitirão uma maior interação entre os consumidores e o mercado,

enviando informações específicas de demanda ao mercado para formação de preços, e possibilitando aos consumidores o acesso a estimativa horária dos preços de energia (IEA, 2017, p. 161).

No caso da Irlanda, a instalação de *smart meters* em larga escala está sendo realizada pela ESB, em 2020 deve-se concluir a primeira fase de instalação, com 250 mil *smart meters* instalados até o final do ano. O maior grau de monitoramento do consumo individual permitirá o controle mais preciso por parte dos consumidores. Além disso, a tecnologia de *smart meters* deve otimizar os mecanismos de venda de demanda no mercado de energia. Os leilões de capacidade foram introduzidos no SEM em 2017, permitindo também a oferta de capacidade de demanda. No primeiro leilão, de 2017, foram contratados 619 MW de capacidade de resposta de demanda, ofertados por 245 unidades (IEA, 2019a).

5.6 COMPETIÇÃO DE MERCADO

As soluções apresentadas pela RSL relacionadas às barreiras regulatórias e às incertezas de mercado fazem referência, em parte, aos mecanismos para assegurar a competição de mercado. O Quadro 21 apresenta as soluções identificadas pela RSL e pelos países de forma a tornar os mercados de energia elétrica mais competitivos.

Quadro 21 – Competição de mercado

	Soluções
RSL	Exposição da geração distribuída ao gerenciamento ativo das redes de transmissão
	Sinais de preço para representar a escassez ou excesso de capacidade no mercado <i>spot</i>
	Expor a geração renovável aos riscos de mercado, entretanto o mercado deve estar pronto para isso
	Regular o poder de mercado específico da rede de transmissão
	Encorajar a operação somente quando necessário (CfD, <i>green certificate</i> , ou tarifa <i>premium</i> variável)
	Reduzir as distorções do mercado criadas por medidas de suporte a energias renováveis
	Subsídios com pagamento relativo ao sinal de preço do mercado (custo marginal de operação)

Quadro 21 continuação

Soluções	
BRA	Aumento do risco às fontes incentivadas no processo de leilões
	Desenvolvimento regional da geração renovável
DNK	Redução dos incentivos a geração renovável
ESP	Remoção dos limites de preços para os serviços de balanceamento
GBR	Implementação dos CfD e CM
IRL	Início da abertura do mercado para empresas
	Introdução de incentivos para os <i>prosumers</i>

Fonte: Autoria Própria.

A RSL apresenta soluções no sentido de aumentar o risco de mercado à geração intermitente. Entretanto, é importante que o mercado esteja pronto para incorporar a geração intermitente de forma adequada antes que esta possa ser exposta aos seus riscos, evitando que seja prejudicada pelo poder de mercado da geração convencional e pela própria estrutura dos mercados.

Desde 2018, a Dinamarca passou a expor as fontes renováveis contratadas nos leilões aos riscos de mercado. Os preços mínimos da geração eólica foram removidos, sendo substituídos por uma tarifa *premium* no pagamento desde que o preço da energia no mercado seja positivo, assim a geração renovável fica exposta aos sinais de preço e riscos do mercado (DINAMARCA, 2017). No Brasil, com a identificação da maturidade das fontes eólica e solar fotovoltaica, e os patamares de preços alcançados por essas fontes nos leilões de energia, a EPE determinou a mudança em seu sistema de contratação (EPE, 2019d).

Os leilões realizados a partir de 2019, passaram a contar com risco maior para os geradores. Houve a alteração de modalidade para capacidade, ao invés de disponibilidade. Nesta modalidade, o gerador é responsável pela entrega da energia contratada, assumindo os riscos de mercado relacionados a produção de energia elétrica. A alocação de riscos ao vendedor pode levar a melhorias na expansão do sistema a longo prazo por valorizar os geradores que naturalmente entregam a energia mais próxima da necessidade, melhorando a definição de preços em função de uma competição mais adequada (EPE, 2019d).

O estudo em Bradshaw e Jannuzzi (2019) aponta que o desenvolvimento regional da geração renovável apresenta vantagens para o desenvolvimento dessas fontes. De acordo com os autores, os potenciais benefícios de atrair investimentos a

uma determinada região do país fazem com que se crie uma competição inter-regional pelo mercado de energias renováveis. Além disso, a necessidade de escoar a energia elétrica gerada, faz com que haja também uma maior pressão dos representantes dos estados para acelerar as medidas em favor da geração renovável, como o acesso às redes de transmissão.

O GT Modernização estuda a abertura do ambiente de contratação livre para todos os consumidores no Brasil. O processo deve ser feito com o objetivo de buscar corrigir distorções na alocação dos custos e riscos entre os ambientes de contratação e demandar adequações nos mecanismos que viabilizam a expansão do sistema elétrico. Dessa forma, o relatório do GT Modernização indica que essa abertura deve ser feita após o aprimoramento na formação de preços e no funcionamento do mercado de curto prazo (MME, 2019c, p. 29).

Na Espanha, como requisito para a entrada no TERRE, a REE removeu os limites de preços para os serviços de balanceamento do sistema elétrico, essa medida auxilia a determinar um sinal de preço adequado às reais condições do sistema e contribui para a redução das distorções do mercado causadas por suporte às energias renováveis (CNMC, 2019b).

Destaca-se nesta sessão também os CfD e o CM no Reino Unido, que foram implementados como substituição aos contratos de FiT e RO. De acordo com Onifade (2016) e Fan *et al.* (2018) essas modalidades de incentivo a geração renovável estão lidando melhor em atender tanto as necessidades do mercado, em prover um ambiente de contratação com menos incertezas, quanto as necessidades do governo, em ampliar o percentual renovável na matriz elétrica.

Apesar da ampla adesão à liberalização e desregulamentação dos mercados de energia na União Europeia e da grande importância dos mercados de curto prazo, ainda existem divergências quanto a eficiência do modelo adotado. Segundo Meyer (2004), a liberalização pode ser inapropriada por incentivar investimentos com retorno em curto prazo, em detrimento de soluções e planejamento a longo prazo. Com o aumento da geração de baixo custo, o mercado de curto prazo pode também passar a ser ineficaz na sinalização econômica adequada nos mercados (CASTRO *et al.*, 2010).

6 CONCLUSÕES

Com a RSL realizada, foi identificado que a energia intermitente está em fase de adaptação e não mais de implementação nos mercados de energia. Determinar o melhor modelo de precificação dessas fontes, analisar precisamente a eficácia dos incentivos e adaptar a regulamentação do mercado à crescente flexibilização dos serviços são desafios importantes a serem superados, de forma que se mantenha a confiabilidade e eficácia do setor elétrico. As soluções identificadas indicam a necessidade de pesquisas para desenvolver novas ferramentas de suporte a tomada de decisão, flexibilização e granularização da cadeia de geração e serviços ancilares, e a participação mais ativa dos consumidores como formas de incorporar a geração intermitente de forma eficiente.

De acordo com Meyer (2004), a transição para um sistema com alta participação de energias renováveis, como o da Dinamarca, requer planejamento energético abrangente de longo prazo, de modo a assegurar investimentos eficientes de baixo custo e a segurança de fornecimento de energia. Desde a década de 80, os governos europeus tem se empenhado no sentido de tornarem-se independentes de combustíveis fósseis, devido, em grande parte, à repercussão econômica da crise do petróleo de 1973, que evidenciou a importância de possuir uma matriz energética autossuficiente (GAFFNEY *et al.*, 2017).

Uma das formas de suprir a carência de recursos e a variabilidade das fontes renováveis foi a criação de um mercado de energia integrado entre os países da União Europeia. A exportação e importação de energia elétrica permite um melhor aproveitamento das fontes intermitentes, contribuindo para a redução da necessidade de mecanismos de armazenamento de energia, como baterias.

Nesse sentido, o Brasil encontra-se em uma posição de vantagem em relação aos países europeus. Devido à extensão do seu território, de dimensões continentais, tem-se diversos recursos para compor o portfólio de fontes renováveis. Esse portfólio é disponibilizado pela configuração do sistema de transmissão, o SIN, interligando todas as regiões. Assim, o país tem condições de garantir a própria flexibilidade necessária para compensar a intermitência da geração renovável e seria um participante chave na formação de um mercado de energia interligando os

recursos disponíveis nos países sul-americanos.

Nota-se também, a tendência de liberalização destes mercados, prezando pela competitividade como um agente natural de aperfeiçoamento dos serviços fornecidos. Seguindo essa tendência, a implementação de geração por fontes renováveis na matriz elétrica dependerá da manutenção do caráter competitivo do mercado.

Nesse contexto, os órgãos regulamentadores do setor tem o papel de garantir que o mercado se mantenha competitivo. Para tanto, são definidas regras de competição, como a forma de contratação de energia e as formas de incentivos às fontes alternativas para que estas se tornem competitivas. Outra forma de manter os princípios do livre mercado ao mesmo tempo que se reduz o impacto ambiental do consumo de energia é o acesso a informação. O CRU, na Irlanda, desempenha o papel de divulgar dados para informar os consumidores sobre os preços praticados pelos agentes fornecedores e as fontes de energia compradas pelos mesmos. Sendo importante também a divulgação sobre a precificação da energia elétrica e como consumir energia nos momentos de maior geração por fontes renováveis pode reduzir os preços.

Incentivar a participação dos consumidores no mercado de energia, seja como *prosumers* ou como consumidores responsivos de forma explícita ou implícita, apresenta benefícios para o sistema no que se refere a redução do consumo, flexibilidade do sistema e adiamento da necessidade de novos grandes empreendimentos de geração elétrica.

Para contribuir com a adequação de demanda por parte dos consumidores alguns países, como Dinamarca e Irlanda, possuem normas de eficiência energética para construções, de modo que se reduz a demanda sobre o sistema elétrico permitindo a melhor alocação dos recursos energéticos.

A inclusão de fontes intermitentes de geração na matriz elétrica, demanda mudanças em toda a cadeia do setor elétrico. No Brasil, além da diversificação da matriz elétrica, a necessidade de atualização do marco regulatório evidencia diversos desafios e oportunidades de desenvolvimento de um mercado competitivo e moderno.

A abertura do mercado de energia brasileiro está ainda em fase de avaliação dos riscos e oportunidades, com foco no aprimoramento dos mecanismos de viabilização da expansão do sistema elétrico e em corrigir as distorções entre os ambientes de contratação (MME, 2019c, p. 29). Assim, o mercado de energia elétrica

brasileiro vem sendo liberalizado gradativamente, com a transição dos consumidores para o mercado livre limitada pelo valor mínimo da demanda, 2 MW, para entrar na categoria de consumidor livre, e está sendo considerada a redução desse limite. Com demanda a partir de 500 kW o consumidor se enquadra na categoria de consumidor especial, que pode migrar para o mercado livre desde que compre energia gerada por fontes renováveis (MME, 2019b).

Dentre os países estudados, observa-se uma convergência em relação às medidas adotadas. Os mercados estão buscando trabalhar com negociação de energia em intervalos menores, bem como flexibilizar o portfólio de geração e de serviços, de forma a garantir confiabilidade e sustentabilidade em seus sistemas, ainda que, por enquanto, se mantenha a dependência da geração termelétrica. Para incorporar as fontes intermitentes e o sistema de transmissão de forma mais precisa em suas modelagens, os países têm desenvolvido novos modelos e ferramentas de previsão.

Ainda que os mercados estejam desenvolvendo suas próprias soluções, no sentido de modernizar-se e adaptar-se para comportar uma matriz elétrica com maior participação de fontes renováveis, é importante destacar que a eficácia de cada solução depende de seu desenvolvimento e medidas corretivas implementadas ao longo dos anos, bem como dos objetivos do país com relação a energia. Assim, é importante que haja um comprometimento com o desenvolvimento sustentável e a eficiência do sistema, de forma que os estudos e medidas implementados estejam de acordo com a realidade que se deseja alcançar.

Para prever os impactos do PLD horário no mercado, desde janeiro de 2019 o PLD horário é calculado paralelamente ao PLD semanal. O PLD sombra fornece parâmetros para os agentes de mercado se adaptarem ao novo modelo, e também forneceu informações para a otimização do modelo de cálculo do PLD horário. No entanto, nem sempre há o diálogo necessário com os participantes de setores associados ao mercado de energia ou com os setores políticos relevantes para a realização das diretrizes planejadas.

Com o recente aumento de consumidores especiais no mercado livre, bem como o aumento do gasto com incentivos custeados pela CDE e os subsídios cruzados, a taxa da CDE na tarifa de energia deve se tornar mais onerosa aos consumidores cativos (VIEIRA *et al.*, 2016). Essa é uma preocupação constante nos mercados europeus, pois algumas formas de incentivo mal planejadas podem incidir sobre uma parcela da população que não tenha um sistema de autogeração,

por exemplo, mas custeiam, por meio de taxas ou impostos, os gastos com o sistema elétrico de consumidores com autogeração que recebem isenções que podem ser excessivas. Assim como países europeus iniciaram formas de incentivos à geração renovável que foram revisadas posteriormente, como é o caso da remoção da taxa de PSO na Dinamarca, é importante que se revise os incentivos atualmente vigentes no sistema elétrico brasileiro.

Vale lembrar que há a possibilidade de que um mercado dominado por competidores visando lucro em curto prazo, não seja adequado para a implementação e adequação das fontes renováveis, que demandam um alto valor de investimentos estratégicos em tecnologia e pesquisa visando lucro a longo prazo (MEYER, 2004).

Para trabalhos futuros, sugere-se o estudo focado no mercado de um país específico. Um estudo de caso do histórico de um mercado específico poderia explicitar quais são os resultados e consequências das ações adotadas. Nesse caso, deve-se considerar também fatores externos ou políticos que podem afetar o mercado.

Também é interessante realizar um estudo de como medidas específicas afetaram mercados diferentes, observando a configuração e o histórico de cada mercado. Assim, é possível obter resultados mais objetivos em relação a evolução do mercado para receber novas técnicas e tecnologias, podendo abordar especificidades técnicas de mecanismos e tecnologias aplicadas ao sistema, como as características e diferenças entre os tipos de serviços ancilares, principalmente relacionados ao controle dinâmico de frequência.

Além do estudo do mercado de energia e da expansão das fontes renováveis, é importante acompanhar os resultados em relação a emissão de carbono e ao custo econômico, para os consumidores e para o estado.

REFERÊNCIAS

ALTOZANO, Hermenegildo. Chapter 15 - Spain. In: WONG, Karen B (Ed.). **The Renewable Energy Law Review**. The Law Reviews, 2019. p. 226. ISBN 978-1-83862-045-5. Disponível em: <<https://thelawreviews.co.uk/edition/the-renewable-energy-law-review-edition-2/1196447/spain>>.

ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 792, DE 28 NOVEMBRO DE 2017**. 2017. D.O. de 01.12.2017, seção 1, p. 131, v. 154, n. 230.

_____. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 1 - Introdução**. 2018.

_____. **Procedimentos de Rede – PROREDE: Submódulo 14.1 - Administração dos serviços ancilares: visão geral**. 2019.

_____. **A ANEEL**. 2020. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/a-aneel>>.

ANEEL, BIG. **Capacidade de Geração do Brasil**. 2019. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>> Acesso em 27/03/2019.

AQUILA, Giancarlo; ROCHA, Luiz Célio Souza; JUNIOR, Paulo Rotela; PAMPLONA, Edson de Oliveira; QUEIROZ, Anderson Rodrigo de; PAIVA, Anderson Paulo de. Wind power generation: An impact analysis of incentive strategies for cleaner energy provision in Brazil. **Journal of Cleaner Production**, Elsevier, v. 137, p. 1100–1108, 2016.

ARTÉS, Alberto; OLIVERA, Gonzalo. **Renewable energy in Spain**. 2019. Disponível em: <<https://www.lexology.com/library/detail.aspx?g=3666e5aa-71a0-40c2-b74b-44d94b9fc6b8>>. Acesso em 02/06/2020.

AUER, Hans; HAAS, Reinhard. On integrating large shares of variable renewables into the electricity system. **Energy**, Elsevier Ltd, v. 115, p. 1592–1601, 2016. ISSN 03605442. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2016.05.067>>.

BARBOSA, Marcos Antônio de Souza; SILVA, Manuela Ramos da; NUNES, Martha Suzana Cabral. Pesquisa qualitativa no campo estudos organizacionais: explorando a análise temática. Associação Nacional de Pós-Graduação e Pesquisa em Administração, 2017.

Barroso, L. A.; Bezerra, B.; Rosenblatt, J.; Pereira, M. V. Achieving generation dispatch efficiency through centralized optimization: Wisdom or heresy? the south american way. In: **2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting**. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–1.

BAUKNECHT, Dierk; BRUNEKREEFT, Gert; MEYER, Roland. Chapter 7 - From niche to mainstream: The evolution of renewable energy in the German electricity market. In: SIOSHANSI, Fereidoon P. (Ed.). **Evolution of Global Electricity Markets**. Boston: Academic Press, 2013. p. 169 – 198. ISBN 978-0-12-397891-2. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780123978912000079>>.

BEHN, Daniel; FAUCHALD, Ole Kristian; LÉTOURNEAU-TREMBLAY, Laura. Promoting renewable energy in the EU: Shifting trends in member state policy space. **European Business Law Review**, v. 28, n. 2, p. 217–243, 2017. ISSN 1875841X.

BERNARDES, Fernando G; VIEIRA, Douglas AG; PALADE, Vasile; SALDANHA, Rodney R. Winds of Change: How Up-To-Date Forecasting Methods Could Help Change Brazilian Wind Energy Policy and Save Billions of US\$. **Energies**, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 11, n. 11, p. 2952, 2018.

BIANCO, Vincenzo; DRIHA, Oana M; SEVILLA-JIMÉNEZ, Martín. Effects of renewables deployment in the Spanish electricity generation sector. **Utilities Policy**, Elsevier, v. 56, p. 72–81, 2019.

BIRD, Lori; COCHRAN, Jaquelin; WANG, Xi. **Wind and solar energy curtailment: Experience and practices in the United States**. [S.l.], 2014.

BIRD, Lori; LEW, Debra; MILLIGAN, Michael; CARLINI, E Maria; ESTANQUEIRO, Ana; FLYNN, Damian; GOMEZ-LAZARO, Emilio; HOLTINEN, Hannele; MENEMENLIS, Nickie; ORTHS, Antje *et al.* Wind and solar energy curtailment: A review of international experience. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 65, p. 577–586, 2016.

BRADSHAW, Amanda; JANNUZZI, Gilberto de Martino. Governing energy transitions and regional economic development: Evidence from three Brazilian states. **Energy Policy**, Elsevier, v. 126, p. 1–11, 2019.

BRASIL. **LEI Nº 9.427, DE 26 DE DEZEMBRO DE 1996**. 1996. D.O.U DE 27/12/1996, P. 28653.

_____. **LEI Nº 10.438, DE 26 DE ABRIL DE 2002**. 2002. D.O.U. DE 29/04/2002, P. 1 (EDIÇÃO EXTRA).

_____. **DECRETO Nº 5.025, DE 30 DE MARÇO DE 2004**. 2004. D.O.U DE 31/03/2004 (p. 1, col. 3).

_____. **DECRETO Nº 5.163, DE 30 DE JULHO DE 2004**. 2004. D.O.U. DE 30/07/2004, P. 1 (EDIÇÃO EXTRA).

_____. **Lei Nº 10.848, de 15 DE MARÇO DE 2004**. 2004. D.O.U. DE 16/03/2004, P. 2.

_____. Plano Nacional Sobre Mudança do Clima - PNMC. **Brasília: Governo federal, Decreto n.6.263 de 21 de novembro de 2007**, 2008. Disponível em: <http://www.mma.gov.br/estruturas/smcq_climaticas/_arquivos/plano_nacional_mudanca_clima.pdf>.

_____. **LEI Nº 12.783, DE 11 DE JANEIRO DE 2013**. 2013. D.O.U DE 14/01/2013, P. 1.

_____. **DECRETO Nº 9.143, DE 22 DE AGOSTO DE 2017**. 2017.

CABRÉ, MM; KIEFFER, G; PEÑA, AL; KHALID, A; FERROUKHI, R. **Renewable energy policy brief - Brazil**. [S.l.]: IRENA, 2015.

CARLEY, Sanya; BALDWIN, Elizabeth; MACLEAN, Lauren M.; BRASS, Jennifer N. Global expansion of renewable energy generation: An analysis of policy instruments. **Environmental and Resource Economics**, Springer Netherlands, v. 68, n. 2, p. 397–440, 2017. ISSN 15731502.

CASTRO, Nivalde de; OLIVEIRA, Carlos; CHAVES, Ana Carolina. **A Energia Eólica no Brasil: Desafios e Perspectivas**. 2018. Disponível em: <http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/25_castro185.pdf>.

CASTRO, Nivalde José De; BRANDÃO, Roberto; MARCU, Simona; DANTAS, Guilherme de A. **Market design in electric systems with high renewables penetration**. [S.l.]: International Conference on Applied Business & Economics, 2010.

CCEE. **Procedimentos de Comercialização - Módulo 8 - MCSD**. 2019.

_____. **Procedimentos de Comercialização - Submódulo 3.1 - Contratos do Ambiente Livre**. 2019. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/regras>. Acesso em 29/05/2020.

_____. **Regras de Comercialização - Módulo 26 - Mecanismo de Venda de Excedentes**. 2020.

CCEE, CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Ambiente Livre e Ambiente Regulado**. 2019. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/como-participar/ambiente-livre-ambiente-regulado>. Acesso em 17/04/2019.

_____. **Comercialização - Mercado de Curto Prazo**. 2020. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/comercializacao>. Acesso em 23/04/2020.

_____. **Contabilização Sombra**. 2020. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/contabilizacao/contabilizacao_sombra>. Acesso em 23/04/2020.

_____. **Módulo 5 - Contratos. Regras de comercialização**, 2020.

_____. **Preços**. 2020. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/precos_semanais>. Acesso em 23/04/2020.

_____. **Relatório Anual de Administração 2019**. 2020. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/relatoriodeadministracao/30-mercado-10.html>>.

CEPEL. **DESSEM - Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo**. 2020. Disponível em: <http://www.cepel.br/pt_br/produtos/dessem-modelo-de-despacho-hidrotermico-de-curto-prazo.htm>. Acesso em 29/05/2020.

CES, Consejo Económico y Social España. **Informe 4-2017 sobre El sector eléctrico en España**. 2018. Disponível em: <<http://www.ces.es/documents/10180/4509980-/Inf0417.pdf>>.

CHAO, Hung-po. Efficient pricing and investment in electricity markets with intermittent resources. **Energy Policy**, Elsevier, v. 39, n. 7, p. 3945–3953, 2011.

CHENG, Meng; SAMI, Saif Sabah; WU, Jianzhong. Virtual energy storage system for smart grids. **Energy Procedia**, Elsevier, v. 88, p. 436–442, 2016.

CHUEKE, Gabriel Vouga; AMATUCCI, Marcos. O que é bibliometria? uma introdução ao fórum. **Internext**, v. 10, n. 2, p. 1–5, 2015.

CIARRETA, Aitor; ESPINOSA, Maria Paz; PIZARRO-IRIZAR, Cristina. Is green energy expensive? empirical evidence from the spanish electricity market. **ENERGY POLICY**, ELSEVIER SCI LTD, v. 69, p. 205–215, jun 2014. ISSN 0301-4215.

CISNEIROS, Saulo J.N.; BOTELHO, Manoel J.; BRASIL, Dalton O.C.; MEDEIROS, Fabio C.; GROETAERS, Marcelos; FERNANDES, Alecio B; MEDEIROS, Andre D.R.; SARDINHA, Sergio L.A.; BIANCO, Andre. New challenges caused by the new energy sources in the Brazilian power system. In: **CIGRE Session 45 - 45th International Conference on Large High Voltage Electric Systems 2014**. [S.l.: s.n.], 2014. August 2014.

CNMC. **PLAN DE ACTUACION 2020 DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA**. 2020. Disponível em: <https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor_contenidos/CNMC-/202005_Plan_Actuaci%C3%B3n_2020_revisadoCOVID19.pdf>. Acesso em 25/05/2020.

CNMC, Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. **Resolución de 11 de diciembre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las condiciones relativas al balance para los proveedores de servicios de balance y los sujetos de liquidación responsables del balance en el sistema eléctrico peninsular español**. 2019. Disponível em: <https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-18423>.

_____. **Resolución de 17 de diciembre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueba la adaptación de determinados procedimientos de operación para la participación del sistema eléctrico español en las plataformas de balance de reservas de sustitución y de compensación de desvíos**. 2019. Disponível em: <https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-18741>.

_____. **Informe sobre el estado actual de la deuda del sistema eléctrico y previsiones futuras**. 2020. Disponível em: <<https://www.cnmc.es/expedientes/infde00220>>.

COMMISSION, Energy. **The Energy Commission's Recommendations For Future Energy Policy – Summary**. 2017. Disponível em: <<https://kefm.dk/temaer/energi-kommissionen/>>. Acesso em 07/05/2020.

CONEJO, Antonio J.; SIOSHANSI, Ramteen. Rethinking restructured electricity market design: Lessons learned and future needs. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, Elsevier, v. 98, n. December 2017, p. 520–530, 2018. ISSN 01420615. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2017.12.014>>.

CUNHA, Gabriel; BARROSO, Luiz; BEZERRA, Bernardo. Lessons learned from the auction-based approach to integrate wind generation in the brazilian electricity market. **Paper C5-303 at Cigre Session**, v. 45, p. 26–29, 2014.

DCENR, Department of Communications Energy & Natural Resources. **Ireland's Transition to a Low Carbon Energy Future 2015-2030**. 2015. Disponível em: <<https://www.dccae.gov.ie/en-ie/energy/publications/Pages/White-Paper-on-Energy-Policy.aspx>>. Acesso em 25/10/2019.

de Faria Jr, Haroldo; TRIGOSO, Federico BM; CAVALCANTI, João AM. Review of distributed generation with photovoltaic grid connected systems in brazil: Challenges and prospects. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 75, p. 469–475, 2017.

DECC. **Smart Meter Quarterly Report to end March 2016 Great Britain**. 2019. Disponível em: <https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/533060/2016_Q1_Smart_Meters_Report.pdf>.

DINAMARCA, Climate Council. **About the Danish Council on Climate Change**. 2020. Disponível em: <<https://www.klimaraadet.dk/en/frontpage>>. Acesso em 26/04/2020.

DINAMARCA, Danish Agency for Data Supply and Efficiency. **This is how we work with data**. 2020. Disponível em: <<https://sdfe.dk/saadan-arbejder-vi-med-data/>>. Acesso em 26/04/2020.

DINAMARCA, Danish Energy Agency. **Memo on the Danish support scheme for electricity generation based on renewables and other environmentally benign electricity production**. 2017. Disponível em: <https://ens.dk/sites/ens.dk/files/contents/service/file/memo_on_the_danish_support_scheme_for_electricity_generation_based_on_re.pdf>. Acesso em 07/05/2020.

DINAMARCA, Ministry of Climate, Energy and Utilities. **The Energy Agreement 2012**. 2012. Disponível em: <<https://kefm.dk/ministeriet/aftaler-og-politiske-udspil/energiaftalen-2012/>>. Acesso em 29/04/2020.

_____. **Bekendtgørelse af lov om fremme af vedvarende energi**. 2015. Disponível em: <<http://www.fao.org/faolex/results/details/en/c/LEX-FAOC142064>>. Acesso em 08/05/2020.

_____. **Energipolitisk danmarkshistorie: Vindmøller og solceller skal konkurrere om at lave mest grøn energi**. 2017. Disponível em: <<https://kefm.dk/aktuelt/nyheder/2017/sep/ve-stoette>>. Acesso em 07/05/2020.

_____. **The Energy Agreement 2018**. 2018. Disponível em: <<https://en.kefm.dk/energy-and-raw-materials/energy-proposal/>>. Acesso em 07/05/2020.

_____. **Organisation**. 2020. Disponível em: <<https://en.kefm.dk/the-ministry/organisation/>>. Acesso em 26/03/2020.

DUTRA, Ricardo Marques; SZKLO, Alexandre Salem. A energia eólica no Brasil: Proinfa e o novo modelo do setor elétrico. In: **Anais do XI Congresso Brasileiro de Energia-CBE**. [S.l.: s.n.], 2006. v. 2, p. 842–868.

ECOLÓGICA, Ministerio para la Transición. **Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica**. 2019. Disponível em: <https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-5089>.

EIRGRID. **Quick Guide to the Integrated Single Electricity Market**. 2016. Disponível em: <<http://www.eirgridgroup.com/customer-and-industry/i-sem/>>. Acesso em 01/11/2019.

_____. **Celtic Interconnector**. 2019. Disponível em: <<http://www.eirgridgroup.com/the-grid/projects/celtic-interconnector/the-project/>>. Acesso em 25/10/2019.

_____. **Demand Side Management (DSM)**. 2019. Disponível em: <<http://www.eirgridgroup.com/customer-and-industry/becoming-a-customer/demand-side-management/>>. Acesso em 06/06/2020.

EIRGRID, SONI. **DS3 System Services: Portfolio Capability Analysis**. 2014. Disponível em: <<http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/DS3-System-Services-Portfolio-Capability-Analysis.pdf>>. Acesso em 06/08/2020.

_____. **Business Process BP_SO_4.3 Wind Forecasting**. 2018. Disponível em: <https://www.sem-o.com/documents/general-publications/BP_SO_04.3-Wind-Forecasting.pdf>. Acesso em 01/06/2020.

_____. **DS3 System Services Market Ruleset RECOMMENDATIONS PAPER**. 2018. Disponível em: <<http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/DS3-System-Services-Portfolio-Capability-Analysis.pdf>>. Acesso em 06/08/2020.

_____. **Wind and Solar Forecasting Methodology for Scheduling and Dispatch**. 2018. Disponível em: <https://www.sem-o.com/documents/general-publications/Wind_and_Solar_Forecasting_Methodology.pdf>. Acesso em 01/06/2020.

ENERGINET.DK. **Requirements for Electricity Suppliers**. 2016. Disponível em: <<https://en.energinet.dk/Electricity/New-player/How-to-become-an-electricity-supplier>>. Acesso em 12/05/2020.

_____. **Roles and Responsibilities**. 2016. Disponível em: <<https://en.energinet.dk/Electricity/New-player/Roles-and-responsibilities>>. Acesso em 12/05/2020.

_____. **WHAT IS DEMAND-SIDE RESPONSE?** 2016. Disponível em: <<https://en.energinet.dk/Electricity/Green-electricity/Demand-side-response/What-is-demand-side-response>>. Acesso em 12/05/2020.

_____. **What is the Purpose of DataHub?** 2016. Disponível em: <<https://en.energinet.dk/Electricity/DataHub>>. Acesso em 12/05/2020.

_____. **Introduction to Data-Hub and the Danish Supplier-Centric Model**. 2019. Disponível em: <<https://en.energinet.dk/Electricity/DataHub>>. Acesso em 23/04/2019.

_____. **Secure Supplies are Shared Supplies - Annual Report 2018**. 2019. Disponível em: <<https://en.energinet.dk/About-our-reports/Reports>>.

_____. **WHAT IS AN AGGREGATOR?** 2019. Disponível em: <<https://en.energinet.dk/Electricity/Green-electricity/Demand-side-response/What-is-an-aggregator>>. Acesso em 06/06/2020.

_____. **Purpose**. 2020. Disponível em: <<https://en.energinet.dk/About-us/Organisation/Purpose>>. Acesso em 26/04/2020.

ENTSO-E. **TERRE**. 2020. Disponível em: <https://www.entsoe.eu/network_codes/eb-terre/>. Acesso em 06/06/2020.

EPE. **CADERNO DE ESTUDOS DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - 2019**. 2019. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/cadernos-de-estudos-de-planejamento-da-geracao-e-da-transmissao>>. Acesso em 29/05/2020.

_____. **Informe Técnico sobre os Leilões de Energia de 2019**. 2019. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/informe-tecnico-sobre-os-leiloes-de-energia-de-2019>>. Acesso em 29/05/2020.

_____. **NT-006/2019: Estudos de Inventário de Usinas Hidrelétricas Reversíveis**. 2019. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nt-006-2019-estudos-de-inventario-de-usinas-hidreletricas-reversiveis>>. Acesso em 29/05/2020.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Informe Técnico sobre os Leilões de Energia de 2019**. [S.l.], 2019. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/informe-tecnico-sobre-os-leiloes-de-energia-de-2019>>.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Publicações**. 2020. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes>>. Acesso em 15/05/2020.

EPE/MME. Plano Decenal de Expansão de Energia 2026. **Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética**, 2017.

_____. Plano Decenal de Expansão de Energia 2027. **Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética**, 2018.

_____. Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. **Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética**, 2020.

EPEX. **EPEX SPOT in the UK**. 2019. Disponível em: <<https://www.apxgroup.com/trading-clearing/apx-power-uk>>. Acesso em 25/10/2019.

ESO, National Grid. **Electric System Operator - National Grid ESO**. 2019. Disponível em: <<https://www.nationalgrideso.com/>>. Acesso em 25/10/2019.

_____. **Balancing Services**. 2020. Disponível em: <<https://www.nationalgrideso.com/industry-information/balancing-services>>. Acesso em 08/05/2020.

ESPAÑA. Real decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. **Boletín Oficial del Estado (BOE)**, n. 140, p. 43876–43978, 2014.

ESTADO, Jefatura del. Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico. **Servicio de Publicaciones de Ministerio de la Presidencia**, v. 28, 1997.

FAN, Anjie; HUANG, Liming; LIN, Sen; CHEN, Ning; ZHU, Lingzhi; WANG, Xiangyan. Performance comparison between renewable obligation and feed-in tariff with contract for difference in uk. In: IEEE. **2018 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)**. [S.l.], 2018. p. 2761–2765.

FELIZARDO, KR; NAKAGAWA, EY; FABBRI, SCPF; FERRARI, FC. **Revisão Sistemática da Literatura em Engenharia de Software**. [S.l.]: Elsevier, Rio de Janeiro, 2017.

FERREIRA, Andreza Cardoso; BLASQUES, Luis Carlos Macedo; PINHO, João Tavares. Avaliações a respeito da evolução das capacidades contratada e instalada e dos custos da energia eólica no Brasil: do PROINFA aos leilões de energia. **Revista Brasileira de Energia Solar**, v. 5, n. 1, 2014. Disponível em: <<https://rbens.emnuvens.com.br/rbens/article/view/111/111>>.

FICHTER, Tobias; SORIA, Rafael; SZKLO, Alexandre; SCHAEFFER, Roberto; LUCENA, Andre FP. Assessing the potential role of concentrated solar power (csp) for the northeast power system of brazil using a detailed power system model. **Energy**, Elsevier, v. 121, p. 695–715, 2017.

GAFFNEY, F.; DEANE, J.P.; GALLACHÓIR, B.P.Ó. A 100 year review of electricity policy in ireland (1916–2015). **Energy Policy**, v. 105, p. 67 – 79, 2017. ISSN 0301-4215. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421517301039>>.

GARRIGLE, Edward Mc; LEAHY, Paul. The value of accuracy in wind energy forecasts. In: . [S.l.: s.n.], 2013. p. 529–533. ISBN 978-1-4673-3060-2.

GERHARDT, Tatiana Engel; SILVEIRA, Denise Tolfo. **Métodos de pesquisa**. [S.l.]: Plageder, 2009.

GIL, Antonio Carlos. Como elaborar projetos de pesquisa. **São Paulo**, v. 5, n. 61, p. 16–17, 2002.

GIZ. **Report on Forecasting, Concept of Renewable Energy Management Centres and Grid Balancing**. 2015. Disponível em: <<https://mnre.gov.in/img/documents/uploads/80f821f916274ab9b73ac8869a0fa619.pdf>>. Acesso em 01/06/2020.

GOVERNMENT, Uk. **Electricity Market Reform: Contracts for Difference**. 2019. Disponível em: <<https://www.gov.uk/government/collections/electricity-market-reform-contracts-for-difference>>. Acesso em 25/10/2019.

GRIEBENOW, Carola; OHARA, Amanda. Report on the brazilian power system. **Agora Energiewende & Instituto E+ Diálogos Energéticos**, 2019. Disponível em: <https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2019-/Brazil_Country_Profile/155_CountryProf_Brazil_EN_WEB.pdf>.

GÜRTLER, Konrad; POSTPISCHIL, Rafael; QUITZOW, Rainer. The dismantling of renewable energy policies: The cases of Spain and the Czech Republic. **Energy Policy**, Elsevier, v. 133, p. 110881, 2019. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421519304598>>.

HAAS, Reinhard; AUER, Hans; RESCH, Gustav; LETTNER, Georg. Chapter 5 - The growing impact of renewable energy in european electricity markets. In: SIOSHANSI, Fereidoon P. (Ed.). **Evolution of Global Electricity Markets**. Boston: Academic Press, 2013. p. 125 – 146. ISBN 978-0-12-397891-2. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780123978912000055>>.

HADJILAMBRINOS, Constantine. Understanding technology choice in electricity industries: A comparative study of France and Denmark. **Energy Policy**, v. 28, n. 15, p. 1111–1126, 2000. ISSN 03014215.

IEA, International Energy Agency. **Energy Policies on IEA Countries: Spain 2015 Review**. 2015. Disponível em: <<https://webstore.iea.org/energy-policies-of-iea-countries-spain-2015-review>>.

_____. **Energy Policies on IEA Countries: Denmark 2017 Review**. 2017. Disponível em: <<https://webstore.iea.org/energy-policies-of-iea-countries-denmark-2017-review>>. Acesso em 04/11/2019.

_____. **Energy Policies on IEA Countries: Ireland 2019 Review**. 2019. Disponível em: <<https://webstore.iea.org/energy-policies-of-iea-countries-ireland-2019-review>>. Acesso em 25/10/2019.

_____. **Energy Policies on IEA Countries: United Kingdom 2019 Review**. 2019. Disponível em: <<https://webstore.iea.org/energy-policies-of-iea-countries-united-kingdom-2019-review>>.

_____. **IEA - Renewable Energy**. 2019. Disponível em: <<https://www.iea.org/policies-and-measures/renewable-energy/?country=Spain>>.

JORGENSEN, Jennie; MAI, Trieu; BRINKMAN, Greg. **Reducing wind curtailment through transmission expansion in a wind vision future**. [S.l.], 2017.

KITZING, L.; KATZ J.AND SCHRÖDER, S. T.; MORTHORST, P. E.; ANDERSEN, F. Møller. The residential electricity sector in denmark: A description of current conditions. dtu management engineering. 2016. Disponível em: <<https://orbit.dtu.dk/en/publications/the-residential-electricity-sector-in-denmark-a-description-of-cu>>.

KNIEPS, Günter. Chapter 6 - Renewable energy, efficient electricity networks, and sector-specific market power regulation. In: SIOSHANSI, Fereidoon P. (Ed.). **Evolution of Global Electricity Markets**. Boston: Academic Press, 2013. p. 147 – 168. ISBN 978-0-12-397891-2. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780123978912000067>>.

- LÄNDNER, Eva Maria; MÄRTZ, Alexandra; SCHÖPF, Michael; WEIBELZAHL, Martin. From energy legislation to investment determination: Shaping future electricity markets with different flexibility options. **Energy Policy**, Elsevier Ltd, v. 129, n. March, p. 1100–1110, 2019. ISSN 03014215. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.02.012>>.
- Lang, S.; McKeogh, E. Verification of wind power forecasts provided in real-time to the Irish transmission system operator. In: **IEEE PES General Meeting**. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1–6.
- LEITE, André Luis da Silva; CASTRO, Nivalde José de; TIMPONI, Raul Ramos. Causas da volatilidade do preço "spot" de eletricidade no Brasil. **Ensaios FEE**, v. 34, n. 2, 2013.
- LUSTH, Tobias; DALHEIM, Maria; KARLSSON, Joachim; MORÉN, Göran; WAHLBERG, Samuel. The Swedish electricity and natural gas market 2018. **Swedish Energy Market Inspectorate**, 2019. Disponível em: <<https://www.ceer.eu/national-reporting-2019>>.
- MAFRA, Sômulo Nogueira; TRAVASSOS, Guilherme Horta. Estudos primários e secundários apoiando a busca por evidência em engenharia de software. **Relatório Técnico, RT-ES**, v. 687, n. 06, 2006.
- MAGNUS. **Spain towards the famous demand aggregator**. 2020. Disponível em: <<https://www.magnuscmd.com/spain-towards-the-famous-demand-aggregator/>>. Acesso em 06/06/2020.
- MANAGER, ABB Ability™ Network. **Market Management System (MMS)**. 2020. Disponível em: <<https://new.abb.com/network-management/network-management-network-manager-mms>>. Acesso em 01/06/2020.
- MARDANI, Abbas; ZAVADSKAS, Edmundas Kazimieras; KHALIFAH, Zainab; ZAKUAN, Norhayati; JUSOH, Ahmad; NOR, Khalil Md; KHOSHNOUDI, Masoumeh. A review of multi-criteria decision-making applications to solve energy management problems: Two decades from 1995 to 2015. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 71, p. 216–256, 2017.
- MARQUES, Antonio Cardoso; FUINHAS, Jose Alberto. Are public policies towards renewables successful? Evidence from European countries. **RENEWABLE ENERGY**, PERGAMON-ELSEVIER SCIENCE LTD, v. 44, p. 109–118, 2012. ISSN 0960-1481.
- MERCEDES, Sonia Seger Pereira; RICO, Julieta AP; POZZO, Liliana de Ysasa. Uma revisão histórica do planejamento do setor elétrico brasileiro. **Revista USP**, n. 104, p. 13–36, 2015.
- MEYER, Niels I. Renewable energy policy in Denmark. **Energy for Sustainable Development**, v. 8, n. 1, p. 25–35, 2004.
- MIBEL, Conselho de Reguladores do. **Estudo sobre comparação dos preços MIBEL (à vista e a prazo) com outros mercados europeus e a sua relação com o mercado único**. [S.l.], 2019. Disponível em: <https://www.mibel.com/wp-content/uploads/2019/07/20190705E_PT.pdf>.

MIRANDA, Raul; SORIA, Rafael; SCHAEFFER, Roberto; SZKLO, Alexandre; SAPPORTA, Luis. Contributions to the analysis of “integrating large scale wind power into the electricity grid in the northeast of brazil”[energy 100 (2016) 401–415]. **Energy**, Elsevier, v. 118, p. 1198–1209, 2017.

MME, Ministério de Minas e Energia. Portaria n. 187, de 04 de abril de 2019. 2019.

_____. **PORTARIA Nº 314, DE 7 DE AGOSTO DE 2019**. 2019. Disponível em: <<https://www.mercadolivredeenergia.com.br/noticias/portaria-abre-caminho-para-regulamentacao-do-mercado-livre-de-energia/>>. Acesso em 01/09/2020.

_____. **Relatório do Grupo de Trabalho da Modernização do Setor Elétrico**. [S.l.], 2019. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/36070/525274/Relat%C3%B3rio-do-GT+Moderniza%C3%A7%C3%A3o-do-Setor+El%C3%A9trico-.pdf/b49d5558-ad36-d268-c2e2-2f0e5331a6b4>>.

_____. **Relatório: Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica - ProGD**. 2019. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents-/20182/6dac9bf7-78c7-ff43-1f03-8a7322476a08>>.

_____. **Consultas Públicas**. 2020. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/servicos/consultas-publicas>>. Acesso em 13/05/2020.

_____. **O Ministério de Minas e Energia**. 2020. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/aceso-a-informacao/institucional/o-ministerio>>.

MORALES, Antonio; MCKENZIE, Baker. Chapter 24 - Spain. In: SCHWARTZ, David L (Ed.). **The Energy Regulation and Market Reviews**. The Law Review, 2019. v. 8, p. 469. ISBN 978-1-83862-032-5. Disponível em: <<https://thelawreviews.co.uk/edition-/the-energy-regulation-and-markets-review-edition-8/1194571/spain>>.

MPTFP, Ministerio de Política Territorial y Función Pública. **Real Decreto 864/2018, de 13 de julio, por el que se desarrolla la estructura orgánica básica del Ministerio para la Transición Ecológica**. 2018. Disponível em: <<https://boe.es/buscar/pdf/2018-/BOE-A-2018-9859-consolidado.pdf>>.

MUNHOZ, Fernando C. The necessity of more temporal granularity in the brazilian short-term electricity market. **Sustainable Energy, Grids and Networks**, Elsevier, v. 11, p. 26–33, 2017.

NASCIMENTO, Rodrigo Limp. **Energia solar no Brasil: situação e perspectivas**. [S.l.], 2017.

NOMURA, Munenori. Security of electricity supply after liberalization: implications of the experience of UK market reform. **International Journal of Economic Policy Studies**, Springer, v. 13, n. 1, p. 43–64, 2019.

NordPool. **Market Data Nord Pool**. 2019. Disponível em: <<https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/GB/Auction-prices/UK/Daily/?view=table>>. Acesso em 25/10/2019.

OFGEM. **Upgrading Our Energy System - Smart Systems and Flexibility Plan: July 2017**. [S.l.], 2017.

_____. **UPGRADING OUR ENERGY SYSTEM - Smart Systems and Flexibility Plan: Progress Update October 2018**. [S.l.], 2018.

_____. **Contracts for Difference and Capacity Market Scheme Update 2019**. [S.l.], 2019.

_____. **Market efficiency, review and reform**. 2019. Disponível em: <<https://www.ofgem.gov.uk/electricity/wholesale-market/market-efficiency-review-and-reform>>. Acesso em 25/10/2019.

_____. **Ofgem**. 2019. Disponível em: <<https://www.ofgem.gov.uk/>>. Acesso em 22/04/2019.

_____. **State of the Energy Market Report 2019**. 2019. <<https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/state-energy-market-2019>>.

OLIVEIRA, Adilson de. Setor elétrico: Desafios e oportunidades. **Textos para Discussão CEPAL-IPEA**, CEPAL - IPEA, 2011. Disponível em: <http://www.ipea.gov.br/portal/images/stories/PDFs/TDs/td_1551.pdf>.

OLIVEIRA, Carlos Eduardo Cruz Lopes de. **Avaliação do Impacto da Alteração das Condições de Financiamento sobre a Energia Eólica no Brasil: Evolução e Perspectivas**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: <<http://www.ppe.ufrj.br/index.php/pt/publicacoes/dissertacoes/2019/1438-avaliacao-do-impacto-da-alteracao-das-condicoes-de-financiamento-sobre-a-energia-eolica-no-brasil-evolucao-e-perspectivas>>.

OMI. **Relatório Integrado Grupo OMI**. [S.l.], 2019. Disponível em: <https://www.mibel.com/wp-content/uploads/2019/07/20190705E_PT.pdf>.

OMIE. **Informe de Mercado 2015**. [S.l.], 2015. Disponível em: <https://www.omie.es/sites/default/files/2020-02/omie_es_0_1.pdf>.

OMIP. **Regulamento da Negociação**. 2018. Disponível em: <https://www.omip.pt/system/files/2020-01/omip_regulamento_da_negociacao_29.junho.2018_pt_0.pdf>.

ONIFADE, T T. Hybrid renewable energy support policy in the power sector: The contracts for difference and capacity market case study. **Energy Policy**, v. 95, p. 390–401, 2016.

ONS. **Plano da Operação Energética 2018 - 2022**. 2018. Disponível em: <http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RESULTADOS_PEN%202018%2026_06_18.pdf>. Acesso em 29/05/2020.

_____. **PO 2018 – Fichas de Detalhamento**. 2018. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2017/076/documento/anexo_ii_-_planejamento_estrategico_2018-2022_e_programa_de_performance_organizacional_2018.pdf>. Acesso em 29/05/2020.

_____. **Procedimentos de Rede - Submódulo 8.1 - Programação diária da operação eletroenergética**. 2019. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em 29/05/2020.

_____. **PROGRAMAÇÃO DA OPERAÇÃO**. 2020. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/energia-no-futuro/programacao-da-operacao>>. Acesso em 10/05/2020.

ONU, Organização das Nações Unidas. **Objetivos de Desenvolvimento Sustentável**. 2015. Disponível em: <<https://nacoesunidas.org/pos2015/>>. Acesso em 04/04/2019.

PALACIOS, Marcos Andrés. **Estudio de los factores que afectan el precio de la electricidad en el mercado eléctrico español y análisis de posibles mejoras para reducirlo**. Dissertação (Mestrado) — Universitat Politècnica de Catalunya, 2019. Disponível em: <<https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2117/128950/marcos-andres-palacios-tfm.pdf>>.

PARAJULI, Ranjan. Looking into the danish energy system: Lesson to be learned by other communities. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 4, p. 2191 – 2199, 2012. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032112000469>>.

PIMPÃO, Ricardo André Gonçalves. **O processo de liberalização do mercado da energia elétrica: o caso português em perspetiva comparada**. Tese (Doutorado) — Instituto Universitário de Lisboa, 2013.

PINSON, P.; MITRIDATI, L.; ORDOUDIS, C.; ØSTERGAARD, J. Towards fully renewable energy systems: Experience and trends in Denmark. **CSEE Journal of Power and Energy Systems**, v. 3, n. 1, p. 26–35, 2017.

POLLITT, Michael G; ANAYA, Karim L. Can Current Electricity Markets Cope with High Shares of Renewables? A Comparison of Approaches in Germany, the UK and the State of New York. **ENERGY JOURNAL**, INT ASSOC ENERGY ECONOMICS, v. 37, n. 2, p. 69–88, 2016. ISSN 0195-6574.

REE. **Biennial report on Electricity Balancing Regulation implementation at the Spanish electric system**. 2020. Disponível em: <<https://www.esios.ree.es/en/operation-headlines/informe-bienal-sobre-la-implantacion-del-reglamento-de-balance-en-el-sistema-electrico-espanol-noticia>>. Acesso em 29/05/2020.

REE, Red Eléctrica de España. **The Spanish Electrical System 2018**. 2019. Disponível em: <https://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/InformesSistemaElectrico/2018/informe-sist-electrico-2018-eng.pdf>.

REN21. Chapter 2 - Policy Landscape. In: **Renewables 2019 Global Status Report**. REN21, 2019. Acesso em 17/08/2020. Disponível em: <https://www.ren21.net/gsr-2019/chapters/chapter_02/chapter_02/>.

ROSSI, George Bedinelli; SERRALVO, Francisco Antonio; JOÃO, Belmiro Nascimento. Análise de conteúdo. **Revista brasileira de marketing**, v. 13, n. 4, p. 39–48, 2014.

SALAZAR, Juan; WALDRON, Julie; RODRIGUES, Lucelia. Regulatory and policy framework for the uptake of renewable energy generation in the United Kingdom. **Proceedings of the 18th International Conference on Sustainable Energy Technologies**, v. 3, p. 445–454, 2019.

SALOVAARA, Kaisa; HONKAPURO, Samuli; MAKKONEN, Mari; GORE, Olga. 100 % renewable energy system - Challenges and opportunities for electricity market design. **International Conference on the European Energy Market, EEM**, IEEE, v. 2016-July, p. 1–5, 2016. ISSN 21654093.

SCHERMEYER, Hans; VERGARA, Claudio; FICHTNER, Wolf. Renewable energy curtailment: A case study on today's and tomorrow's congestion management. **Energy Policy**, Elsevier, v. 112, p. 427–436, 2018.

SEMO, Single Electricity Market Operator. **SEMO Market Overview**. 2017.

_____. **SEMOpX Market Design**. 2017. Disponível em: <<http://lg.sem-o.com/ISEM/General/SEMOpX%20Market%20Design.pdf>>. Acesso em 05/05/2020.

_____. **Industry Guide to the I-SEM**. 2019. Disponível em: <<https://www.sem-o.com/documents/training/Industry-Guide-to-the-I-SEM-Markets.pdf>>. Acesso em 23/04/2019.

_____. **Balancing Market**. 2020. Disponível em: <<https://www.sem-o.com/markets/balancing-market-overview/>>. Acesso em 14/08/2020.

_____. **Markets - Participate in the Market**. 2020. Disponível em: <<https://www.sem-o.com/markets/>>. Acesso em 14/08/2020.

SHUKLA, Shruti; SAWYER, Steve. **30 years of policies for wind energy - Lessons from 12 wind energy markets**. [S.l.], 2012. Disponível em: <https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2013/GWEC_WindReport_All_web-display.pdf>.

SILVA, João Lucas de Souza; CAVALCANTE, Michelle; MACHADO, Rodrigo; SILVA, Murilo; DELGADO, Danielle. Análise do avanço da geração distribuída no Brasil. In: . [S.l.: s.n.], 2018.

SILVA, Rutelly Marques da. **Energia solar no Brasil: dos incentivos ao desafios**. [S.l.]: Brasília: Núcleo de Estudos e Pesquisas/CONLEG/Senado, 2015.

SIMOGLOU, C K; VAGROPOULOS, S I; BAKIRTZIS, E A; KARDAKOS, E G; CHATZI-GIANNIS, D I; BISKAS, P N; BAKIRTZIS, A G. Large-scale res integration in electricity markets: Challenges and potential solutions. In: **2015 50th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)**. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–6.

SIMPSON, Michael. Is renewable energy affordable? by Derek George Birkett. **Sustainability**, v. 11, n. 7, p. 1969, 2019.

SOUSA, João Carlos Leite de. **Os serviços de sistema no MIBEL- Regras de fornecimento e de contratação e resultados obtidos de 2010 a 2012**. Dissertação (Mestrado) — Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2013. Disponível em: <<https://core.ac.uk/download/pdf/143395369.pdf>>.

STANFORD, Anna. Liberalisation of the UK energy market: An opportunity for green energy. **Renewable Energy**, v. 15, n. 1-4, p. 215–217, 1998. ISSN 09601481.

STREET, A; LIMA, D A; VEIGA, Á; FÂNZERES, B; FREIRE, L; AMARAL, B. Fostering wind power penetration into the Brazilian forward-contract market. In: **2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting**. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–8. ISSN 1932-5517.

UK Government. **7th National Communication**. 2017. Disponível em: <[https://unfccc.int/files/national_reports/annex_i_natcom/submitted_natcom/application/pdf/19603845_united_kingdom-nc7-br3-1-gbr_nc7_and_br3_with_annexes_\(1\).pdf](https://unfccc.int/files/national_reports/annex_i_natcom/submitted_natcom/application/pdf/19603845_united_kingdom-nc7-br3-1-gbr_nc7_and_br3_with_annexes_(1).pdf)>.

Utility Regulator. **Utility Regulator - Electricity, Gas, Water**. 2019. Disponível em: <<https://www.uregni.gov.uk/>>. Acesso em 25/10/2019.

VERZIJLBERGH, R A; De Vries, L J; DIJKEMA, G P J; HERDER, P M. Institutional challenges caused by the integration of renewable energy sources in the European electricity sector. **RENEWABLE & SUSTAINABLE ENERGY REVIEWS**, v. 75, p. 660–667, 2017.

VIEIRA, Daniel; SHAYANI, Rafael Amaral; OLIVEIRA, Marco Aurelio Goncalves de. Net Metering in Brazil: regulation, opportunities and challenges. **IEEE Latin America Transactions**, IEEE, v. 14, n. 8, p. 3687–3694, 2016.

WALVIS, Alida. **Avaliação das Reformas Recentes no Setor Elétrico Brasileiro e sua Relação com o Desenvolvimento do Mercado Livre de Energia**. Dissertação (Mestrado) — Fundação Getúlio Vargas - Escola Brasileira de Economia e Finanças, 2014. Disponível em: <<http://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/handle/10438/12046>>.

WEC. **World Energy Council Trilemma**. 2019. Disponível em: <<https://www.worldenergy.org/publications/entry/world-energy-trilemma-index-2019>>. Acesso em 02/04/2020.

WELISCH, Marijke. Multi-unit renewables auctions for small markets designing the Danish multi-technology auction scheme. **Renewable Energy**, Elsevier Ltd, v. 131, n. 2019, p. 372–380, 2019. ISSN 18790682. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.07.044>>.

WEPROG. **EIRGRID Met Mast and Alternatives Study**. 2019. Disponível em: <<http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/EIRGRID-Met-Mast-and-Alternatives-Study-Version-2.pdf>>. Acesso em 01/06/2020.

_____. **About Us**. 2020. Disponível em: <<http://www.weprog.com/about>>. Acesso em 01/06/2020.

WINKLER, Jenny; MAGOSCH, Magdalena; RAGWITZ, Mario. Effectiveness and efficiency of auctions for supporting renewable electricity – What can we learn from recent experiences? **Renewable Energy**, Elsevier Ltd, v. 119, p. 473–489, 2018. ISSN 18790682. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.09.071>>.

APÊNDICE A - ARTIGOS SELECIONADOS NA FASE DE ELEGIBILIDADE

Quadro 22 – Artigos selecionados na fase de elegibilidade

ID	Autores	Ano	Título	Publicado em
S1	Siksnyte, I., et al.	2019	Achievements of the European Union Countries in Seeking a Sustainable Electricity Sector.	ENERGIES
S2	Okur, Ö., et al.	2019	Aggregator-mediated demand response: Minimizing imbalances caused by uncertainty of solar generation.	Applied Energy
S3	Maciejowska, K., et al.	2019	Day-ahead vs. Intraday: Forecasting the price spread to maximize economic benefits.	Energies
S4	Bianco, V. et al.	2019	Effects of renewables deployment in the Spanish electricity generation sector.	Utilities Policy
S5	Ländner, E. M., et al.	2019	From energy legislation to investment determination: Shaping future electricity markets with different flexibility options.	Energy Policy
S6	Bradshaw, A., et al.	2019	Governing energy transitions and regional economic development: Evidence from three Brazilian states.	Energy Policy
S7	Simpson, M.	2019	Is Renewable Energy Affordable? By Derek George Birkett;	Sustainability
S8	Welisch, M.	2019	Multi-unit renewables auctions for small markets designing the Danish multi-technology auction scheme.	Renewable Energy
S9	Simshauser, P.	2019	On the stability of energy-only markets with government-initiated contracts-for-differences.	Energies

Quadro 22 - continuação da página anterior

ID	Autores	Ano	Título	Publicado em
S10	Gerres, T., et al.	2019	Rethinking the electricity market design: Remuneration mechanisms to reach high RES shares. Results from a Spanish case study	ENERGY POLICY
S11	Campos Do Prado, et al.	2019	The Next-Generation Retail Electricity Market in the Context of Distributed Energy Resources: Vision and Integrating Framework.	Energies
S12	Grzanic, M., et al.	2019	The Value of Prosumers Flexibility under Different Electricity Market Conditions: Case Studies of Denmark and Croatia.	2019 IEEE PES GTD
S13	Dong, S., et al.	2019	Volatility of electricity price in Denmark and Sweden.	Energy Procedia
S14	Li, H., et al.	2018	A robust day-ahead electricity market clearing model considering wind power penetration.	Energies
S15	Campos Do Prado, J. et al.	2018	A vision of the next-generation retail electricity market in the context of distributed energy resources.	2018 IEEE PES GTD
S16	Banshwar, A., et al.	2018	An international experience of technical and economic aspects of ancillary services in deregulated power industry: Lessons for emerging BRIC electricity markets.	RENEWABLE & SUSTAINABLE ENERGY REVIEWS
S17	Märkle-Huß, J., et al.	2018	Contract durations in the electricity market: Causal impact of 15 min trading on the EPEX SPOT market.	Energy Economics
S18	Muhanji, S. O., et al.	2018	Distributed Control for Distributed Energy Resources: Long-Term Challenges and Lessons Learned.	IEEE Access

Quadro 22 - continuação da página anterior				
ID	Autores	Ano	Título	Publicado em
S19	Winkler, J., et al.	2018	Effectiveness and efficiency of auctions for supporting renewable electricity: What can we learn from recent experiences?	Renewable Energy
S20	De Vries, L. J., et al.	2018	How renewable energy is reshaping Europe's Electricity market design.	Economics of Energy and Environmental Policy
S21	Yi, H., et al.	2018	Impact of the Uncertainty of Distributed Renewable Generation on Deregulated Electricity Supply Chain.	IEEE Transactions on Smart Grid
S22	Frade, P. M. S., et al.	2018	Influence of Wind Power on Intraday Electricity Spot Market: A Comparative Study Based on Real Data.	Energies
S23	Machamint, V., et al.	2018	Investigation of the role of an aggregator operating in the European spot and balancing markets; the case of an island.	EEM
S24	Fan, A., et al.	2018	Performance Comparison Between Renewable Obligation and Feed-in Tariff with Contract for Difference in UK.	2018 CICED
S25	Pereira, G. I., et al.	2018	Policy-adaptation for a smarter and more sustainable EU electricity distribution industry: a foresight analysis.	ENVIRONMENT DEVELOPMENT AND SUSTAINABILITY
S26	Conejo, A. J., et al.	2018	Rethinking restructured electricity market design: Lessons learned and future needs.	International Journal of Electrical Power and Energy Systems

Quadro 22 - continuação da página anterior

ID	Autores	Ano	Título	Publicado em
S27	Duenas, P., et al.	2018	Security of supply in a carbon-free electric power system: The case of Iceland.	Applied Energy
S28	Dakhil, B., et al.	2018	Selling Renewable Generation with a Penalty for Shortfall.	2018 IEEE CDC
S29	Bernardes, F. G., et al.	2018	Winds of Change: How Up-To-Date Forecasting Methods Could Help Change Brazilian Wind Energy Policy and Save Billions of US\$.	Energies
S30	Gaffney, F., et al.	2017	A 100 year review of electricity policy in Ireland 1916-2015	Energy Policy
S31	Saint-Pierre, A., et al.	2017	Active Distribution System Management: A Dual-Horizon Scheduling Framework for DSO/TSO Interface Under Uncertainty.	IEEE Transactions on Smart Grid
S32	Tsaousoglou, G., et al.	2017	Electricity market policies for penalizing volatility and scheduling strategies: The value of aggregation, flexibility, and correlation.	SUSTAINABLE ENERGY GRIDS & NETWORKS
S33	Dudin, M. N., et al.	2017	Energy policy of the European Union: Challenges and possible development paths.	International Journal of Energy Economics and Policy
S34	Carley, S., et al.	2017	Global Expansion of Renewable Energy Generation: An Analysis of Policy Instruments.	Environmental and Resource Economics

Quadro 22 - continuação da página anterior				
ID	Autores	Ano	Título	Publicado em
S35	Verzijlbergh, R. A., et al.	2017	Institutional challenges caused by the integration of renewable energy sources in the European electricity sector.	RENEWABLE & SUSTAINABLE ENERGY REVIEWS
S36	Batinge, B., et al.	2017	Leapfrogging to renewable energy: The opportunity for unmet electricity markets.	South African Journal of Industrial Engineering
S37	Coelho, M. D. P., et al.	2017	Long term impacts of RES-E promotion in the Brazilian power system.	Powertech 2017
S38	Behn, D., et al.	2017	Promoting renewable energy in the EU: Shifting trends in Member state policy space.	European Business Law Review
S39	de Faria, H., et al.	2017	Review of distributed generation with photovoltaic grid connected systems in Brazil: Challenges and prospects.	Renewable and Sustainable Energy Reviews
S40	Ortega, J., et al.	2017	Review Of Operating Reserves And Day-Ahead Unit Commitment Considering Variable Renewable Energies: International Experience.	IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS
S41	Newbery, D.	2017	Tales of two islands: Lessons for EU energy policy from electricity market reforms in Britain and Ireland.	Energy Policy
S42	Salovaara, K., et al.	2016	100 % renewable energy system - Challenges and opportunities for electricity market design.	EEM
S43	Pollitt, M. G., et al.	2016	Can Current Electricity Markets Cope with High Shares of Renewables? A Comparison of Approaches in Germany, the UK and the State of New York.	ENERGY JOURNAL

Quadro 22 - continuação da página anterior				
ID	Autores	Ano	Título	Publicado em
S44	Ocker, F., et al.	2016	Design of European balancing power markets.	2016 13th EEM
S45	Osorio, S., et al.	2016	From nuclear phase-out to renewable ENERGIES IN The swiss electricity market.	Energy Policy
S46	Onifade, T. T.	2016	Hybrid renewable energy support policy in the power sector: The contracts for difference and capacity market case study.	Energy Policy
S47	Gottschamer, L., et al.	2016	Interactions of factors impacting implementation and sustainability of renewable energy sourced electricity.	Renewable and Sustainable Energy Reviews
S48	Figueiredo, N. C., et al.	2016	It is windy in Denmark: Does market integration suffer?	Energy
S49	Santos, M. J., et al.	2016	Least-cost 100% renewable electricity scenarios.	2016 13th EEM
S50	Vieira, D., et al.	2016	Net Metering in Brazil: regulation, opportunities and challenges.	IEEE Latin America Transactions
S51	Auer, H., et al.	2016	On integrating large shares of variable renewables into the electricity system.	Energy
S52	Apostolović, M., et al.	2016	Renewable energy sources development in South East European countries and its future prospects.	IET Conference Publications
S53	Cheng, V. et al.	2016	Solar photovoltaics in Brazil: A promising renewable energy market.	2015 IEEE IRSEC
S54	Bhagwat, P. C., et al.	2016	The effectiveness of a strategic reserve in the presence of a high portfolio share of renewable energy sources.	Utilities Policy

Quadro 22 - continuação da página anterior

ID	Autores	Ano	Título	Publicado em
S55	Winkler, J., et al.	2016	The market value of renewable electricity: Which factors really matter?	Applied Energy
S56	Ma, Z., Sommer, et al.	2016	The smart grid impact on the Danish DSO business model.	2016 IEEE EPEC
S57	Nolden, C., et al.	2016	The UK market for energy service contracts in 2014-2015.	Energy Efficiency
S58	Araneda, J. C., et al.	2016	Transmission network planning and delivery: Comparing the German and Chilean experiences.	CIGRE Session 46
S59	Aquila, G., et al.	2016	Wind power generation: An impact analysis of incentive strategies for cleaner energy provision in Brazil.	Journal of Cleaner Production
S60	Wassermann, S., et al.	2015	Current challenges of Germany's energy transition project and competing strategies of challengers and incumbents: The case of direct marketing of electricity from renewable energy sources.	Energy Policy
S61	Nuño, E., et al.	2015	Impact of variable renewable energy in the Iberian Electricity Market.	2015 50th UPEC
S62	Simoglou, C. K., et al.	2015	Large-scale res integration in electricity markets: Challenges and potential solutions.	2015 50th UPEC
S63	Lyon, J. D., et al.	2015	Market Implications and Pricing of Dynamic Reserve Policies for Systems With Renewables.	IEEE Transactions on Power Systems

Quadro 22 - continuação da página anterior				
ID	Autores	Ano	Título	Publicado em
S64	Purkus, A., et al.	2015	Market integration of renewable energies through direct marketing - lessons learned from the German market premium scheme.	Energy, Sustainability and Society
S65	Huang, Z., et al.	2015	Secondary Energy Trading Markets in Community Scale, Description and Implementation.	Procedia Engineering
S66	Pereira, L. C., et al.	2015	Socioeconomic analysis of incentive public policies for the use of renewable energy per consumer class in Brazil.	2015 IEEE PES ISGT LA-TAM
S67	Brijs, T., et al.	2015	Statistical analysis of negative prices in European balancing markets.	RENEWABLE ENERGY
S68	Bunn, D., et al.	2015	The progressive inefficiency of replacing renewable obligation certificates with contracts-for-differences in the UK electricity market.	Energy Policy
S69	Sotkiewicz, P et al.	2014	A forward capacity market as a necessary condition for integrating Renewable resources.	CIGRE Session 45
S70	Dalbem, M. C., et al.	2014	Can the regulated market help foster a free market for wind energy in Brazil?	Energy Policy
S71	Roldán-Fernández, J., et al.	2014	Impact of renewable generation in the Spanish Electricity Market.	11th EEM14
S72	Ciarreta, A., et al.	2014	Is green energy expensive? Empirical evidence from the Spanish electricity market.	ENERGY POLICY

Quadro 22 - continuação da página anterior

ID	Autores	Ano	Título	Publicado em
S73	Cunha, G., Barroso, et al.	2014	LESSONS LEARNED FROM THE AUCTION-BASED APPROACH TO INTEGRATE WIND GENERATION IN THE BRAZILIAN ELECTRICITY MARKET.	CIGRE 2014
S74	Gürkan, G., et al.	2014	Modeling and analysis of renewable energy obligations and technology bandings in the UK electricity market.	Energy Policy
S75	Allen, P., et al.	2014	Modelling sustainable energy futures for the UK.	Futures
S76	Cisneiros, S. J. N et al.	2014	New challenges caused by the new energy sources in the Brazilian power system.	CIGRE Session 45
S77	Oliveira-Lopes, L. C., et al.	2014	Nonconventional renewable sources in brazil and their impact on the success of bioenergy. In Biofuels in Brazil: Fundamental Aspects, Recent Developments, and Future Perspectives.	
S78	Chronopoulos, M., et al.	2014	Optionality and policymaking in re-transforming the British power market.	Economics of Energy and Environmental Policy
S79	Brown, P.	2014	Production tax credit incentives for renewable electricity: Financial comparison of selected policy options.	Renewable Energy Tax Incentives: Selected Issues and Analyses
S80	Sovacool, B. K.	2013	Energy policymaking in Denmark: Implications for global energy security and sustainability.	Energy Policy
S81	Fereidoon Sioshansi	P. 2013	Evolution of Global Electricity Markets.	

Quadro 22 - continuação da página anterior				
ID	Autores	Ano	Título	Publicado em
S82	Wu, H., et al.	2013	Hourly demand response in day-ahead scheduling for managing the variability of renewable energy.	Transmission and Distribution
S83	Ciupuliga, A. R., et al.	2012	A market-based investigation of large-scale Renewable Energy integration in Northwestern Europe.	2012 IEEE PES General Meeting
S84	Pakka, V. H., et al.	2012	Agent-based Modelling of the UK Short Term Electricity Market: Effects of Intermittent Wind Power.	2012 9TH EEM
S85	Marques, A. C., et al.	2012	Are public policies towards renewables successful? Evidence from European countries.	RENEWABLE ENERGY
S86	Aparicio, N., et al.	2012	Comparison of Wind Energy Support Policy and Electricity Market Design in Europe, the United States, and Australia.	IEEE Transactions on Sustainable Energy
S87	Rudnick, H., et al.	2012	Flexible Connections: Solutions and Challenges for the Integration of Renewables in South America.	IEEE Power and Energy Magazine
S88	Street, A., et al.	2012	Fostering wind power penetration into the Brazilian forward-contract market.	2012 IEEE PES General Meeting
S89	Pereira, M. G., et al.	2012	The renewable energy market in Brazil: Current status and potential.	Renewable and Sustainable Energy Reviews
S90	Marie-therese, M. T.	2012	The Strategic Evolution of the Single Electricity Market across Ireland and Northern Ireland	
S91	Haas, R., et al.	2011	A historical review of promotion strategies for electricity from renewable energy sources in EU countries.	RENEWABLE & SUSTAINABLE ENERGY REVIEWS

Quadro 22 - continuação da página anterior

ID	Autores	Ano	Título	Publicado em
S92	Chao, H.-P.	2011	Efficient pricing and investment in electricity markets with intermittent resources.	Energy Policy
S93	Nielsen, S., et al.	2011	Electricity market auction settings in a future Danish electricity system with a high penetration of renewable energy sources - A comparison of marginal pricing and pay-as-bid.	Energy
S94	Martins, F. R., et al.	2011	Enhancing information for solar and wind energy technology deployment in Brazil.	Energy Policy
S95	Williams, A.	2011	Harnessing Renewable Energy in Electric Power Systems: Theory, Practice, Policy.	
S96	Bugrahan, A., et al.	2011	The Role Of Legislations and Incentives in the Growth of PV Market in a Developing Country.	2017 IRSEC IEEE
S97	Toke, D.	2011	UK Electricity Market Reform-revolution or much ado about nothing?	Energy Policy
S98	Amorim, F., et al.	2010	A new perspective to account for renewables impacts in Portugal.	2010 7th EEM
S99	Green, R.	2010	Are the British electricity trading and transmission arrangements future-proof? Utilities Policy	
S100	Giabardo, P., et al.	2010	Feedback, competition and stochasticity in a day ahead electricity market.	ENERGY ECONOMICS
S101	Guzowski, C., et al.	2010	Latin American electricity markets and renewable energy sources: The Argentinean and Chilean cases.	International Journal of Hydrogen Energy

Quadro 22 - continuação da página anterior

ID	Autores	Ano	Título	Publicado em
S102	Lund, H.	2010	The implementation of renewable energy systems. Lessons learned from the Danish case.	Energy
S103	Chuang, A. S., et al.	2009	Ancillary Services for Renewable Integration.	2009 CIGRE/IEEE PES
S104	Lund, H., et al.	2009	Energy system analysis of 100% renewable energy systems-The case of Denmark in years 2030 and 2050.	Energy
S105	Pereira, O. L. S.	2009	Renewable energy as a tool to assure continuity of a low emission Brazilian electric power sector: Results of an aggressive renewable energy policy.	2009 IEEE PES General Meeting
S106	Mendonça, M., et al.	2009	Stability, participation and transparency in renewable energy policy: Lessons from Denmark and the United States.	Policy and Society
S107	Li, T., & Yu, J.	2009	Support Chinese renewables generation sustainably in electricity market with experiences from the UK.	1st International Conference on Sustainable Power Generation and Supply
S108	Isaacs, A. C.	2008	Electricity supply structures and governmental policy and their impact on the use of renewable energy in the Caribbean.	IEEE PES 2008 General Meeting
S109	Díaz-Reyes, F., et al.	2008	Photovoltaic energy promotion in Europe: Italy and Spain, two visions, one aim.	2008 5th EEM

Quadro 22 - continuação da página anterior				
ID	Autores	Ano	Título	Publicado em
S110	Munksgaard, J., et al.	2008	Wind power in the Danish liberalised power market-Policy measures, price impact and investor incentives.	Energy Policy
S111	Lewis, J. I., et al.	2007	Fostering a renewable energy technology industry: An international comparison of wind industry policy support mechanisms.	Energy Policy
S112	Soni, A., et al.	2007	Renewable energy market potential in U.K.	UPEC
S113	Barroso, L. A., et al.	2005	Market models monitoring: assessing new techniques for long-term PPA auctions to support long-run policy decisions in Brazil.	IEEE PES Meeting
S114	Frate-Albuquerque, C., et al.	2005	On wind energy, electricity free market, and life cycle assessment in Brazil.	International Journal of Energy Technology and Policy
S115	Peças Lopes, J. A.	2005	Technical and commercial impacts of the integration of wind power in the Portuguese system having in mind the Iberian electricity market.	2005 IEEE Russia Power Tech
S116	Meyer, N. I.	2004	Renewable energy policy in Denmark.	Energy for Sustainable Development
S117	Barroso, L. A., et al.	2003	Ensuring energy supply adequacy in market-based systems: the Brazilian experience.	2003 IEEE PES General Meeting
S118	Midttun, A., et al.	2003	Greening of electricity in Europe: Challenges and developments.	Energy Policy

Quadro 22 - continuação da página anterior

ID	Autores	Ano	Título	Publicado em
S119	Hadjilambrinos, C.	2000	Understanding technology choice in electricity industries: A comparative study of France and Denmark.	Energy Policy
S120	Stanford, A.	1998	Liberalisation of the UK energy market: An opportunity for green energy.	

Fonte: Autoria Própria.