



UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**Poder de mercado em mercados elétricos desregulamentados com
integração de fontes de energia renováveis**

YENNY SUHAIL GUERRA RODRIGUEZ

São Luís – MA, Brasil
Fevereiro, 2020

YENNY SUHAIL GUERRA RODRIGUEZ

**Poder de mercado em mercados elétricos desregulamentados com
integração de fontes de energia renováveis**

Dissertação de Mestrado submetida à Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Maranhão (UFMA) como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica na área de concentração de Sistemas de Energia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Vicente Leonardo Paucar Casas
Coorientador: Prof. Dr. Raimundo Nonato Diniz Costa Filho

São Luís – MA, Brasil
Fevereiro, 2020

Ficha gerada por meio do SIGAA/Biblioteca com dados fornecidos pelo(a) autor(a).
Núcleo Integrado de Bibliotecas/UFMA

Rodriguez, Yenny Suhail Guerra.

Poder de mercado em mercados elétricos
desregulamentados com integração de fontes de energia
renováveis / Yenny Suhail Guerra Rodriguez. - 2020.
111 f.

Coorientador(a): Raimundo Nonato Diniz Costa Filho.

Orientador(a): Vicente Leonardo Paucar Casas.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em
Engenharia de Eletricidade/ccet, Universidade Federal do
Maranhão, São Luis, 2020.

1. Fontes renováveis de energia. 2. Mercados
elétricos. 3. Poder de mercado. 4. Simulador. I. Casas,
Vicente Leonardo Paucar. II. Costa Filho, Raimundo Nonato
Diniz. III. Título.

**Poder de mercado em mercados elétricos desregulamentados com
integração de fontes de energia renováveis**

YENNY SUHAIL GUERRA RODRIGUEZ

Dissertação de Mestrado aprovada em 19 de Fevereiro de 2020

Prof. Dr. Vicente Leonardo Paucar Casas, UFMA
(Orientador)

Prof. Dr. Raimundo Nonato Diniz Costa Filho, UFMA
(Coorientador)

Prof. Dr. Osvaldo Ronald Saavedra Mendez, UFMA
(Membro da Banca Examinadora)

Prof. Dr. Mauro Sergio Silva Pinto, UEMA
(Membro da Banca Examinadora)

*Dedico este trabalho a Daniel Guerra
(in memoriam)*

Agradecimentos

A Deus.

Aos meus pais, Lucila Rodriguez e José Guerra, eles me deram a vida e a base dos meus valores e princípios como ser humano.

Ao meu orientador Dr. Vicente Leonardo Paucar Casas, por toda a sua paciência, confiança, conselhos e ensinamentos.

Aos meus amigos brasileiros, pelo apoio, pela hospitalidade oferecida em seu belo país e pela sua amizade.

Aos meus amigos venezuelanos e estrangeiros, espalhados por todo o mundo, mas que não pararam de me apoiar, apesar da distância.

A UFMA pelo apoio financeiro durante o mestrado.

A todos vocês muito obrigada.

“O que sabemos é uma gota; o que ignoramos é um oceano. Mas o que seria o oceano se não infinitas gotas?”

Sir Isaac Newton

Resumo

Y. S. G. Rodriguez, “Poder de mercado em mercados elétricos desregulamentados com integração de fontes de energia renováveis”, Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE), Universidade Federal do Maranhão (UFMA), São Luís-MA, Brasil, 2020.

O poder de mercado é um efeito que existe nos mercados de eletricidade e é definido como a capacidade de um participante do mercado de manter lucrativamente os preços acima de um nível competitivo por um período de tempo significativo. Esse fato geralmente deriva de fatores que podem ser a intenção de algumas empresas de dominar o mercado, ou também devido à existência de restrições de transmissão ou congestionamento que levam algumas empresas a exercerem poder de mercado local. O poder de mercado não é desejável, pois é um sintoma de um setor não competitivo que podem gerar ações prejudiciais ao funcionamento do mercado. Com a reforma do setor elétrico, nos mercados elétricos desregulamentados os participantes do mercado podem comercializar eletricidade de forma transparente e pagar ou receber fundos pela eletricidade fornecida, porém estudar o poder de mercado, onde certos problemas de mercado surgem como a existência das barreiras à entrada para novos geradores, tornam particularmente provável o exercício do poder de mercado e sua detecção extremamente desafiadora. Técnicas têm sido propostas para identificar e detectar o exercício do poder de mercado, por meio do estudo da estrutura dos mercados e do comportamento de seus participantes nas operações de produção e comercialização de energia elétrica. Além disso, os mercados de eletricidade do mundo enfrentam desafios de adequação de recursos, com a passagem de profundas transformações e migração para novas formas de geração de energia que implicam mudanças importantes na estrutura dos custos de produção de energia elétrica, especialmente quando uma parte relevante a provisão é fornecida por fontes renováveis, como eólica que tem impactos na operação da rede devido à sua intermitência e imprevisibilidade, e é uma das tecnologias com maior presença até o momento nos mercados de eletricidade. O objetivo deste trabalho é realizar um estudo sobre o possível exercício do poder de mercado em mercados elétricos, considerando a influência da inclusão de fontes de geração eólica.

Palavras-chave: Mercados elétricos, Fontes renováveis de energia, Poder de mercado, Simulador.

Abstract

Y. S. G. Rodriguez, “Market power in deregulated electricity markets with integration of renewable energy sources”, Master of Science Dissertation, Electrical Engineering Graduate Program (PPGEE), Federal University of Maranhão (UFMA), São Luís-MA, Brazil, 2020.

Market power is an effect that exists in electricity markets and is defined as the ability of a market participant to profitably maintain prices above a competitive level for a significant period of time. This fact generally stems from factors that may be the intention of some companies to dominate the market, or also due to the existence of transmission or congestion restrictions that lead some companies to exercise local market power. Market power is not desirable, as it is a symptom of a non-competitive sector that can generate actions detrimental to the functioning of the market. With the reform of the electricity sector, in deregulated electricity markets, market participants can trade electricity transparently and pay or receive funds for the electricity supplied, but study market power, where certain market problems arise such as the existence of barriers to entry for new generators, they make the exercise of market power and its detection extremely challenging. Techniques have been proposed to identify and detect the exercise of market power, through the study of the structure of the markets and the behavior of its participants in the operations of production and commercialization of electric energy. In addition, the world's electricity markets face resource adequacy challenges, with the passage of profound transformations and migration to new forms of energy generation that imply important changes in the structure of electricity production costs, especially when a relevant part the provision is provided by renewable sources, such as wind that impacts the operation of the network due to its intermittency and unpredictability, and is one of the technologies with the greatest presence to date in the electricity markets. The objective of this work is to carry out a study on the possible exercise of market power in electric markets, considering the influence of the inclusion of sources of wind generation.

Keywords: Electricity markets, Renewable energy sources, Market power, Simulator.

Lista de Figuras

	Página
Figura 2.1: Mercado atacadista competitivo. Fonte [12].....	9
Figura 2.2: As zonas de licitação nos mercados de energia europeus. Fonte: [25].....	18
Figura 2.3: Visão geral dos mercados de energia elétrica dos EUA. Fonte [30].....	21
Figura 2.4: Programa Mensal de Operação (PMO)/ Outubro 2019. Fonte: site ONS....	25
Figura 2.5: Estrutura institucional do setor elétrico brasileiro. Fonte [36].....	26
Figura 2.6: Central hidrelétrica Guri na Venezuela – Fonte: site Corpoelec	28
Figura 2.7: Estrutura do sistema elétrico venezuelano. Fonte: site Corpoelec.....	29
Figura 2.8: Penetração da energia eólica em um subconjunto de países com a maior capacidade instalada de energia eólica. Fonte: [40].....	32
Figura 2.9: Ranking de Capacidade de Energia Eólica no mundo ano 2018. Fonte: [41]	33
Figura 2.10: O colapso do mercado atacadista alemão. (fonte: https://energy-charts.de/)	38
Figura 2.11: Evolução da Capacidade Instalada no Brasil. Fonte: ANEEL/abeeólica...	43
Figura 3.1: A estratégia básica de retenção na fonte e o resultado quantidade-preço. Fonte: [4].....	48
Figura 3.2: Índice de Lerner. Fonte: [4]	55
Figura 4.1: Geradores termelétricos (100%)	64
Figura 4.2: Geradores termelétricos 90% , geradores hidrelétricos 60%, parque eólico 10%, fonte solar 7%	65
Figura 4.3: Geradores termelétricos 90% , geradores hidrelétricos 60%, parque eólico 35%	66
Figura 4.4: Geradores termelétricos 90% , geradores hidrelétricos 60%, parque eólico 60%	67
Figura 4.5: Geradores termelétricos 90% , geradores hidrelétricos 60%, parque eólico 80%	68
Figura 4.6: Geradores termelétricos 90% , geradores hidrelétricos 60%, parque eólico 100%	69
Figura 4.7: Comparação das curvas de demanda e oferta (com e sem participação de fontes eólicas).....	70
Figura 4.8: Geradores termelétricos 100%, parques eólicos 0%.....	73

Figura 4.9: Geradores termelétricos 80%, parques eólicos 20%.....	74
Figura 4.10: Geradores termelétricos 50%, parques eólicos 50%.....	75
Figura 4.11: Geradores termelétricos 30%, parques eólicos 70%.....	76
Figura 4.12: Geradores termelétricos 15%, parques eólicos 85%.....	77
Figura 4.13: Grafico comparativo do comportamento dos preços marginais com a participação dos parques eólicos	79
Figura 4.14: Preços por hora de um sistema com 100% geração termelétrica	81
Figura 4.15: Preços por hora de um sistema com proporção 95% geração termelétrica e 5% geração eólica	82
Figura 4.16: Preços por hora de um sistema com proporção 90% geração termelétrica e 10% geração eólica	83
Figura 4.17: Preços por hora de um sistema com proporção 85% geração termelétrica e 15% geração eólica	84
Figura 4.18:Preços por hora de um sistema com proporção 80% geração termelétrica e 20% geração eólica	85
Figura 4.19: Preços por hora de um sistema com proporção 75% geração termelétrica e 25% geração eólica	86
Figura 4.20: Preços por hora de um sistema com proporção 70% geração termelétrica e 30% geração eólica	87
Figura 4.21: Preços por hora de um sistema com proporção 65% geração termelétrica e 35% geração eólica	88
Figura 4.22: Preços por hora de um sistema com proporção 60% geração termelétrica e 40% geração eólica	89
Figura 4.23: Preços por hora de um sistema com proporção 55% geração termelétrica e 45% geração eólica	90
Figura 4.24: Preços por hora de um sistema com proporção 50% geração termelétrica e 50% geração eólica	91
Figura 4.25: Preços por hora de um sistema com proporção 45% geração termelétrica e 55% geração eólica	92
Figura 4.26: Preços por hora de um sistema com proporção 40% geração termelétrica e 60% geração eólica	93
Figura 4.27: Preços por hora de um sistema com proporção 35% geração termelétrica e 65% geração eólica	94

Figura 4.28: Preços por hora de um sistema com proporção 30% geração termelétrica e 70% geração eólica	95
Figura 4.29: Preços por hora de um sistema com proporção 25% geração termelétrica e 75% geração eólica	96
Figura 4.30: Comparação das curvas preços para % de participação de fontes eólicas (desde 0% até 30%).....	97
Figura 4.31: Comparação das curvas preços para % de participação de fontes eólicas (desde 35% até 60%).....	98
Figura 4.32: Comparação das curvas preços para % de participação de fontes eólicas (desde 65% até 80%).....	99

Lista de Tabelas

	Página
Tabela 2.1: Capacidade de geração de eletricidades do sistema elétrico nórdico para o ano 2015. Fonte [28]	20
Tabela 2.2: Resumo do historico das leilões de energia eólica no Brasil. Elaboração propia a partir dos dados tomados do site do ANEEL	42
Tabela 4.1: Dados de preços para diferentes % de participação de fontes eólicas em 24 horas	78
Tabela 4.2: Índice de participação de mercado para o mercado elétrico brasileiro.....	100
Tabela 4.3: Cálculo do <i>HHI</i> para os países nórdicos e o Brasil de acordo com o percentual de participação de fontes de energia.....	101
Tabela 4.4: Cálculo do <i>HHI</i> para o Brasil de acordo com o percentual de participação dos empreendimentos no Brasil	101
Tabela 4.5: Cálculo índice de Lerner para o sistema elétrico nórdico com 100% geradores termelétricos	101
Tabela 4.6: Cálculo índice de Lerner para o sistema elétrico nórdico com 20% de fontes de geração eólica	102

Lista de Abreviaturas e Siglas

AIE	: <i>International Energy Agency</i>
ACL	: Ambiente de Contratação Livre
ACR	: Ambiente de Contratação Regulada
AGC	: <i>Automatic generation control</i>
ANEEL	: Agência Nacional de Energia Elétrica
BERL	: <i>Baseload exceeding residual load</i>
CAISO	: <i>California Independent System Operator</i>
CAIPX	: <i>California Power Exchange</i>
CCEE	: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CMSE	: Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
COPEL	: Companhia Paranaense de Energia
Corpoelec	: <i>Corporación Eléctrica Nacional, S.A.</i>
DEA	: <i>Danish Energy Agency</i>
DISCO	: <i>Distribution Company</i>
ED	: <i>Economic dispatch</i>
Eletrobras	: Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
EPE	: Empresa de Pesquisa Energética
EPEX	: <i>European Power Exchange</i>
ERCOT	: <i>Electric Reliability Council of Texas</i>
EU	: <i>European Union</i>
E2G	: <i>Energy Together</i>
FERC	: <i>Federal Energy Regulatory Commission</i>
FTR	: <i>Firm transmission right</i>
GENCO	: <i>Power Generation Company</i>
GLEB	: <i>Guideline on Electricity Balancing</i>
GME	: <i>Gestore mercati energetici</i>
GWEC	: <i>Global Wind Energy Council</i>
HHI	: <i>Índice Herfindahl - Hirschman</i>
IPP	: <i>Independent Power Producer</i>
ISO	: <i>Independent System Operator</i>
ISO NE	: <i>ISO New England Inc</i>
LER	: <i>Leilão de Energia de Reserva</i>

MAE	: <i>Mercado Atacadista de Energia</i>
MME	: <i>Ministério de Minas e Energia</i>
MISO	: <i>Midcontinent independent system operator</i>
NEMO	: <i>Nominated electricity market operator</i>
NEM	: Mercado Nacional de Eletricidade da Austrália
NETA	: <i>New Electricity Trading Agreement</i>
NGC	: <i>National Grid Company</i>
NYISO	: <i>New York Independent System Operator, Inc.</i>
OMIE	: <i>Operador del mercado ibérico</i>
ONS	: Operador Nacional do Sistema Elétrico
PER	: Programa de Energia Renovável
PODER	: Plano Operativo Projeto Piloto de Energias Renováveis
PJM	: <i>Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection</i>
PROINFA	: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PSI	: <i>Pivotal Supplier Indicator</i>
PURPA	: <i>Public Utility Regulatory Policies Act</i>
PX	: <i>Power exchanges</i>
RESEB	: Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
RSI	: <i>Residual Supply Index</i>
RTO	: <i>Regional Transmission Organization</i>
RWC	: <i>Return on Withholding Capacity Index</i>
SCED	: <i>Security constrained economic dispatch</i>
TSO	: <i>Transmission system operator</i>
TRANSCO	: <i>Transmission Company</i>

Sumário

	Página
Capítulo 1 Introdução	1
1.1 Generalidades.....	1
1.2 Formulação do problema	2
1.3 Objetivos.....	4
1.3.1 Objetivo geral	4
1.3.2 Objetivos específicos.....	4
1.4 Justificativa	4
1.5 Metodologia.....	5
1.6 Organização do trabalho	6
Capítulo 2 Mercados elétricos	7
2.1 Estrutura dos mercados elétricos	9
2.1.1 Operador de sistema independente	10
2.1.2 Empresas de geração	10
2.1.3 Empresas de transmissão.....	10
2.1.4 Empresas de distribuição.....	11
2.1.5 Mercado Atacadista	11
2.1.6 Mercado varejista	13
2.2 Modelos de mercados elétricos.....	14
2.2.1 Modelo 1: Monopólio verticalmente integrado	14
2.2.2 Modelo 2: Comprador único.....	14
2.2.3 Modelo 3: Concorrência no atacado.....	14
2.2.4 Modelo 4: Competição de varejo.....	15
2.3 Exemplos de mercados elétricos.....	16
2.3.1 Generalidades	16
2.3.2 Mercado elétrico europeu	16
2.3.3 Mercado elétrico dos países nórdicos.....	18
2.3.4 Mercados elétricos dos Estados Unidos	21
2.3.5 Mercado elétrico brasileiro.....	24
2.3.6 Mercado elétrico venezuelano	27
2.4 Impacto da integração das energias renováveis nos mercados elétricos.....	31
2.4.1 Generalidades	31

2.4.2	Integração das fontes de energia renováveis nos Estados Unidos.....	33
2.4.3	Integração das fontes de energia renovável na Europa.....	35
2.4.4	Integração das fontes de energia renovável no Brasil	39
2.4.5	Projetos de parques eólicos na Venezuela.....	44
2.5	Influência da incerteza da energia eólica na operatividade de sistemas elétricos. 44	
Capítulo 3 Poder de mercado		46
3.1	Definição.....	46
3.1.1	Definição (econômica):	46
3.1.2	Definição (regulatória):	46
3.2	Exercício do poder de mercado.....	47
3.2.1	Retenção da capacidade de geração: física e econômica.....	47
3.2.2	Estratégias de transmissão relacionadas ao poder de mercado.....	49
3.2.3	Poder de mercado na taxa de rampa.	49
3.3	Modelagem do poder de mercado.....	50
3.3.1	Abordagens estruturais:	51
3.3.2	Abordagens de simulação de mercado	55
3.4	Mitigação do poder de mercado.....	59
3.5	Poder de mercado em sistemas hidrotérmicos	60
Capítulo 4 Simulações e análise.....		62
4.1	Descrição das simulações	62
4.2	Simulação do mercado com fontes de geração termelétricas	62
4.3	Simulação com fontes de geração termelétricas, hidrelétricas e parques eólicos. 62	
4.4	Simulação com aumento proporcional da participação dos parques eólicos... 72	
4.5	Cálculo de índices estruturais e comportamentais	100
4.5.1	Índice de participação de mercado para o mercado elétrico brasileiro	100
4.5.2	Índice Herfindahl – Hirschman (<i>HHI</i>) para o sistema elétrico brasileiro e para o sistema nórdico.	100
4.5.3	Cálculo do índice de Lerner para o sistema elétrico nórdico.....	101
4.6	Análise	102
Capítulo 5 Conclusão		104
Referências		106

Capítulo 1 Introdução

1.1 Generalidades

O principal objetivo do processo de reestruturação da indústria elétrica, é proporcionar eficiência de mercado e baixos preços de eletricidade para toda a economia através da introdução da concorrência. Um dos pré-requisitos importantes para tornar esse objetivo possível é um mercado competitivo perfeito. Um mercado de eletricidade organizado é uma plataforma centralizada onde os participantes do mercado podem transacionar eletricidade de forma transparente e pagar ou receber fundos pela eletricidade fornecida [1]. Nos novos mercados de energia emergentes, os preços da eletricidade são estabelecidos pelas forças de mercado, e não pelos reguladores ou operadores do mercado, nesse novo ambiente, os consumidores de energia podem selecionar seus fornecedores de eletricidade. Provedores de energia tentam maximizar suas participações de mercado, receitas e lucros usando comportamento estratégico em leilões de energia [2]

Uma manipulação de mercado ocorre quando um ator economicamente racional usa deliberadamente um ato falso ou fraudulento para fazer com que a demanda ou a oferta se desviem de seus fundamentos econômicos, a fim de se beneficiar desse desvio. O ato pode assumir a forma de uma restrição de produção (um ato antieconômico de retenção), expansão de produção (através de compras ou vendas intencionalmente não econômicas) ou pode ser puramente baseado em informações. Tais desvios podem resultar em transferências injustificáveis de riqueza e investimentos ineficientes em longo prazo [3].

O poder de mercado é conhecido como a capacidade de um participante do mercado de manter lucrativamente os preços acima de um nível competitivo por um período significativo de tempo, sendo assim uma empresa tem poder de mercado se puder influenciar o ponto de equilíbrio do mercado. Onde há um criador de preço, existe certo grau de poder de mercado. Esse fenômeno não é desejável, pois é um sintoma de uma indústria não competitiva e pode diminuir a eficiência econômica. Nos mercados emergentes, em termos gerais, o potencial abuso de poder na indústria de energia aparece de duas formas principais: domínio do mercado, se um fornecedor de energia é grande o suficiente para afetar o preço, ele tem um incentivo para restringir a produção ou aumentar seu preço de oferta em unidades marginais, a fim de aumentar o preço de

mercado em todas as unidades em um mercado de grupo, e restrições de transmissão: a existência de restrições de transmissão ou congestionamento introduz o mercado local ou o poder de localização. Um fornecedor em uma região que tem uma capacidade limitada para importar energia menos cara de outros lugares pode exercer poder de mercado [4].

Em mercados elétricos desregulamentados, estudar o poder de mercado, onde certos problemas de mercado que surgem das características específicas da eletricidade, como a resposta limitada da demanda, as limitações de tempo e volume e as barreiras regulatórias de entrada tornam o poder de mercado nos mercados de eletricidade particularmente provável e sua detecção é extremamente difícil. Com a penetração das energias renováveis nos mercados de eletricidade desregulamentados está mudando o comportamento do custo de atacado da eletricidade [1]. Os mercados de eletricidade “funcionam bem” quando a entrada de energia renovável é baixa, mas eles são “interrompidos” quando a penetração é significativa. As tecnologias renováveis possuem uma estrutura de custos diferente da estrutura de custos dos geradores térmicos e, portanto, afetam a formação tradicional dos preços no atacado de eletricidade em mercados desregulamentados. Eles têm um custo marginal zero ou próximo de zero [5]. As duas fontes de energia renovável mais desenvolvidas até data, além da hidroeletricidade, são a solar e a eólica. Com o aumento da penetração da energia eólica, o comércio de eletricidade que suporta a integração da energia eólica é a cada momento mais importante. Para incorporar mais energia eólica, um novo mecanismo de mercado deve ser flexível o suficiente para se adaptar às previsões de curto prazo e às transações de curto prazo [6].

1.2 Formulação do problema

Um dos maiores desafios para abordar a questão da energia elétrica, definida como um produto de múltiplos atributos em que a energia é apenas uma dimensão, passível de comercialização, é entender a coexistência de dois sistemas acoplados: um sistema físico, enquadrado pelas normas de engenharia que estudam os processos de uso dos recursos naturais e sua transformação em eletricidade e outros sistemas de mercado financeiro enquadrados nas regras estabelecidas que satisfaçam os interesses daqueles que participam do mercado [7]. A questão do poder de mercado tem sido um dos principais problemas para garantir a concorrência que leva a preços justos, pois muitos

países têm suas próprias medidas com relação às técnicas para detectar e mitigar o poder de mercado, essas ações envolvem a combinação de geração, regras de mercado, operação de mercado, produtos de mercado, capacidades transfronteiriças [1]. O poder de mercado representa um problema ao operar os mercados de eletricidade reestruturados, particularmente quando a oferta é limitada e quando há restrições de transmissão. Como resultado, os mercados de eletricidade continuam a precisar de mitigação do poder de mercado. Embora a mitigação do poder de mercado tenha como objetivo evitar transferências significativas e obter eficiência de mercado, na prática, as técnicas de mitigação nem sempre atingem esses objetivos, principalmente o segundo objetivo e, principalmente, no contexto de restrições de transmissão [8]. Um importante ponto fraco dos atuais modelos é a dificuldade em modelar restrições de transmissão e fornecer métricas significativas de poder de mercado, também a experiência com mercados de energia competitivos ainda é limitada e muitas das estruturas para projetar tais mercados são conceitualmente novas.

As preocupações ambientais que surgem da geração baseada em combustíveis fósseis impulsionaram a integração de fontes de energia menos poluentes no portfólio de geração de eletricidade. No atual mercado de eletricidade, a maioria dos participantes concentra-se em maximizar seus lucros e, portanto, deve ser incentivado a investir em geração renovável e conservação de energia, que de outra forma não são empresas lucrativas [9]. A oferta nos mercados de energia implica várias fontes de incerteza, especialmente quando uma parte relevante da oferta é fornecida por fontes renováveis, como turbinas eólicas ou energia solar fotovoltaica. Outras variáveis estocásticas importantes que afetam as estratégias de licitação são a alta volatilidade dos preços do dia seguinte e serviços ancilares, a carga intermitente e a elasticidade dos preços. A presença de unidades de armazenamento poderia mitigar a incerteza derivada do uso de fontes renováveis, mas esses sistemas nem sempre estão disponíveis [10].

Existem vários estudos que investigaram o poder de mercado, os mecanismos de detecção e as formas de mitigação, entretanto, com a inclusão de fontes de energia renovável nos processos de geração, além disso, em [11] se estuda o impacto da participação das energias renováveis nos mercados e preços da eletricidade. Os principais impactos são uma redução no nível de preços devido ao efeito de despacho em ordem de mérito, bem como um aumento na volatilidade dos preços. Outros

impactos incluem a ocorrência de preços negativos e a redução das horas de carga total para as plantas convencionais existentes. Como resultado das condições de investimento para fontes não renováveis, no setor elétrico, elas se tornam menos favoráveis à medida que as oportunidades diminuem e o risco aumenta. Neste trabalho, permite abordar as seguintes questões: qual é o estado atual da arte do poder de mercado nos mercados de eletricidade desregulamentados?, como é o processo de comercialização de energia com a inclusão de fontes de energia renováveis no Setor Elétrico Brasileiro?, Qual a influência das fontes de energia renováveis na formação dos preços de mercado? Os geradores eólicos exercem poder de mercado nos mercados elétricos?.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo geral

O objetivo geral deste trabalho é contribuir com o desenvolvimento de metodologias de análise do poder de mercado nos mercados atacadistas de energia.

1.3.2 Objetivos específicos

Os objetivos específicos desse trabalho são os seguintes:

- Estudar o estado da arte do poder de mercado, causas e características do exercício;
- Descrever as características dos mercados elétricos, com observância nas atividades que deem indícios da possível prática do poder de mercado;
- Descrição das características do poder de mercado nos mercados de eletricidade desregulamentados com a integração de fontes de energia renováveis;
- Estudar a influência da inclusão de fontes de energia renováveis nas práticas de comercialização de energia nos mercados de eletricidade desregulamentados.

1.4 Justificativa

Os mercados de energia elétrica estão experimentando diferentes mudanças, essas mudanças são variáveis na natureza, mas definem a tendência para um ambiente competitivo e aberto que se traduz em uma maior troca de energia como produto básico e na criação de mercados competitivos para facilitar a processos de negócios [12]. Para conseguir isto, o principal objetivo de mitigar o poder de mercado é evitar transferências excessivas de lucros em tais circunstâncias, o que pode ter consequências em detrimento

da avaliação do preço competitivo e os preços pode estar longe de níveis competitivos. Isto é de grande importância para a eficiência dos mercados de longo prazo, uma vez que é provável que o investimento na geração de picos seja significativamente afetado pelos preços estabelecidos quando a oferta é escassa e a transmissão limita a ligação entre geração e consumidor atacadista [13], [14].

A reestruturação do sistema energético e os recursos de energia renovável criaram muitos novos problemas no funcionamento do sistema energético. Devido ao comportamento intermitente e incerto das fontes renováveis e à separação do sistema de geração em diferentes empresas, o processo de avaliação de confiabilidade se torna mais complicado, além disso, a penetração de energias renováveis nos mercados de eletricidade está mudando o comportamento do preços de mercado [5], [15]. Com essa evolução do mercado de eletricidade, a integração de novas fontes de energia, como energia solar e eólica, deve ser levada em conta e as interações transacionais entre oferta e demanda também deve ser considerada, assim como alguns desafios para a previsão de carga tradicional [6].

A partir disso, pode-se dizer que a importância desta pesquisa contribuirá com o desenvolvimento de metodologias de análise de transações e comercialização de energia elétrica com a implementação de novas formas de geração de energia não convencional e sua influência para o exercício do poder de mercado.

1.5 Metodologia

A elaboração deste trabalho será conduzida com base na metodologia da pesquisa científica. Inicialmente foi executada uma pesquisa bibliográfica acerca do contexto atual dos mercados elétricos desregulamentados, o fenômeno de poder de mercado e seu impacto nos mercados de energia convencionais. Posteriormente foram estudadas as novas experiências implementadas de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis de energia, especialmente a geração de energia eólica.

Seguidamente, foi realizada uma análise comparativa do comportamento da formação de preços de energia nos mercados desregulamentados com apenas fontes de energia termelétricas e com a penetração de fontes de geração de energia eólica.

1.6 Organização do trabalho

Além deste capítulo inicial, o restante desta dissertação está organizado em mais quatro capítulos que são descritos resumidamente a seguir.

O capítulo 2 trata da fundamentação teórica necessária para a construção desta pesquisa. São abordados os conceitos referentes ao estado da arte dos mercados elétricos, além do impacto da participação das fontes de energia renováveis com ênfase nas fontes de geração eólica nos mercados elétricos. No capítulo 3, descreve os conceitos de poder de mercado. O capítulo 4 apresenta os resultados obtidos na análise comparativa dos preços marginais utilizando o sistema elétrico nórdico, simulando esse sistema com fontes de energia diversificadas e observando o impacto das fontes eólicas no mercado elétrico do sistema em estudo. Finalmente, o capítulo 5 apresenta a conclusão do trabalho.

Capítulo 2 Mercados elétricos

As principais fontes de energia para geração de energia elétrica são classificadas como recursos renováveis e não renováveis. Os combustíveis fósseis de hidrocarbonetos, como petróleo, gás natural, carvão e combustível nuclear, são recursos não renováveis que são usados para geração de energia elétrica em usinas térmicas. O recurso renovável mais amplamente usado para geração de energia elétrica é a energia hidrelétrica, e recentemente, existem desenvolvimentos com outras fontes renováveis, como energia eólica, energia solar, energia das marés, biomassa [16]. A energia produzida é transportada para grandes áreas por meio das linhas de transmissão que compõem a interconexão da rede elétrica e a distribuição, que se refere à entrega de energia localmente a seus consumidores. Finalmente, a comercialização de energia (atacadistas e varejistas) é adicionada a esse processo. Em um mercado elétrico perfeitamente competitivo, os vendedores são tomadores de preços e não podem afetar o preço de mercado porque, se cobrarem um preço mais alto, os compradores irão para outro lugar. Graças à concorrência, sempre que os preços de um produto se tornam muito altos em relação aos custos, os consumidores mudam sua demanda para outros produtos ou outras empresas descobrem o mercado lucrativo, entram no mercado e conquistam participação de mercado. Em longo prazo, a pressão competitiva é essencial para a eficiência econômica do mercado [17].

Desregulamentação significa parar de regular. A regulamentação refere-se ao controle de preços de fornecedores monopólios e à restrição de entrada nos mercados; portanto, a definição padrão de desregulamentação é remover os controles de preços e a entrada de fornecedores concorrentes. A concorrência no setor elétrico geralmente significa concorrência apenas na produção de eletricidade e nas funções comerciais de atacado e varejo. Essas são as funções que seriam desregulamentadas, seus preços seriam fixados em mercados competitivos e não pelos reguladores. A função de geração é o principal candidato para se tornar competitivo, a função de operações do sistema não pode ser competitiva, é necessário um operador de sistema. A rede de transmissão é um monopólio natural, embora existam alguns casos, principalmente de linhas isoladas (periféricas à rede), em que um investidor pode fazer um investimento em transmissão e cobrar por isso. A função de distribuição ainda é considerada um monopólio natural em toda parte, na medida em que compete pelo mesmo território [18].

O objetivo da reforma é criar novos arranjos de governança para o setor elétrico, que trarão benefícios a longo prazo para os consumidores. Esses benefícios serão obtidos com a dependência de mercados competitivos de atacado para fornecer melhores incentivos para controlar os custos de capital e operação de capacidade de geração nova e existente, incentivar a inovação nas tecnologias de fornecimento de energia e mudar os riscos de escolha de tecnologia, custo de construção e erros operacionais dos consumidores aos fornecedores. A escolha do cliente permitiria que os diferentes consumidores escolhessem o fornecedor que oferece a combinação preço/qualidade de serviço que melhor atenda às suas demandas. Para introduzir concorrência na função de geração de eletricidade, existem alguns requisitos para a indústria de energia:

- Separação vertical de segmentos competitivos (por exemplo, geração) de segmentos regulamentados (distribuição, transmissão, operações do sistema) estruturalmente ou funcionalmente.
- Integração horizontal das operações de transmissão e rede para abranger a extensão geográfica dos mercados atacadistas “naturais” e a designação de um único operador de sistema independente para gerenciar a operação da rede, programar a geração para atender à demanda e manter a frequência, tensão e estabilidade da rede.
- Criação de instituições atacadistas do mercado de reservas spot e operacionais para apoiar os requisitos de balanceamento em tempo real, responder rápida e efetivamente a interrupções não planejadas de instalações de transmissão ou geração e facilitar as oportunidades de negociação entre fornecedores e entre compradores e vendedores.
- Criação de instituições para facilitar o acesso à rede de transmissão por compradores e vendedores para melhor produção e troca econômicas.
- Separação das tarifas de varejo, a fim de separar o fornecimento de energia de varejo e os serviços associados dos serviços de distribuição e transmissão que continuariam sendo prestados por monopólios regulamentados.

- Exigir que os consumidores do varejo comprassem suas fontes de alimentação de fornecedores concorrentes, que por sua vez compram sua energia nos mercados atacadistas ou possuam instalações de geração para apoiar seus compromissos de fornecimento de varejo.

2.1 Estrutura dos mercados elétricos

Existem as funções físicas tradicionais: geração (produção), transmissão, operação do sistema, distribuição; e existem funções de comerciante, como comprar através de varejistas para clientes finais e comprar energia por atacado. Tradicionalmente, toda a indústria tem seus preços estabelecidos por governos ou por reguladores independentes designados pelo governo. Na mudança global para a concorrência, algumas dessas funções estão desregulamentando, mas outras continuarão a ter preços estabelecidos por órgãos reguladores ou governos [18]. A reestruturação da eletricidade mudou o papel das entidades tradicionais em uma concessionária verticalmente integrada e criou novas entidades que podem funcionar independentemente. O operador de mercado é a entidade líder em um mercado de energia e suas funções determinam as regras de mercado. As principais entidades de mercado que serão descritas incluem empresas de geração e empresas de transmissão. Outras entidades de mercado incluem empresas de distribuição, agregadores, corretores, comerciantes e clientes. Pode-se dividir o mercado de reestruturação em dois níveis: (i) atacado e (ii) varejo. O ponto principal a ser observado é que a entrega de energia, isto é, transmissão e distribuição, permanece um monopólio como mostrado na Figura 2.1 [12].

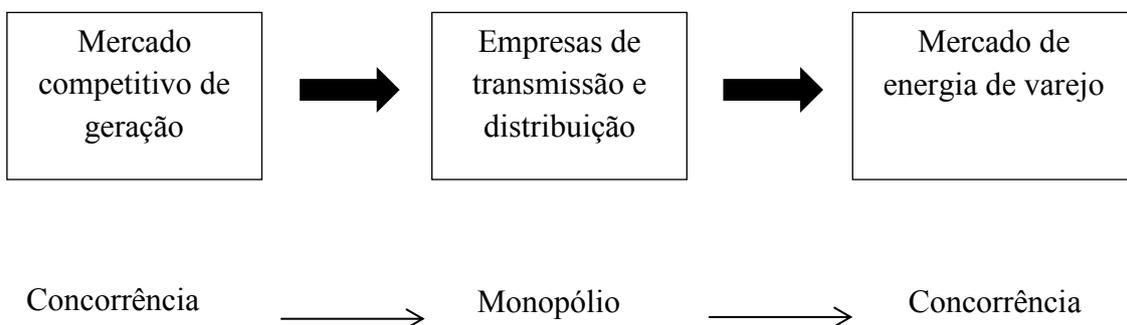


Figura 2.1: Mercado atacadista competitivo. Fonte [12]

2.1.1 Operador de sistema independente

O controle da rede não pode ser garantido sem o estabelecimento do operador de sistema independente (ISO – *Independent System Operator*). O ISO administra as tarifas de transmissão, mantém a segurança do sistema, coordena o agendamento da manutenção e tem um papel na coordenação do planejamento em longo prazo. O ISO deve funcionar independentemente de qualquer participante do mercado, como proprietários de transmissões, geradores, empresas de distribuição e usuários finais, e deve fornecer acesso aberto e não discriminatório a todos os usuários do sistema de transmissão. O ISO é garante que sinais econômicos adequados sejam enviados a todos os participantes do mercado, o que, por sua vez, deve incentivar o uso eficiente e motivar o investimento em recursos capazes de aliviar as restrições [17], [19].

2.1.2 Empresas de geração

As empresas de geração (GENCOs – *Generating Companies*) operam e mantêm usinas geradoras existentes. As GENCOs podem possuir usinas geradoras ou interagir em nome dos proprietários das usinas com o mercado de curto prazo (troca de energia, pool de energia ou mercado spot). Essas empresas têm a oportunidade de vender eletricidade a entidades com as quais negociaram contratos de venda. Além da energia ativa, as empresas podem negociar energia reativa e reservas operacionais. As GENCOs não são afiliadas à ISO ou empresas de transmissão. Seus ativos geradores incluem instalações de produção de energia e contratos de compra de energia. Como as GENCOs não estão em uma estrutura verticalmente integrada, seus preços não são regulados. Elas comunicarão ao ISO as interrupções da unidade geradora para manutenção dentro de certo período de tempo (geralmente declarado pelo ISO) antes do início da interrupção. O ISO informa as GENCOs de todas as interrupções aprovadas. No mercado de energia reestruturado, o objetivo das empresas geradoras é maximizar os lucros. Para fazer isso, as empresas podem optar por participar de qualquer mercado (mercado de energia e serviços ancilares) e executar qualquer ação (arbitragem e jogos). É de responsabilidade da empresa de geração considerar possíveis riscos [17].

2.1.3 Empresas de transmissão

O sistema de transmissão é o elemento mais crucial nos mercados de eletricidade. As TRANSCOs (*Transmission Company*) transmitem eletricidade através de um sistema de alta tensão, da GENCOs à DISCOs, para fornecer eletricidade aos

clientes. É composto por uma rede integrada compartilhada por todos os participantes e conexões radiais que unem unidades geradoras e grandes clientes à rede. O uso dos ativos da TRANSCO estará sob o controle da ISO regional, embora a propriedade continue sendo mantida pelos proprietários originais na estrutura verticalmente integrada. As TRANSCOs são regulamentadas para fornecer conexões não discriminatórias e serviços comparáveis para recuperação de custos. Elas fornecem transmissão por atacado de eletricidade, oferecem acesso aberto e não possuem propriedade ou afiliação comum com outros participantes do mercado (por exemplo, GENCOs). [17].

2.1.4 Empresas de distribuição.

Uma empresa de distribuição (DISCOs – *Distribution Companies*) distribui a eletricidade, através de suas instalações, para clientes em uma determinada região geográfica. Uma DISCO é uma empresa elétrica regulamentada (pelas agências reguladoras estaduais) que constrói e mantém redes de distribuição que conectam a rede de transmissão aos clientes finais. Elas têm a responsabilidade de responder a interrupções na rede de distribuição e preocupações com a qualidade de energia, também são responsáveis pela manutenção e suporte de tensão, bem como pelos serviços auxiliares [17].

As operações de transmissão e distribuição do sistema de geração são funções físicas. As funções de comerciante são varejo e atacado. Segue a descrição destas funções.

2.1.5 Mercado Atacadista

O termo atacado é pouco definido. Pode significar "vendas por um produtor" ou "vendas a um revendedor" [18]. De acordo com a *European Commission*, a eletricidade gerada em uma usina é frequentemente comprada e vendida várias vezes no mercado atacadista antes de chegar ao consumidor final. Essas vendas geralmente ocorrem em grandes quantidades de eletricidade e envolvem produtores de energia, varejistas, bancos de investimento e grandes usuários de energia. Os preços no atacado são altamente sensíveis às capacidades de produção e transmissão disponíveis, porque a energia deve ser produzida quando necessário e não pode ser armazenada em escala industrial. O mercado atacadista refere-se ao mercado de energia, mercado de serviços

ancilares e mercado de transmissão. Além disso, os mercados são classificados como mercado a prazo (dia seguinte ou hora à frente) e mercado em tempo real. É importante observar que os mercados não são independentes, mas inter-relacionados [17], [19].

Mercado de energia

O mercado de energia é onde ocorre o comércio competitivo de eletricidade. Os preços do mercado de energia são indicadores confiáveis, não apenas para os participantes do mercado, mas também para outros mercados financeiros e consumidores de eletricidade.

Mercado de serviços ancilares

Os serviços ancilares são serviços necessários para fornecer eletricidade aos usuários finais em frequências e tensões estáveis, existem muitos tipos diferentes de serviços auxiliares, que correspondem à velocidade com a qual a geração de backup deve ser enviada; inclui regulação ou controle de frequência, reservas girantes, reservas não girantes e controle reativo de tensão [17]. Na indústria regulamentada, os serviços ancilares são fornecidos com energia, enquanto que no setor reestruturado, os serviços ancilares são desagregados da energia, eles são adquiridos através do mercado de forma competitiva. Os serviços ancilares são muito importantes para a integração de energia renovável. A integração das fontes de energia renováveis é um grande desafio para as RTOs e as concessionárias de energia elétrica, pois elas devem manter a rede elétrica estável (equilibrando oferta e demanda), mesmo que fontes de energia muito variáveis, como vento e energia solar se conectam à rede.

Mercado de transmissão

Em um sistema de energia reestruturado, a rede de transmissão é onde ocorre a concorrência entre os fornecedores em atender às demandas de grandes usuários e empresas de distribuição. A mercadoria negociada no mercado de transmissão é um direito de transmissão. Pode ser o direito de transferir energia, o direito de injetar energia na rede ou o direito de extrair energia da rede. O detentor de um direito de transmissão pode exercitar fisicamente o direito transferindo energia ou ser compensado financeiramente por transferir o direito de usar a rede de transmissão para terceiros. A importância do direito de transmissão é observada principalmente quando ocorre congestionamento no mercado de transmissão. Ao deter certos direitos de transmissão,

os participantes podem cobrir taxas de congestionamento por meio de créditos de congestionamento.

Mercado a prazo

O objetivo do mercado a prazo é para agendar recursos a cada hora do dia seguinte. Um mercado a prazo de uma hora a frente é um mercado para desvios da programação do dia seguinte. Tanto os serviços de energia quanto os serviços ancilares podem ser negociados em mercados a prazo. Sempre que os cronogramas de energia em um mercado a prazo puderem ser acomodados sem o gerenciamento de congestionamentos, a ISO adquirirá serviços ancilares por meio de um leilão em todo o sistema. No entanto, se existir um congestionamento em algum lugar do sistema, o leilão de serviços auxiliares será implementado em uma base zonal [17].

Mercado em tempo real

O mercado em tempo real é estabelecido para atender ao requisito de balanceamento, a produção e o consumo de energia elétrica devem ser equilibrados em tempo real, isto é para garantir a segurança do sistema elétrico. Os valores em tempo real do sistema de carga, geração e transmissão podem diferir dos planejamentos futuros do mercado. Os recursos disponíveis para acomodar desequilíbrios de energia em tempo real podem ser classificados de acordo com seu tempo de resposta, incluindo o de controle automático de geração (*AGC – automatic generation control*), que pode responder em alguns segundos, e as reservas girantes, não girantes e suplementares, que podem estar disponíveis em minutos da instrução de despacho da ISO com base em considerações de rampa [17].

2.1.6 Mercado varejista

O mercado varejista de energia refere-se à venda de energia em baixa tensão. Em um mercado liberalizado de eletricidade no varejo, os clientes podem se beneficiar de serviços com estrutura mais diversificada, eles podem obter benefícios monetários da concorrência entre os provedores de serviços, o que lhes permite selecionar ofertas que melhor atendam aos seus requisitos. Os usuários finais de eletricidade geralmente evitam se envolver na volatilidade dos preços no curto prazo dos mercados atacadistas. Além disso, a compra no mercado atacadista requer monitoramento contínuo do mercado e controle de consumo para os usuários finais, os fornecedores de eletricidade

ou empresas de varejo protegem os clientes dos riscos de volatilidade dos preços, oferecendo contratos com esquemas de preço fixo. No entanto, essas entidades intermediárias estão expostas a riscos de preço no mercado atacadista e risco de quantidade no mercado varejista [20]. O estudo desses mercados está além do escopo deste trabalho.

2.2 Modelos de mercados elétricos

Quatro modelos de mercados são considerados, onde três são diferenciados por quanto de monopólio é retido. Todos os modelos assumem monopólio contínuo sobre transmissão, distribuição e operações do sistema [17].

2.2.1 Modelo 1: Monopólio verticalmente integrado

Todas as funções do setor são agrupadas e reguladas. Na estrutura verticalmente integrada, o planejamento de todo o sistema energético foi centralizado, as empresas verticalmente integradas possuíam monopólios em suas próprias áreas e, por isso, os preços eram regulados. Esse modelo serviu bem à indústria por 100 anos e ainda é o modelo existente em alguns países.

2.2.2 Modelo 2: Comprador único

Em um modelo de comprador único, apenas o monopólio integrado existente em qualquer área pode comprar dos geradores concorrentes. A característica que define é que os geradores independentes podem vender apenas para as concessionárias existentes, que ainda possuem o monopólio completo de todos os clientes finais. Os preços pelos quais os produtores independentes de energia (IPPs – *Independent Power Producers*) vendem para as concessionárias são regulados, mas não ao seu próprio custo de serviço, geralmente é realizada alguma leilão para determinar a menor oferta de custo, e a concessionária assina contratos de vida útil da planta a longo prazo com IPPs quando o regulador aprovou o processo do leilão e os resultados.

2.2.3 Modelo 3: Concorrência no atacado

Este modelo possui um setor de geração totalmente competitivo. Não há geração regulamentada de custo de serviço. As empresas de distribuição (DISTCOs), e os grandes clientes são os compradores, mas o modelo 3 dá à DISTCOs o monopólio de todos os clientes finais menores. As características do modelos são:

- Possui concorrência na produção, que é onde está a maioria dos benefícios,
- Possui muitos compradores para aproveitar os benefícios de preços mais baixos e evita os custos e os problemas de fornecer acesso de varejo a todos os pequenos clientes.
- Os revendedores, agregadores, corretores e profissionais de marketing são permitidos.
- Nenhuma opção padrão para os grandes clientes além do preço de mercado à vista.
- As DISTCOs fornecem aos pequenos clientes fazendo contratos com geradores ou agregadores.

2.2.4 Modelo 4: Competição de varejo

O Modelo 4 permite que todos os clientes escolham seus fornecedores, para que um gerador concorrente possa vender para qualquer um, embora pequenos clientes geralmente comprem por meio de agregadores ou varejistas. Algumas características do modelo 4 são: requer os novos acordos de comércio atacadista e mercados competitivos de atacado, assim como o Modelo 3, os principais requisitos adicionais são o processo de liquidação, a leitura do medidor e o faturamento, que são amplamente expandidos a partir do Modelo 3 e a educação de milhões de clientes.

2.3 Exemplos de mercados elétricos

2.3.1 Generalidades

Nesta parte do capítulo, serão descritos alguns mercados elétricos existentes. O início formal do mercado europeu de eletricidade ocorreu em 1996, quando o Parlamento Europeu e o Conselho Europeu aprovaram a primeira diretiva de eletricidade que visa liberalizar o setor de energia, estabelecendo mercados competitivos de eletricidade. Um dos principais objetivos da União Europeia (EU – *European Union*) é compartilhar um mercado único que garanta a livre circulação de mercadorias, capitais, serviços e mão de obra. O Reino Unido foi o primeiro país da Europa a liberalizar seu mercado de eletricidade com a criação do pool de Inglaterra e País de Gales em 1989-1990. Até março de 2001, existia um mercado de pool, através do qual todos os suprimentos físicos de eletricidade a granel eram comercializados, todos os geradores que desejavam ter sua planta despachada tiveram que enviar suas ofertas à (NGC – *National Grid Company*), ou seja, o operador do sistema. Devido à crença de que o sistema de agrupamento permite que os preços de mercado sejam mantidos bem acima dos custos marginais de produção, foi introduzido o Novo Acordo de Comercialização de Eletricidade (NETA – *New Electricity Trading Agreement*), substituindo o pool por mercados bilaterais voluntários e vendas de energia [19].

2.3.2 Mercado elétrico europeu

A legislação da União Europeia permitia aos Estados membros a liberdade de implementar diferentes esquemas de transmissão por separação, geralmente a separação total de propriedades por meio de um operador de sistema de transmissão (TSO – *transmission system operator*), que possui e opera a rede e não deve ter nenhum interesse em atividades de geração. O outro componente básico dessa organização é a venda de energia (PX – *power exchanges*) ou, mais especificamente, o operador do mercado de eletricidade (NEMO – *nominated electricity market operator*). O modelo geral de mercado usa mercados sequenciais: dia seguinte, intradiário e mercados de equilíbrio. O mercado europeu do dia seguinte é um mercado de preços zonal, em contraste com os mercados de preços nodais (como nos Estados Unidos) conforme mostrado na Figura 2.2, a maioria dos estados membros possui uma única zona de ofertas, mas alguns são divididos em várias zonas para refletir congestionamentos internos estruturais, ou seja, Itália e Suécia, o operador do mercado ibérico (OMIE –

operador del mercado ibérico) gerencia as zonas de Espanha e Portugal; O EPEX (*European Power Exchange*) opera nas zonas da Alemanha, Áustria, França, Grã-Bretanha, Holanda, Bélgica e Suíça; e a Nord Pool opera nas zonas da Noruega, Suécia, Finlândia, Dinamarca, Estônia, Lituânia e Letônia. Outros NEMOs gerenciam zonas de um país, como a (GME – *gestore mercati energetici*) na Itália. No período intradiário, as NEMOs estão trabalhando para definir uma plataforma europeia de negociação implícita contínua. No futuro, o preço das capacidades inter zonas intradiária será refletido no congestionamento. Em alguns mercados periféricos, como na Península Ibérica, Itália e Irlanda e, mais recentemente, na região nórdica, o mercado contínuo pode ser complementado com leilões intradiários que aumentam a liquidez e a transparência de preços. A maioria dos mercados de equilíbrio para aquisição e liquidação de reservas e operação em tempo real é de âmbito local e é gerenciada principalmente por cada TSO. No entanto, várias iniciativas regionais já começaram a coordenar a ativação e o intercâmbio de diferentes tipos de equilíbrio de energia entre os vizinhos, em conformidade com os mandatos do regulamento da diretiva sobre balanceamento de eletricidade (GLEB – *Guideline on Electricity Balancing*). O objetivo final deste regulamento é estabelecer um mercado progressivamente com uma ordem de mérito comum para a ativação do equilíbrio energético [21].

No mercado europeu se pode observar a expansão progressiva do passo mais avançado de liberalização total da cadeia de valor da energia elétrica: tornar os clientes realmente livres para escolherem seus fornecedores de energia, não ficando mais vinculados a uma distribuidora retentora de algum tipo de concessão. Mas ainda assim existe a tendência de subsistência de elementos regulatórios que visam, por exemplo, beneficiar determinada classe de consumidores de baixa renda que, na interpretação de determinados governos, não devem ser expostos às leis que regulam os preços no mercado livre. Este é o posicionamento adotado particularmente por países como Espanha, Portugal e França [22].

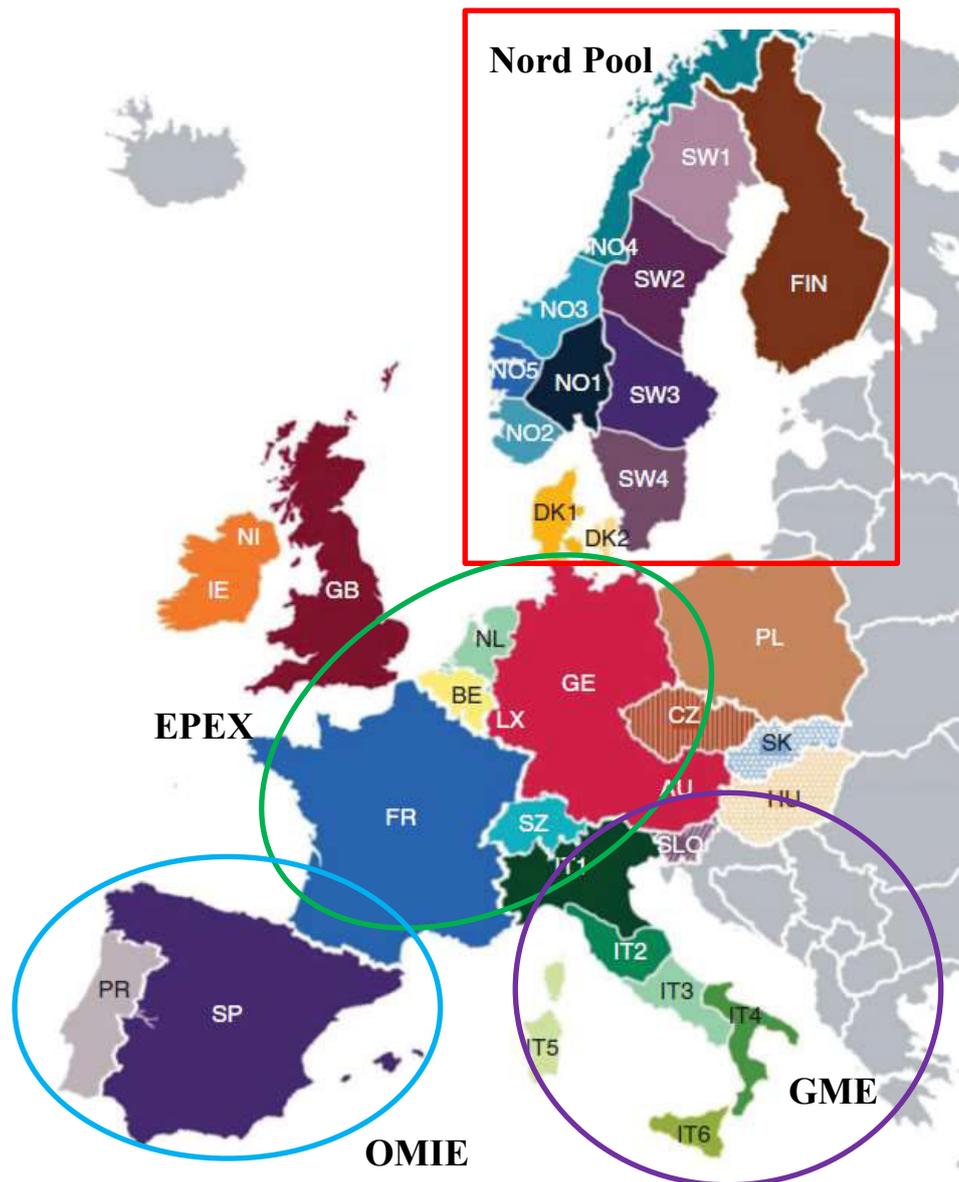


Figura 2.2: As zonas de licitação nos mercados de energia europeus. Fonte: [21]

Para o propósito deste trabalho, se fara uma descrição do mercado elétrico nórdico.

2.3.3 Mercado elétrico dos países nórdicos

Os países nórdicos são: Noruega, Suécia, Finlândia, Dinamarca, Estônia, Lituânia e Letônia. O mercado nórdico de electricidade é o primeiro mercado multinacional de comércio de energia do mundo, que obtém as vantagens complementares de recursos entre os países. O mercado norueguês de eletricidade de 1993 era apenas um mercado a termo de eletricidade, permitindo apenas que entidades do mercado negociassem contratos físicos. Em 1996, a Noruega e a Suécia

estabeleceram conjuntamente o Nord Pool. A bolsa é responsável principalmente pela operação do mercado spot de eletricidade e também é responsável pelas transações financeiras de energia e liquidação das transações. Desde 1997, o mercado nórdico de energia introduziu contratos de futuros financeiros. Em 1999, os contratos de opção foram autorizados a serem listados e negociados. Em 2000, um contrato de diferença foi introduzido [23]. O mercado nórdico é dominado pela energia hidrelétrica e tem um sistema de transmissão que liga a Finlândia, a Suécia e a Dinamarca Oriental, esse sistema de transmissão e de distribuição são regulados, enquanto as vendas de geração e varejo são atividades competitivas. Os países nórdicos têm um grande potencial de energia renovável não utilizado, especialmente em energia eólica e solar, uma vez que a expansão adicional das hidrelétricas é restrita pela regulamentação espacial e a biomassa é um recurso limitado. Atualmente, a energia eólica é a tecnologia de crescimento mais rápido implantada nos países nórdicos. A Dinamarca possui a maior proporção de energia eólica do mundo, que forneceu 43,4% do consumo anual total de eletricidade da Dinamarca em 2017 (um recorde mundial) mais de 50% no oeste da Dinamarca [20]. A Tabela 2.1 lista as principais características do sistema energético dos países Nórdicos.

O preço do sistema é calculado com base nos pedidos de venda e compra, desconsiderando a capacidade de transmissão disponível entre as áreas de ofertas no mercado nórdico. Para cada país nórdico, o TSO local decide em quais áreas de licitação o país é dividido. O número de áreas de ofertas norueguesas pode variar, hoje existem cinco áreas de ofertas. A Dinamarca Oriental e a Dinamarca Ocidental são sempre tratadas como duas áreas de licitação diferentes. Finlândia, Estônia, Lituânia e Letônia constituem uma área de licitação cada. A Suécia foi dividida em quatro áreas de licitação em 2011. As diferentes áreas de licitação ajudam a indicar restrições nos sistemas de transmissão e garantem que as condições do mercado regional sejam refletidas no preço. Devido a gargalos no sistema de transmissão, as áreas de licitação podem receber preços diferentes, chamados preços de área. Quando houver restrições na capacidade de transmissão entre duas áreas de licitação, a energia sempre passará da área de baixo preço para a área de alto preço. [24].

Tabela 2.1: Capacidade de geração de eletricidades do sistema elétrico nórdico para o ano 2015. Fonte [25]

Tipo de produção, MW	Estônia	Letônia	Lituânia	Finlândia	Suécia	Noruega	Dinamarca	Total
Biomassa	80	82	29	2051	0	0	197	2439
Gas derivado de carvão fóssil	86	0	0	0	0	0	0	86
Gás fóssil	181	1136	2651	1611	0	1609	2941	10129
Carvão fóssil	0	0	0	2792	0	0	4847	7639
Óleo fóssil	0	0	160	1705	0	0	1051	2916
Folhelho de óleo fóssil	1698	0	0	0	0	0	0	1698
Turfa fóssil	0	0	0	1685	0	0	0	1685
Armazenamento bombeado por hidro	0	0	900	0	0	0	0	900
Fio d'água e libras hidrelétricas	8	1537	128	3264	0	0	0	4946
Reservatório de água hidráulica	0	0	0	0	15956	31938	0	47894
Nuclear	0	0	0	2752	9528	0	0	12280
Outro	0	0	23	45	8009	0	0	8077
Outro renovável	8	0	33	19	0	0	88	148
Solar	0	0	68	0	0	0	601	669
Desperdício	20	0	31	72	0	0	363	486
Eólica Offshore	0	0	0	0	0	0	1271	1271
Eólica Onshore	328	51	282	496	3500	0	3574	8231
Grande capacidade total	2409	2806	4305	16492	36993	33547	14942	111494

2.3.4 Mercados elétricos dos Estados Unidos

O setor de energia elétrica norte-americano é tradicionalmente regulado por um modelo composto por três componentes: um órgão regulador no nível federal (FERC – *Federal Energy Regulatory Commission*); os órgãos reguladores no nível estadual (PUCs – *Public Utilities Commission*); e instituições antitruste, como (DOJ) *Department of Justice* e a (AG) *Attorney General*), que atuam, respectivamente, nos níveis federal e estadual [22]. Seguindo a ordem 888 da FERC em 1996, a indústria de energia dos Estados Unidos iniciou seu processo de reestruturação [26]. Nos Estados Unidos, a Califórnia foi o primeiro Estado a abrir os mercados atacadistas de eletricidade à concorrência em 1998 com a criação da CAISO (*California Independent System Operator*) e da CAI PX (*California Power Exchange*). Após a crise de 2000 – 2001, o Power Exchange foi encerrado. Os quatro grupos de energia do nordeste, Califórnia, Texas (ERCOT) e, mais recentemente, vários Estados do Centro – Oeste, criaram operadores de sistemas independentes. Os mercados atacadistas de eletricidade são gerenciados por operadores independentes do sistema (ISOs) ou organizações regionais de transmissão (RTOs). Os RTOs operando nos Estados Unidos, são mostrados na Figura 2.3 [19][27]:



Figura 2.3: Visão geral dos mercados de energia elétrica dos EUA. Fonte [27]

California Independent System Operator Corporation

California Independent System Operator Corporation (CAISO) despacha centralmente a geração e coordena o movimento da eletricidade no atacado na Califórnia e em uma parte de Nevada. Os mercados da CAISO incluem energia (dia seguinte e em tempo real), serviços auxiliares e direitos de receita de congestionamento, também opera um mercado de desequilíbrio de energia, que atualmente inclui o CAISO e outras áreas de autoridade de balanceamento no oeste dos Estados Unidos. Atualmente, o CAISO possui mais de 6000 MW de fontes renováveis (sem incluir grandes hidrelétricas), incluindo 3000 MW de geração eólica. Prevê-se que a quantidade de fontes renováveis instaladas dobre nos próximos três anos para que a Califórnia atinja sua meta de 20% de energia a partir de recursos renováveis e depois aumente rapidamente para alcançar os 33% de fontes renováveis do Estado até 2020 e as metas de redução de gases de efeito estufa.

Midcontinent Independent System Operator

A *Midcontinent Independent System Operator* (MISO) opera o sistema de transmissão e um mercado despachado centralmente em partes de 15 estados do Centro-Oeste e do Sul, estendendo-se de Michigan e Indiana a Montana e da fronteira do Canadá aos extremos do sul da Louisiana e Mississippi. Tem uma capacidade instalada de 174.724 MW. O sistema é operado em três centros de controle: Carmel, Indiana; Eagan, Minnesota; e Little Rock, Arkansas.

ISO New England, Inc.

O operador independente *ISO New England, Inc* (ISO -NE) opera a rede de transmissão de alta tensão da Nova Inglaterra e realiza um planejamento de longo prazo para o sistema da Nova Inglaterra. Atende a seis estados da Nova Inglaterra: Connecticut, Maine, Massachusetts, New Hampshire, Rhode Island e Vermont. Tem uma capacidade de geração de 31.000 MW (verão). O ISO-NE está interconectado com o ISO de Nova York, TransEnergie (Québec) e o operador de sistema de New Brunswick. A ISO-NE importa cerca de 17% de suas necessidades anuais de energia de Quebec, NYISO e New Brunswick. Possui 150 MW de recursos eólicos on-line, com um pico de carga superior a 30.000 MW. No entanto, com 4000 MW de novos recursos

eólicos na fila de interconexão de geradores, a ISO New England está revisando proativamente as melhores práticas do setor para incorporação às regras do mercado.

New York Independent System Operator, Inc.

A *New York Independent System Operator, Inc* (NYISO) opera o sistema de energia a granel para todo o estado de New York e administra o mercado atacadista de energia. Os vários mercados sob a administração NYISO incluem mercados de energia diurnos, mercados de energia em tempo real, mercados de serviços ancilares, mercados de direitos de transmissão financeira e mercados de capacidade. A capacidade de geração é de 38.777 MW e tem capacidade eólica instalada no final de 2009 era superior a 1.200 MW, com um pico de carga de 33.000 MW.

PJM Interconnection

Pennsylvania - New Jersey - Maryland Interconnection (PJM), é a organização regional de transmissão que coordena o movimento de eletricidade por atacado em todos ou em partes de 13 estados (Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, Nova Jersey, Carolina do Norte, Ohio, Pensilvânia, Tennessee, Virgínia e Virgínia Ocidental) e no Distrito de Columbia. Os mercados da PJM incluem energia (dia seguinte e em tempo real), capacidade e serviços ancilares. A PJM garante a confiabilidade da maior rede de distribuição central da América do Norte, atendendo a mais de 51 milhões de pessoas. A PJM envia cerca de 165.000 megawatts (MW) de capacidade de geração ao longo de 82.546 milhas de linhas de transmissão. Esta região tem uma diversidade geográfica de recursos eólicos, em junho de 2009, a PJM programou mudanças para melhorar o gerenciamento de recursos eólicos: os recursos de geração agora podem enviar ofertas de preços negativos, permitindo que os recursos eólicos apresentem ofertas flexíveis que refletem melhor o preço pelo qual reduzirão a produção.

Electric Reliability Council of Texas

O Conselho de Confiabilidade Elétrica do Texas (ERCOT – *Electric Reliability Council of Texas*) gerencia o fluxo de energia elétrica para 22 milhões de clientes do Texas, representando 85% da carga elétrica do estado e 75% da área do Texas. Como operador de sistema independente da região, o ERCOT programa energia em uma rede elétrica que conecta mais de 40.000 milhas de linhas de transmissão e mais de 550

unidades de geração exclusivamente no estado do Texas, para uma capacidade de geração (verão) de 75.964 MW. Em 2001, a ERCOT abriu seu mercado de atacado e varejo de eletricidade à concorrência com base em uma estrutura de mercado zonal. Desde dezembro de 2010, o ERCOT passou de um mercado zonal para um mercado nodal baseado no preço marginal de localização, no qual cada ponto de liquidação dentro da interconexão tem seus próprios preços e todas as restrições de transmissão modeladas. A capacidade instalada de geração eólica do ERCOT é a mais alta entre as principais ISOs dos Estados Unidos. O recorde de geração eólica é de 7.400 MW em 7 de outubro de 2011, o que equivale a 15,2% da carga total do sistema no momento.

2.3.5 Mercado elétrico brasileiro

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidrotérmico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários, além da geração hidrelétrica e termelétrica fóssil (gás natural, carvão, óleo combustível), renovável (biomassa residual) e nuclear, incorpora geração eólica (crescente nos últimos anos), solar fotovoltaica e importação de energia. A geração hidrelétrica de grande porte, em especial as usinas mais antigas, é dotada de reservatórios de regularização (em período mais remoto, plurianual e, atualmente, intra-anual). Esses reservatórios acumulam água nos períodos úmidos e a liberam nos períodos secos [28]. A maior parte da energia hidrelétrica está localizada na região sudeste e os parques eólicos estão situados no sul e nordeste. Devido às restrições de transmissão entre as regiões geoeletricas do Sistema Interligado Nacional (SIN), o mercado de energia foi dividido em quatro submercados: Norte (N), Nordeste (NE), Centro / Oeste / Sudeste (C / W / SE), Sul (S). O equilíbrio entre oferta e demanda em cada submercado determina preços de curto prazo e as diferenças entre o submercado nas quatro regiões refletem os limites de transmissão [29].

A matriz energética é fortemente baseada em energia hidrelétrica, o Brasil possui no total 8.931 empreendimentos em operação, totalizando 161.526 MW de potência instalada para o ano 2018. A energia eólica é uma realidade relativamente nova e a capacidade instalada ainda é modesta, no entanto, sua participação na oferta geral de energia elétrica está crescendo rapidamente; as autoridades de planejamento estimam que, até 2023, a geração eólica responderá por aprox. um 10% da geração do país como mostrado na Figura 2.4 [30].

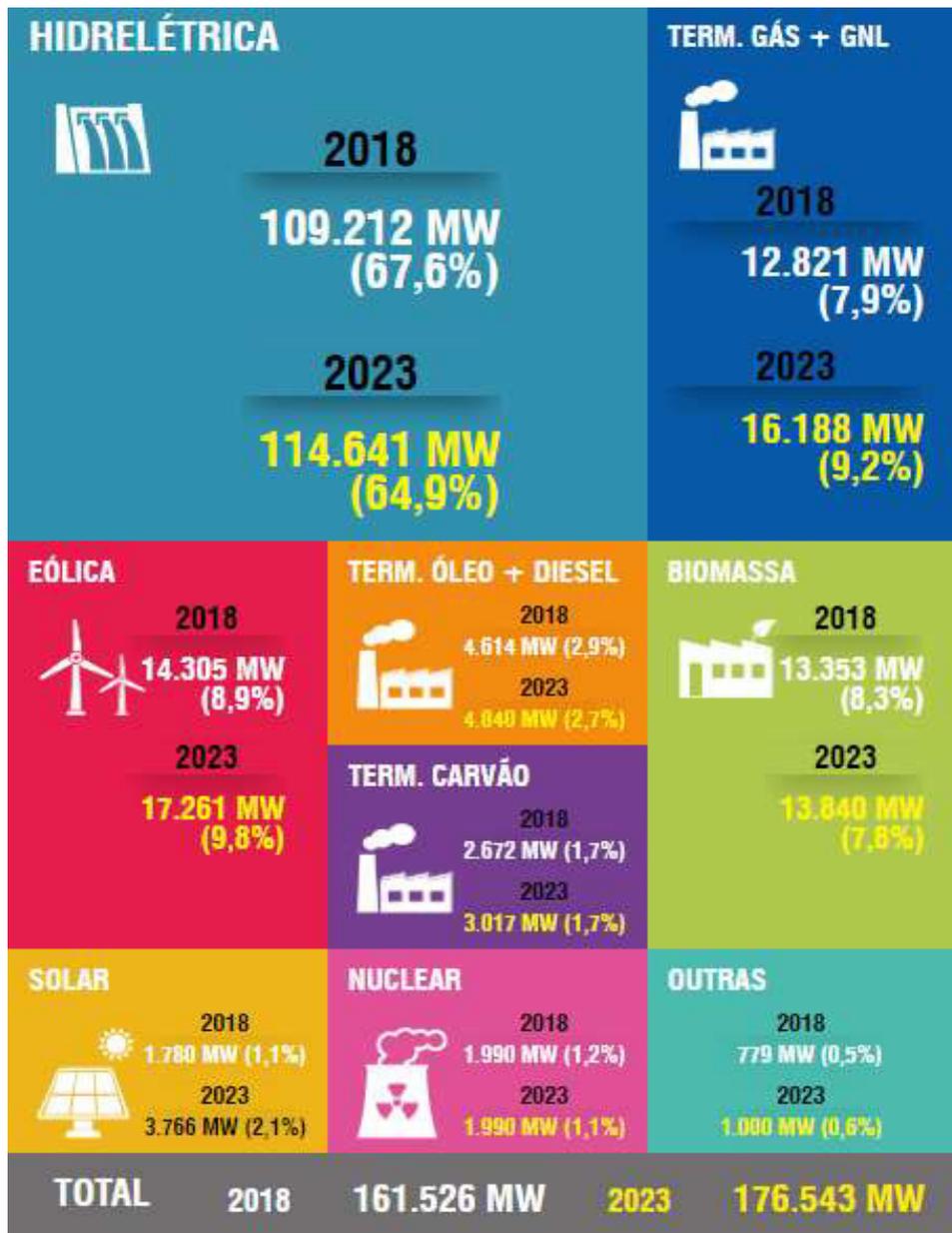


Figura 2.4: Programa Mensal de Operação (PMO)/ Outubro 2019. Fonte: site ONS

O processo de reestruturação da indústria de energia elétrica brasileira foi iniciado efetivamente quando da promulgação da Constituição Federal de 1988, a nova carta magna trata dos princípios gerais da atividade econômica, estabeleceu a opção da sociedade brasileira de incentivar a atividade privada e restringir a exploração da atividade econômica pelo Estado, enquanto necessária aos imperativos da segurança nacional ou a relevante interesse coletivo [31]. O Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB) ocorreu entre 1996 e 1998, as principais conclusões do projeto foram à necessidade de desverticalização das empresas de energia elétrica;

incentivar a competição na geração e comercialização, e manter sob-regulação os setores de distribuição e transmissão de energia elétrica, considerados como monopólios naturais, sob-regulação do Estado. Devido à predominância da geração hidrelétrica, a RESEB adotou uma forma centralizada de despacho. O mercado de eletricidade foi dividido em dois segmentos: um segmento livre, que incorporou os segmentos de geração e comercialização, e um segmento cativo, que compreendeu os segmentos de transmissão e distribuição. Em termos institucionais [32], o atual modelo definiu a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) em 2004, como organização sucessora do Mercado Atacadista de Energia (MAE). Foram criados ainda o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), com o objetivo de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica no país; e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), responsável pelo planejamento do setor elétrico a longo prazo. O exercício do poder concedente foi outorgado ao Ministério de Minas e Energia (MME). A estrutura setorial completa-se com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que atua como órgão regulador do setor, e com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), responsável pela operação das instalações de geração e transmissão nos sistemas interligados brasileiros (ver Figura 2.5).

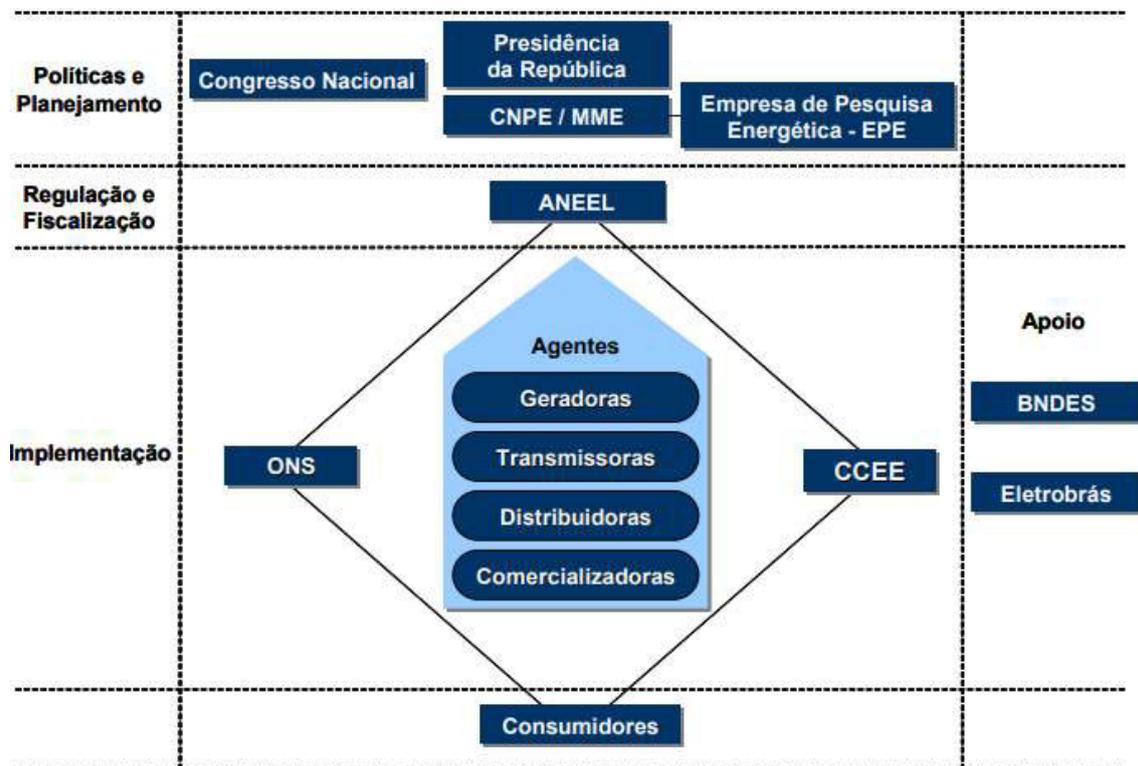


Figura 2.5: Estrutura institucional do Setor Elétrico Brasileiro. Fonte [33]

A comercialização de energia elétrica passou a contar com dois ambientes de negociação a partir de 2004: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), com agentes de geração e de distribuição de energia; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), com geradores, distribuidores, comercializadores, importadores e exportadores, além dos consumidores livres e especiais. No ACR os distribuidores compram eletricidade dos geradores através de leilões públicos regulamentados. O ACR visa proteger os consumidores da volatilidade dos preços e do risco de escassez, enquanto tenta alcançar baixos preços da eletricidade. Os leilões de ACR são unilaterais, ou seja, apenas geradores (vendedores) podem fazer lances (vencedores são vendedores que oferecem o menor valor de eletricidade para atender à demanda) e existe apenas um comprador: uma empresa governamental. Os leilões brasileiros de projetos de geradores elétricos têm os seguintes objetivos: criar mercado para contratos de longo prazo para orientar a expansão da capacidade instalada; garantir que a aquisição de energia seja fornecida aos consumidores de maneira competitiva e transparente; alcançar tarifas baixas; e evitar conluio e comportamento de poder de mercado. As leilões são nas quais apenas usinas existentes podem participar e leilões nos quais novos projetos de usinas podem participar. Essa separação foi feita para evitar a concorrência entre empresas já em operação que possuem baixos custos totais e pertencem principalmente à empresa Eletrobras e suas subsidiárias e projetos ainda a serem construídos (investimento intensivo em capital). Os leilões de compras de energia existentes são realizados anualmente e podem ser oferecidos de 3 a 15 anos, a serem entregues no ano seguinte. Existem também dois tipos de leilões para novos projetos de usinas. Um é para contratos com entrega de cinco ("A menos 5") anos à frente e o outro é para contratos com entrega de três ("A menos 3") anos à frente. Os contratos licitados nesses leilões são de 15 (térmicos) a 30 (hídricos) anos, com o início do fornecimento representado pelo ano "A" [34].

2.3.6 Mercado elétrico venezuelano

A Venezuela construiu um sistema de energia elétrico interligado exclusivo durante a segunda metade do século passado. Localizados na região sul do país, o parque de geração do sistema elétrico nacional atinge cerca de 24.000 megawatts (MW) de capacidade instalada e é composto pelos empreendimentos hidrelétricos do rio Caroní, é (desde 1950) a peça central do sistema nacional de abastecimento, a saber: Central Hidrelétrica Simón Bolívar (Guri) com 10.000 MW (Figura 2.6), Central

Hidrelétrica Antonio José de Sucre (Macagua) com 2.500 MW, Central Hidrelétrica Caruachi (2.160 MW) e Central Hidrelétrica Manuel Piar (Tocoma) 2.300 MW.



Figura 2.6: Central hidrelétrica Guri na Venezuela – Fonte: site Corpoelec

Em total é composto por 171 unidades de geração, das quais, 120 são unidades térmicas e 51 unidades hidráulicas para o ano 2003 [35]. Estes oferecem mais de 62% do potencial elétrico de todo o país, outros 35% da geração de eletricidade provêm de usinas termelétricas e quase 3% corresponde ao sistema de geração distribuída. O país é dividido em várias áreas: oeste, centro, leste, Los Andes, Los Llanos e Guayana (Figura 2.7). A fonte de geração mais representativa na Venezuela é hidrelétrica, a bacia do rio Caroní, está localizada a sudeste do território venezuelano, para transportar a eletricidade produzida para o resto do país, é utilizada a rede de transmissão que é composta por 11.747 quilômetros de linhas de transmissão aproximadamente.

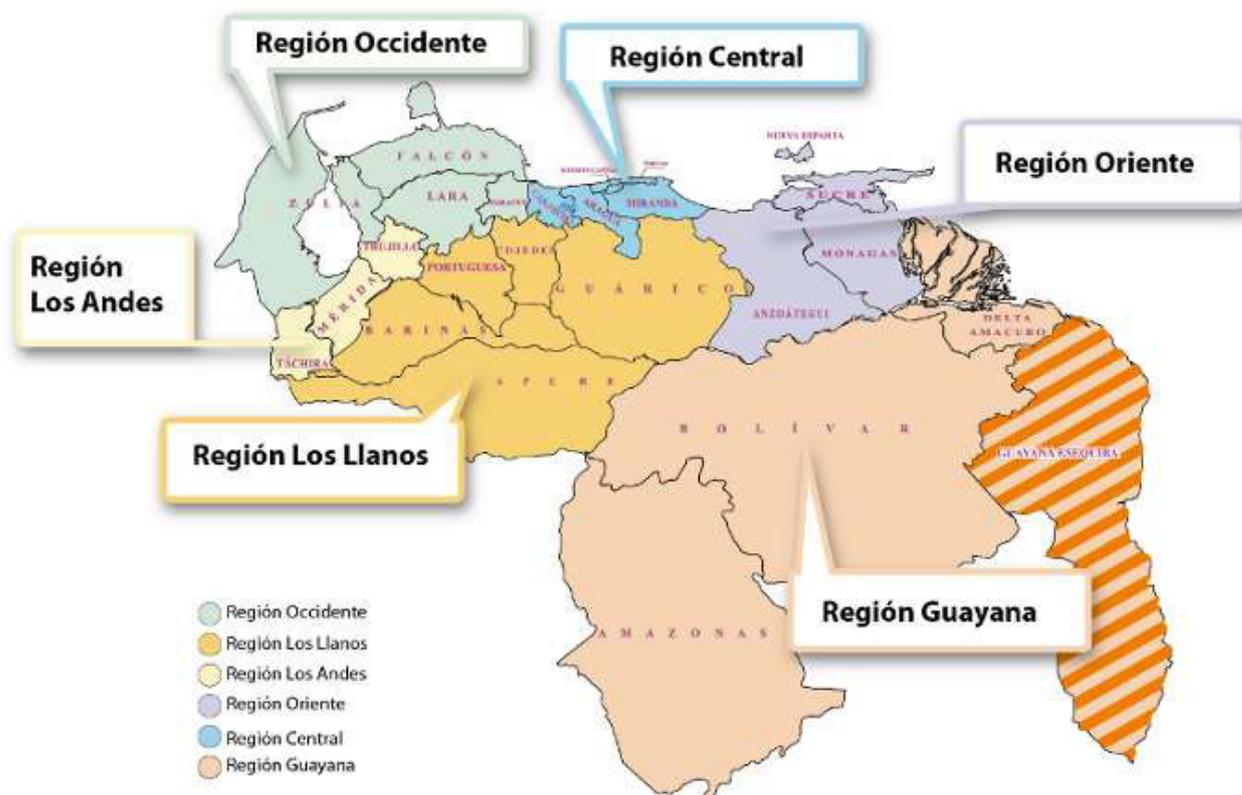


Figura 2.7: Estrutura do sistema elétrico venezuelano. Fonte: site Corpoelec

O setor de eletricidade na Venezuela até o ano 2007, estava composto por 13 empresas de eletricidade, com diferentes graus de integração vertical e diferentes contribuições para o suprimento da demanda nacional. Inicialmente, cinco dessas empresas eram de propriedade do Estado e as oito restantes eram de propriedade privada. As 5 empresas públicas eram: CVG *Electrificación del Caroní Compañía Anónima* (EDELCA), *Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico* (CADAFE), *Compañía Anónima La Electricidad de Caracas* (EdC), *Compañía Anónima Energía Eléctrica de Venezuela* (Enelven) e *Compañía Anónima Energía Eléctrica de Barquisimeto* (ENELBAR). A Oficina de Operações de Sistemas Interligados (OPSIS), foi criada em 1988, com o objetivo de coordenar o planejamento e a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). A OPSIS não possui uma figura jurídica própria e sua função é meramente de coordenação; portanto, não pode ditar; a OPSIS deve executar o que é chamado de escritório de geração econômica, definido como o uso da quantidade de geração calculada por unidade geradora para atingir o objetivo de alcançar a operação mais econômica em todo o país.

De acordo com a legislação venezuelana em vigor, a atividade de comercialização está sujeita, com base na Lei Orgânica do Setor Elétrico (LOSE), a um regime de livre concorrência, e deve ser exercida exclusivamente, requer autorização da Comissão Nacional de Energia Elétrica (CNEE) órgão vinculado ao Ministério da Energia e Minas para exercer a regulação, supervisão, controle e controle das atividades que constituem o serviço elétrico. Estava previsto que o CNEE tivesse que ser criado antes de 31 de dezembro de 2002, no entanto, até o momento, isso não aconteceu. A formação dos preços associados às atividades sujeitas a concorrência (geração e comercialização) deve ocorrer através da oferta e demanda de energia. No caso de atividades sujeitas a regulamentação (transmissão e distribuição), está prevista a formação de suas tarifas com base nos princípios de custo mínimo do serviço e tarifas compatíveis com a qualidade e segurança do fornecimento. A definição das metodologias para a formação de preços em cada uma das atividades reguladas, bem como os princípios, metodologias e modelos que governarão a formação de preços no mercado atacadista de energia elétrica, devem ser elaborados pelo CNEE e submetidos a audiências públicas. Até 2007, as concessionárias de energia elétrica coexistiam na Câmara da Indústria Elétrica (CAVEINEL), nesse ano, o governo nacionalizou todo o setor elétrico privado, ou seja, todo o setor elétrico venezuelano tornou-se público. A Corporação Elétrica Nacional (Corpoelec - *Corporación Eléctrica Nacional, S.A.*) é definida como a empresa estatal responsável pela realização das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Foi criado pelo decreto presidencial N° 5.330, em julho de 2007. De acordo com as diretrizes deste decreto presidencial, as empresas existentes na época foram unificadas para redistribuir os encargos e funções desses operadores [35].

2.4 Impacto da integração das energias renováveis nos mercados elétricos

2.4.1 Generalidades

Energia renovável é energia que é gerada a partir de recursos naturais são continuamente reabastecidos. Isso inclui luz solar, calor geotérmico, vento, marés, água e várias formas de biomassa. Essa energia não pode ser esgotada e é constantemente renovada. Energia limpa refere-se a formas de energia que não produzem emissões perigosas, não prejudicam a saúde humana e o ecossistema, e não destroem o meio ambiente durante a extração da Terra [36]. A energia limpa tornou-se sinônimo de energia renovável, mas a energia limpa também pode vir de combustíveis fósseis se o combustível puder ser extraído, processado e queimado de forma a não prejudicar o meio ambiente. Hoje, o fornecimento mundial de energia depende muito de combustíveis fósseis. Essas fontes de energia não durarão para sempre e provaram ser uma das principais causas de nossos problemas ambientais [37].

A preocupação com as mudanças climáticas e o uso de combustíveis fósseis tem aumentado, o que levou ao deslocamento de usinas convencionais por fontes de energia renováveis. A energia eólica tornou-se uma das fontes de energia renovável mais usadas. Comparada a outras fontes de energia convencionais, a energia eólica tem o menor custo marginal de produção e, além do preço de mercado, geralmente é elegível para suporte adicional. Portanto, a energia eólica tem acesso ao mercado de energia como uma prioridade [38]. Em 2018, vários países alcançaram níveis relativamente altos de penetração de energia eólica em suas redes de eletricidade, na Figura 2.8, mostra os países com maiores níveis de capacidade total de energia eólica foram na Dinamarca 40%, na Irlanda, Portugal e Alemanha ficou entre 20% e 30%, nos Estados Unidos, a energia eólica forneceu 6,5% da geração total de eletricidade, e segundo o Conselho Global de Energia Eólica (GWEC - *Global Wind Energy Council*), Brasil ocupou o oitavo lugar no acumulado no Ranking de Capacidade de Energia Eólica (ver Figura 2.9).

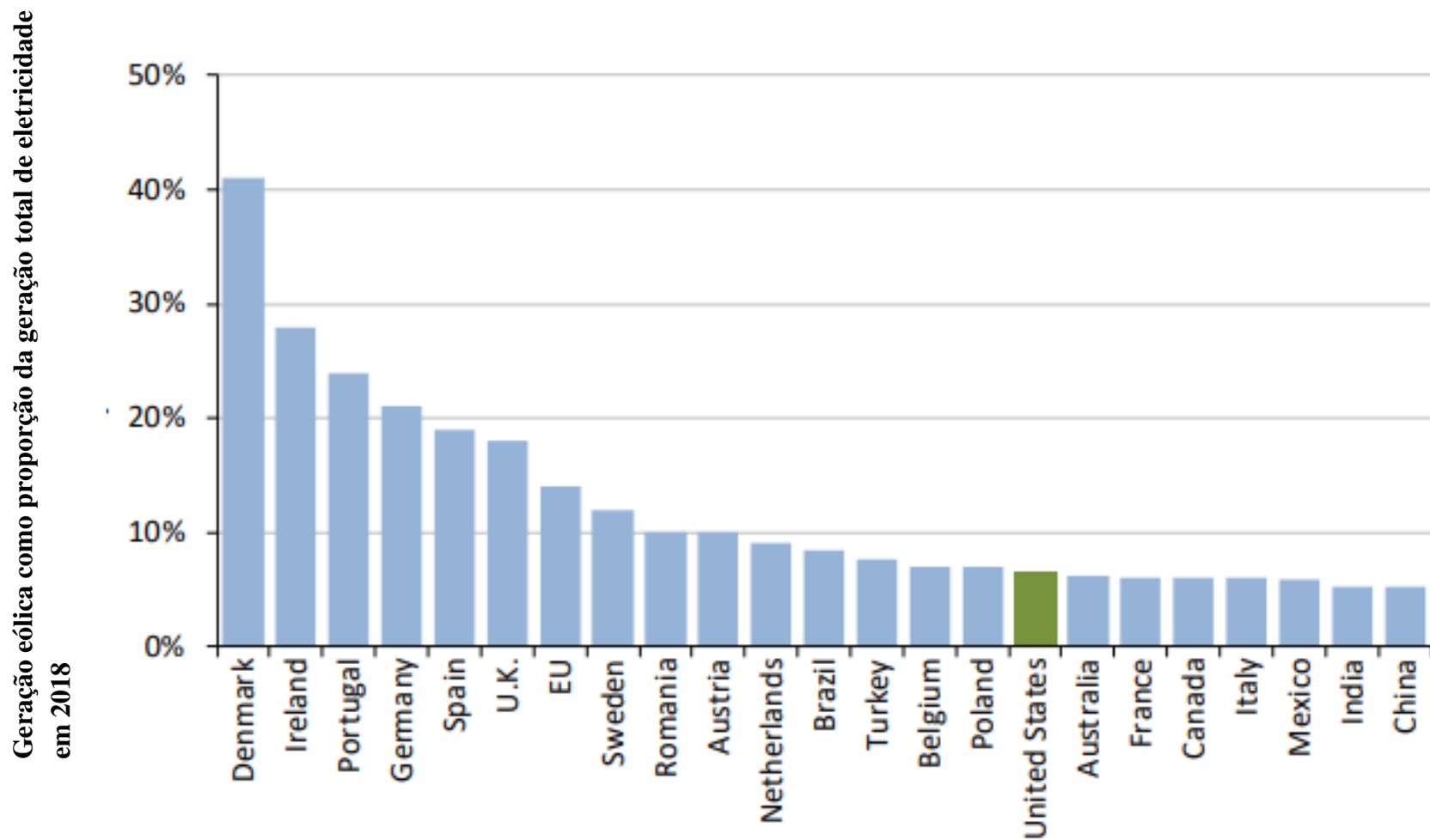


Figura 2.8: Penetração da energia eólica em um subconjunto de países com a maior capacidade instalada de energia eólica. Fonte: [39]

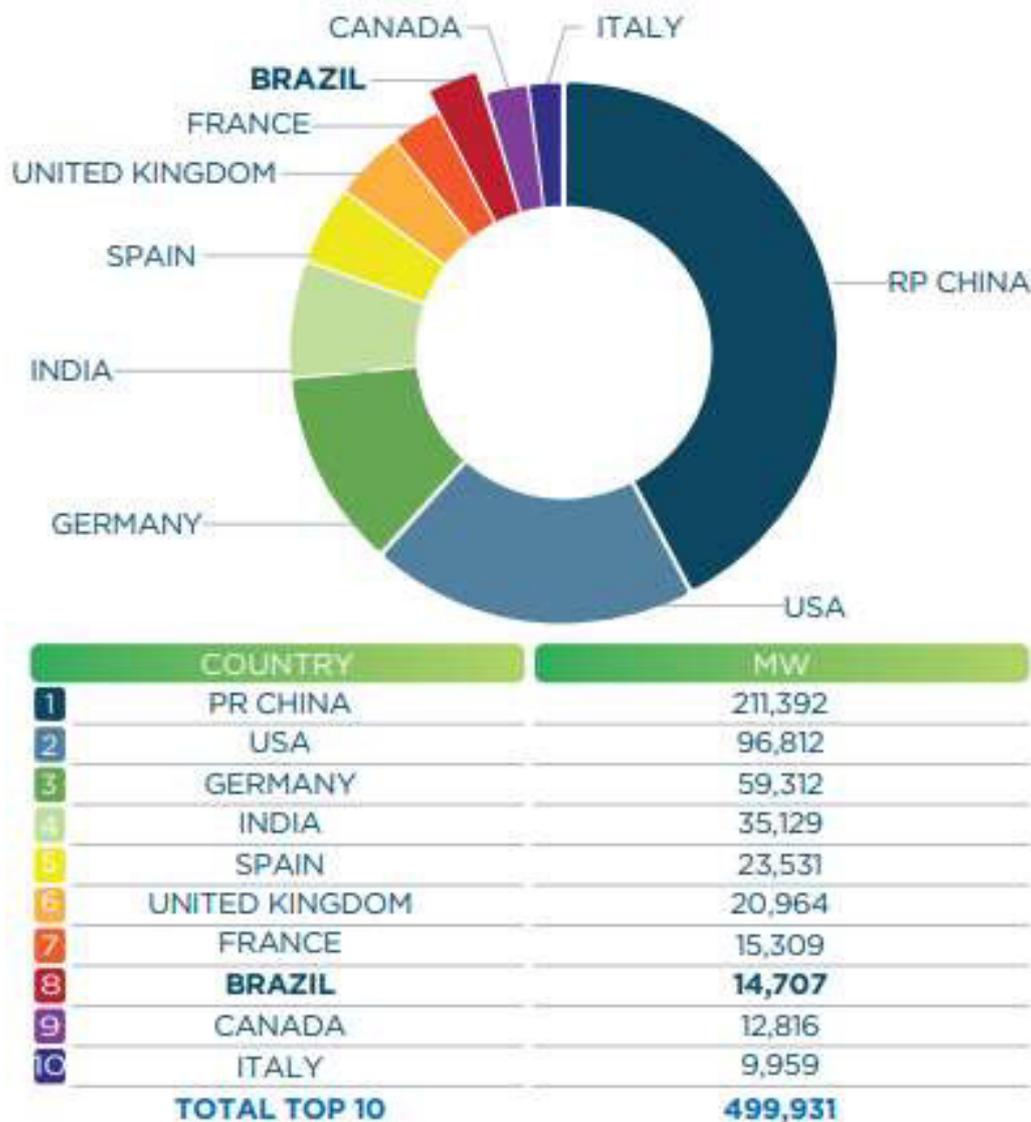


Figura 2.9: Ranking de Capacidade de Energia Eólica no mundo ano 2018. Fonte: [40]

2.4.2 Integração das fontes de energia renováveis nos Estados Unidos

Na América do Norte os recursos de energia eólica estão concentrados no Centro-Oeste, em Dakota do Norte, Dakota do Sul, Montana, Wyomin, os recursos eólicos offshore são distribuídos principalmente ao longo das costas leste e oeste. Em 2018, a penetração do vento, expressa como porcentagem da carga foi de 23,9% no *Southwest Power Pool* (SPP); 18,6% no ERCOT; 7,3% no MISO e CAISO; 2,8% na ISO New England (ISO-NE); 2,7% na interconexão PJM e 2,5% no NYISO [39]. Nos Estados Unidos a energia eólica é uma importante fonte de energia renovável que poderia ser competitiva sem subsídios direcionados, se fossem introduzidos preços apropriados de carbono. Os Estados Unidos conseguiram promover a entrada de novos

agentes geradores de energia elétrica e o estímulo à implantação de plantas mais eficientes e adequadas às questões ambientais, em muitos sistemas, a energia eólica foi implicitamente subsidiada por meio de tarifas de alimentação e políticas obrigatórias impostas aos operadores do sistema, tais políticas são frequentemente apoiadas nas falsas premissas de que a energia renovável é gratuita, é valiosa por si só e não deve ser derramada, exceto em situações de emergência ou supergeração [39], [40]. A iniciativa dos EUA é considerada pioneira no mundo ao implementar políticas regulatórias de estímulo a competição no mercado de geração de energia e a substituição da energia gerada pelos combustíveis fósseis por energia proveniente de fontes renováveis. Em 1978, levou à adoção da Lei de Políticas Regulatórias de Utilidade Pública (PURPA – *Public Utility Regulatory Policies Act*). O PURPA foi assinado nos EUA passando a exigir que as empresas norte-americanas adquirissem uma certa quantidade de eletricidade proveniente de fontes renováveis, incluindo a eólica. Dentre os propósitos do PURPA, se pode citar: redução do excesso de capacidade instalada das empresas elétricas, redução das tarifas de eletricidade, encorajamento para a conservação de energia e estímulo à entrada de geradores independentes de energia elétrica a partir de fontes renováveis. Com o PURPA, o princípio do “custo evitado” foi estabelecido. Os órgãos reguladores passaram a somente autorizar a construção de novas usinas de geração de energia que tivessem um custo de implantação inferior ao custo de aquisição de energia de novos agentes setoriais: as *qualifying facilities*. Esse modelo, demonstrou fragilidades causadas por três fatores: primeiramente, as diferentes formas como os estados da federação aplicaram o conceito de “custo evitado” permitiram a criação de plantas economicamente inviáveis, quer pela falta de mercado consumidor, quer pela sua estrutura de custos. Em segundo lugar, a política do PURPA de manter o regime tarifário atrelado ao custo do serviço fez com que a receita requerida pelas concessionárias fosse obtida a partir da aplicação de uma taxa de retorno sobre o total dos custos incorridos no oferecimento de serviços. Em termos práticos, durante o período de 1970 a 1985, as tarifas residenciais triplicaram com um aumento real de 25%. Em terceiro lugar se constatou a ausência de condições adequadas para que o mercado se fosse efetivamente competitivo devido à inexistência de garantia de acesso de terceiros às redes de transmissão, o que permitia que as concessionárias pudessem adotar uma política de negar ou estabelecer condições discriminatórias de acesso a novos geradores, o que inviabilizou contratos de venda de energia entre geradores independentes e grandes consumidores ou outras concessionárias. [22].

O PJM dos Estados Unidos, é considerada a maior bolsa de eletricidade do mundo. Dentro de uma política de estímulo à criação e manutenção de fontes renováveis de energia, a PJM cria um certificado para cada megawatt-hora (MWh) de produção de eletricidade de forma que vários requisitos normativos e de mercado sejam seguidos. Para os proprietários do gerador, o sistema fornece um meio para monetizar os geradores renováveis. Para fornecedores de energia, o sistema fornece um meio para cumprir os requisitos normativos de um portfólio renovável, bem como políticas de divulgação ambiental que requerem o fornecimento de informações sobre o uso de combustíveis e as emissões ambientais. Para as agências estatais que buscam formas eficazes para implementar políticas energéticas e regulamentos, a emissão destes certificados e a base de dados central da PJM fornecem as ferramentas para monitorar, verificar e documentar o nível de conformidade praticado pelas concessionárias [22].

2.4.3 Integração das fontes de energia renovável na Europa

A política energética da União Europeia estabelece compromissos de descarbonização para os estados membros para 2030 e além. As estimativas fornecidas pelo setor de energia renovável baseiam-se em um cenário de crescimento anual viável para as diferentes tecnologias. Alguns setores de energia renovável desenvolveram projeções muito mais ambiciosas, mostrando que o setor europeu de energia renovável poderia gerar muito mais de 20%. Dependendo do desenvolvimento da geração total de eletricidade, as energias renováveis poderão contribuir entre 33% e 40% da produção total de eletricidade. Supondo que a EU cumpra seu ambicioso roteiro de eficiência energética, 40% das energias renováveis na produção de eletricidade até 2020 são realistas [37]. O aumento da participação na geração de eletricidade renovável (principalmente eólica e solar), na eletrificação de veículos e edifícios e na adoção de recursos de energia distribuídos pelos consumidores de eletricidade cria novos desafios para o projeto e operação do mercado europeu de eletricidade integrado. Nesse contexto, em novembro de 2016, a EU apresentou o pacote de energia limpa, um conjunto de propostas legislativas para quase todos os setores relacionados à energia. O pacote de energia limpa prevê um mercado de energia no qual os consumidores possam se engajar em resposta à demanda, autoconsumo ou autogeração e participar de mercados. Os recursos energéticos distribuídos, como geração descentralizada, armazenamento e resposta à demanda, poderão participar diretamente do mercado

atacadista de eletricidade ou por meio de agregadores que atendam às capacidades técnicas necessárias, em condições de igualdade com os geradores convencionais [21].

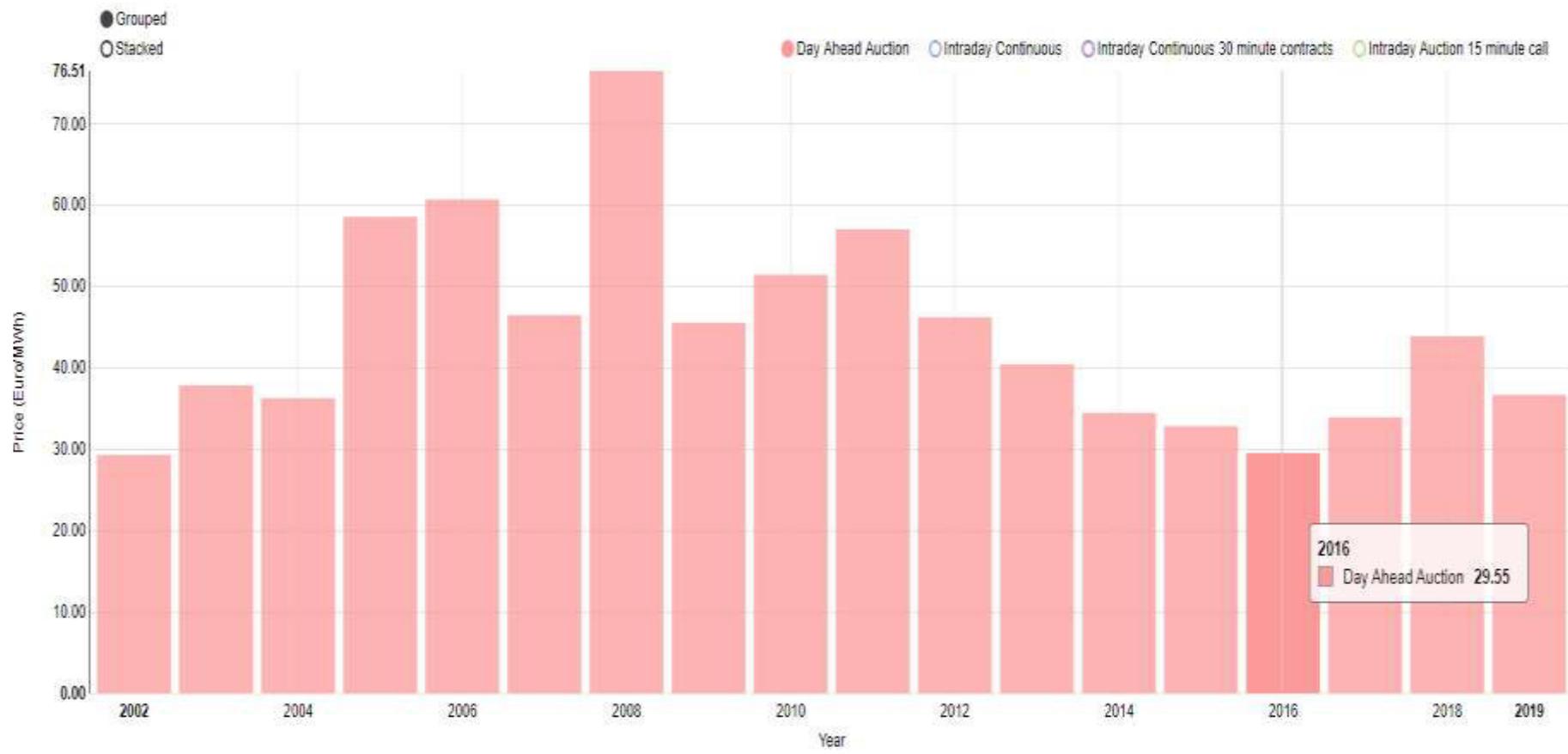
O aumento da participação de renováveis na matriz elétrica é um fenômeno que está ocorrendo em toda a Europa. Particularmente na Alemanha, a rápida penetração da geração eólica e da energia solar por meio de incentivos econômicos perversos resultou no colapso virtual do mercado atacadista de energia. Conforme mostrado na Figura 2.10, esse colapso nos preços de energia no atacado resultou em um fenômeno de falta de dinheiro que motivou a remuneração da capacidade das usinas de energia convencionais mas, a abundância de energia renovável também resultou em uma queda acentuada nos preços do carbono e levou ao aumento do uso de linhito, o que nega grande parte do benefício ambiental proporcionado pelas energias renováveis. O avanço da participação eficiente de fontes renováveis de energia provocou no respectivo mercado perturbações no seu funcionamento e na formação de preços. Se pode observar preços de energia muito baixos e até mesmo negativos. O fenômeno dos preços negativos ocorre em situações em que há oferta abundante de energia gerada a partir de fontes renováveis. Quando a demanda baixa, principalmente nos períodos noturnos, se for concomitantemente associada a um excesso de oferta, proveniente de fontes renováveis com alto grau de inflexibilidade, há pressão, por exemplo, para o desligamento momentâneo de termoelétricas. Mas os custos ligados à interrupção, com posterior reativação, podem ser tão elevados que se torna mais econômico pagar para continuar gerando, um gerador térmico só se dispõe a produzir energia, operando em mercados de livre concorrência, quando o preço praticado pelo menos cobre os custos variáveis decorrentes de sua operação. Para os geradores de fontes renováveis, sempre é vantajoso produzir, mesmo que com preços reduzidos [41].

Os subsídios a fontes renováveis são uma das maneiras de facilitar o desenvolvimento das fontes renováveis de energia. Existem vários sistemas de subsídios, dois deles são comuns em toda a União Europeia: certificados verdes (implementados na Polônia, Suécia e Romênia) e vários tipos de tarifas *feed-in* (implementadas, por exemplo, na Alemanha) [42].

O sistema de certificados verdes foram implementados na Polônia no final de 2005. Abrange todos os produtores de fontes renováveis de energia que atendem a

requisitos técnicos específicos e registraram instalações renováveis no Registro de Certificação Verde. De acordo com a regra de despacho prioritário, energia renovável é injetada na rede sem nenhuma limitação. Para essa energia, medida pelos operadores das redes de distribuição, os produtores de fontes renováveis são pagos de acordo com os preços do mercado de eletricidade. O negócio de energia verde era inicialmente tão bom que atraiu grandes investimentos nas instalações de energia renovável e a produção de energia verde estava crescendo rapidamente. No entanto, também resultou em um excesso de oferta de certificados verdes, a demanda foi significativamente menor que a oferta. Causou baixos preços de certificados e, conseqüentemente, uma queda nos lucros dos produtores de fontes de energias renováveis. Em resposta aos mercados instáveis de certificados verdes, alguns países, decidiram introduzir um novo esquema: as tarifas de alimentação. O novo esquema baseia-se em leilões de fontes renováveis de energia, nos quais os participantes podem obter contratos de longo prazo às vezes chegando a mais de 15 anos [43].

A tarifa *feed-in* é uma forma que alguns governos encontram para estimular a adoção de energias renováveis. A tarifa de alimentação envolve a obrigação por parte de uma concessionária de comprar eletricidade gerada por produtores de energia renovável em sua área de serviço a uma tarifa determinada pelas autoridades públicas e garantida por um período específico (geralmente 20 anos). Alguns estudos indicam que pela ação da política de apoio às energias renováveis, os preços ao produtor diminuem e os preços ao consumidor aumentam. Na prática implica em se obrigar as concessionárias regionais e nacionais a comprarem energia de fontes renováveis a valores que são estabelecidos pelo governo, acima do preço de mercado. O custo do sistema *feed-in*, definido pela diferença entre o nível da tarifa e o preço de mercado da eletricidade, é suportado pelos contribuintes ou pelos consumidores de eletricidade. Além disso, os preços na exportação de energia são regulados pelo mercado e se reduzem quando o exportador tem excesso de capacidade energética, isto tende a provocar um desequilíbrio nas contas das concessionárias que passam a ter uma média de custos de aquisição de energia maior, causada pelas tarifas *feed-in*, e uma receita total reduzida pelos preços de mercado praticados na mesma ocasião [42].



Real volume-weighted average prices, inflation-adjusted prices, based on the consumer price index of November 2019.
 Datasource: EPEX SPOT
 Last update: 28 Dec 2019 13:34

Figura 2.10: O colapso do mercado atacadista alemão. (fonte: <https://energy-charts.de/>)

O crescimento experimentado pelas energias renováveis em Portugal e na Espanha tem sido expressivo e as metas de redução de emissões de CO₂ até 2020 devem levar estes dois países a incentivar novos e significativos aumentos da participação de renováveis na geração de eletricidade. Há projeções ambiciosas para o crescimento da capacidade instalada em energia eólica e solar na Espanha. Já Portugal tem planos de incrementar tanto a geração eólica como a hídrica, acrescentando também expressiva capacidade de bombeamento, capaz de regularizar, ao menos em parte, o aproveitamento da energia eólica. A consequência natural da prevalência da geração com baixos custos marginais na Espanha foi uma tendência para menores preços, que o levou este país a exportar energia elétrica para Portugal com frequência. A maior volatilidade dos preços é consequência do crescimento da geração eólica. Na maior parte do tempo os parques eólicos funcionam com fatores de capacidade reduzidos, mas em condições climáticas favoráveis a geração sobe de forma significativa e isso costuma ocorrer justamente em períodos de abundância de água. Como resultante, se verifica uma redução da geração a partir de outras fontes, deprimindo momentaneamente os preços. A diminuição dos preços médios da energia no mercado com o aumento da oferta de energias de renováveis é uma tendência paralela à redução nos níveis de operação dos geradores térmicos [44].

2.4.4 Integração das fontes de energia renovável no Brasil

O potencial eólico brasileiro para aproveitamento energético tem sido objeto de estudos e inventários desde os anos 1970 e o seu histórico revela o lento mas progressivo descortinamento de um potencial energético natural de relevante magnitude existente no país. As maiores velocidades médias anuais, da ordem de 4m/s a 10m/s, já induziam marginalmente a viabilidade técnica de máquinas de pequeno porte para sistemas isolados e apontavam o litoral da região Nordeste e o arquipélago de Fernando de Noronha (localizado no Oceano Atlântico a nordeste do continente brasileiro), como os sítios mais promissores para a realização de projetos-piloto para geração de energia eólio-elétrica. Na década de 1980, diversos estudos regionais foram conduzidos para mapeamento eólico de estados brasileiros, destacando-se os trabalhos realizados em Minas Gerais e no Rio Grande do Sul. Na década de 1990 iniciaram-se medições específicas para inventários de potencial eólico em torres de maior altura ($\geq 20\text{m}$) instaladas em locais especificamente selecionados em diversas regiões do Brasil: litoral do Ceará e Estados da Bahia, Minas Gerais e Paraná. Em 1999, a Companhia

Paranaense de Energia (COPEL) publicou o “Mapa do Potencial Eólico do Estado do Paraná”, a partir das medições efetuadas por 5 anos em 25 locais especialmente selecionados, em torres de 18m a 64m de altura. Com a aceleração mundial do aproveitamento eólico em escala e a instalação das primeiras usinas eólicas no Brasil, No final dos anos 90, começaram as primeiras medições anemométricas específicas para estudos de viabilidade, usando torres de 30 a 50 m e equipamentos com precisão e procedimentos requeridos para a finalidade. Essas medições concentraram-se inicialmente nos Estados do Pará, Ceará, Paraná, de Santa Catarina e do Rio Grande do Sul [45].

A evolução da energia eólica no mercado elétrico brasileiro, aconteceu por meio da Lei N° 10.438 de 26 de abril de 2002, na qual foi criado o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de produtores independentes autônomos concebidos com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa no Sistema Interligado Nacional. Segundo a lei a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras) celebrará contratos para implantação de 3300 MW de capacidade, assegurando a compra de energia a ser produzida no prazo de 20 anos a partir da data de entrada em operação definida no contrato. A contratação deverá ser distribuída igualmente, em termos de capacidade instalada por cada uma das fontes participantes na aquisição de energia será feita pelo valor econômico correspondente à tecnologia específica de cada fonte [46].

O valor de pago pela energia elétrica adquirida, os custos administrativos, financeiros e encargos tributários incorridos pela Eletrobras na contratação serão rateados após previa exclusão da subclasse residencial baixa renda cujo consumo seja igual ou inferior aos 80 kWh/mês, entre todas as classes consumidoras finais atendidas pelo Sistema Interligado Nacional proporcionalmente ao consumo verificado. Atingida a meta de 3.300 MW o desenvolvimento do programa será realizado de forma que as fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e a biomassa atendam o 10 % do consumo anual de energia elétrica no país, objetivos serão alcançados em até 20 anos.

No final de 2009, ocorreu o primeiro leilão de comercialização de energia voltado exclusivamente para a fonte eólica. Este leilão, denominado Leilão de Energia

de Reserva (LER), foi um sucesso com a contratação de 1,8 GW e abriu portas para novos leilões que ocorreram nos anos seguintes. O 2º LER ocorreu em dezembro de 2009 e contratou usinas eólicas com início do suprimento em 2012 e cujo prazo dos contratos era de 20 anos. Na curva de desenvolvimento e instalação da fonte eólica ao longo dos anos, é possível visualizar a trajetória supracitada e como a fonte eólica começa seu efetivo crescimento a partir do leilão ocorrido em 2009, sendo que as instalações começaram a se intensificar a partir de 2011 [47]. Esse gráfico denominado “Evolução da Capacidade Instalada” é mostrado na Figura 2.11 e na Tabela 2.2 mostram-se as características do histórico dos leilões de energia eólica desde 2009 até 2018.

Tabela 2.2: Resumo do histórico dos leilões de energia eólica no Brasil. Elaboração própria a partir dos dados tomados do site do ANEEL

Ano	Leilões	Potencia contratada	Observações
2009	1º Leilão de Energia de Reserva (LER)	1,8 GW	
2010	3º LER 2º Leilão de Fontes Alternativas (LFA)	2,0 GW	contemplavam diversas fontes renováveis
2011	4º LER 12º e 13º Leilão de Energia Nova (LEN) (A-3 e A-5)	2,9 GW	
2012	15º LEN (A-5)	281,9 MW	representaram cerca de 50% do total negociado no certame
2013	5º LER, 17º LEN (A-3) e 18º LEN (A-5)	4,71 GW	Recorde celebrado pelo setor e certamente um ano que virou marco histórico.
2014	19º LEN (A-3), 3º LER e 20º LEN (A-5)	2,25 GW	
2015	3º LFA, 22º LEN (A-3) e 8º LER	1,2 GW	
2016	Não foram realizados leilões devido à baixa demanda por nova energia		
2017	25º LEN (A-4) e um 26º LEN (A-6)	1,45 GW	
2018	27º LEN, (A-4)	14,4 MW.	

CAPACIDADE INSTALADA E NÚMERO DE PARQUES POR ESTADO

UF	POTÊNCIA (MW)	PARQUES
RN	3.722,45	137
BA	2.907,64	111
CE	2.049,86	80
RS	1.831,87	80
PI	1.443,10	52
PE	781,29	34
SC	238,50	14
MA	220,80	8
PB	156,90	15
SE	34,50	1
RJ	28,05	1
PR	2,50	1
Total	13.417,45	534

EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA (MW)



Os dados futuros apresentados no gráfico acima referem-se a contratos viabilizados em leilões já realizados e no mercado livre. Novos leilões vão adicionar mais capacidade instalada para os próximos anos.

Figura 2.11: Evolução da capacidade eólica instalada no Brasil. Fonte: ANEEL/abeeólica

2.4.5 Projetos de parques eólicos na Venezuela

Na Venezuela, no ano de 1999 foi decidido que a geração hidrelétrica existente deveria ser complementada por outras fontes de energia. As metas estabelecidas por este comentário deveriam ser implementadas pelo Plano Operativo Projeto Piloto de Energias Renováveis (PODER) que em 2004 foi substituído pelo Programa de Energia Renovável (PER). O Ministério da Energia da Venezuela foi designado para cumprir os compromissos venezuelanos decorrentes do Protocolo de Kyoto. O PER visava promover projetos de fontes de energia renovável, que projetaram a instalação de cinco parques eólicos nos arquipélagos e ilhas de *Los Roques*, *Los Monjes*, *La Orchila*, *La Blanquilla* e *La Tortuga*. Esses lugares são ilhas pertencentes às agências federais da Venezuela e localizadas no norte do país, no mar do Caribe. Eles têm um alto potencial eólico e solar devido à sua localização e condições climáticas. Além desses projetos, três parques eólicos de escala utilitária estão atualmente em desenvolvimento na Venezuela continental, em *La Guajira*, a *Península de Paraguaná* e *Península de Macanao*. O parque eólico de *La Guajira* é um dos projetos em potencial nessa área. Uma área de 285 km² será usada para instalar 216 turbinas eólicas, gerando 454 MW. A fase 1 do parque eólico de *La Guajira* é composta por 75,6 MW. Ainda esta encontra-se na fase de construção [48].

2.5 Influência da incerteza da energia eólica na operatividade de sistemas elétricos.

A energia eólica é um recurso abundante, limpo, e intermitente para gerar eletricidade. No entanto, com a alta penetração da energia eólica, surgem outros conflitos, como preços e impactos na operação da rede devido à sua intermitência e imprevisibilidade, podendo ser considerada uma fonte de energia não confiável. A previsão precisa da produção de energia eólica tornou-se uma tarefa importante para a operação do sistema com penetração em larga escala da energia eólica. [49]. Para uma grande penetração do vento, o vento se torna a fonte dominante de incerteza. Flutuações naturais e frequentes na energia eólica apresentam desafios para os geradores convencionais, criando requisitos para rampas rápidas grandes e repentinas e partidas frequentes. Erros inevitáveis entre previsões de energia eólica e produtos reais aumentam a necessidade de reservas. Para acomodar adequadamente grandes volumes de energia eólica, é necessária uma maior flexibilidade do sistema para acompanhar a demanda líquida variável e lidar com as incertezas. O termo flexibilidade descreve a

capacidade de um sistema de energia lidar com a variabilidade e a incerteza na geração e na demanda, mantendo um nível satisfatório de segurança a um custo razoável, em diferentes horizontes temporais. Para melhorar a flexibilidade do sistema, é preciso o uso de uma combinação de reserva girante e permanente para atender aos crescentes requisitos de reserva. Esses requisitos geralmente são atendidos por geração, armazenamento e demanda flexíveis (quando disponíveis) [50].

A definição da flexibilidade é interpretada do ponto de vista técnico e econômico. Tecnicamente, é necessária flexibilidade para lidar com incertezas e flutuações no lado da geração e da demanda. Economicamente, fornecer flexibilidade resulta em custo adicional e esse custo deve ser limitado dentro de um intervalo razoável. Do ponto de vista técnico, a flexibilidade de um sistema geralmente pode ser aprimorada por dois meios [51]:

1) Aumentar a reserva operacional para que o sistema possa lidar com mais incertezas. A reserva operacional é tradicionalmente projetada para fornecer reserva para cima e para baixo. O primeiro é necessário para lidar com um aumento imprevisto da demanda ou uma diminuição inesperada na geração. Este último é necessário para lidar com uma diminuição imprevista da demanda. A integração da geração de energia eólica requer reservas adicionais para cima e para baixo, porque é possível superestimar ou subestimar a geração eólica. Portanto, unidades mais flexíveis com maior espaço ajustado devem ser programadas para fornecer a reserva adicional.

2) Flutuações frequentes e acentuadas da geração de energia eólica aumentam a demanda por rampas rápidas e necessidades potencialmente mais frequentes de instalações de partida e desligamento. De um modo geral, quanto mais flexível é um sistema, mais benefícios econômicos e ambientais podem ser aproveitados devido à alta penetração da energia eólica. Um sistema não flexível provavelmente levará a um desperdício significativo de recursos eólicos, porque a energia eólica terá que ser reduzida devido às limitações de flexibilidade. Na maioria dos cenários realistas, mesmo um sistema flexível tem um limite para a adoção da geração eólica, além do qual a energia eólica será desperdiçada.

Capítulo 3 Poder de mercado

3.1 Definição

De acordo com [52], o poder de mercado é a capacidade de afetar o preço de mercado, mesmo que seja um pouco e até por alguns minutos. Este autor afirma que são necessárias mais duas qualificações para concluir a definição formal: o efeito deve ser rentável e o preço deve ser eliminado do nível competitivo. O poder de mercado não é considerado comportamento antissocial, sendo simplesmente uma forma racional de comportamento de mercado que geralmente leva a resultados ineficientes. Para analisar cientificamente esse comportamento, é necessária uma definição não subjetiva.

3.1.1 Definição (econômica):

A capacidade de alterar os preços rentáveis para longe dos níveis competitivos.

3.1.2 Definição (regulatória):

O poder de mercado para um vendedor é a capacidade lucrativa de manter os preços acima dos níveis competitivos por um período significativo de tempo.

Ambas as definições exigem que o exercício do poder de mercado seja lucrativo. A definição de poder de mercado, em que a maioria dos autores concorda, é a capacidade de um participante do mercado de manter os preços lucrativamente acima de um nível de concorrência durante um período significativo de tempo [1], [53], [54], [55], [56], [57].

Uma empresa tem poder de mercado se puder influenciar o ponto de equilíbrio do mercado. Onde existe um formador de preço, existe um certo poder de mercado. O poder de mercado pode variar de um mercado global para um mercado local; a manifestação do abuso do poder de mercado está geralmente associada a um preço superior ao custo. No entanto, também pode ser uma qualidade inferior de produtos ou serviços em comparação com o que seria encontrado em um ambiente mais competitivo. Portanto, nem sempre é confiável medir o poder de mercado calculando o aumento percentual do preço sobre o custo. Tentar atrasar a entrada de concorrentes também é uma manifestação de poder de mercado [58].

Estudar o poder e estratégias de mercado é importante para formuladores de políticas e acadêmicos. Ele fornece evidências que os formuladores de políticas podem usar para melhorar as leis antitrustes e de fusão. Os economistas tentam ajudar os juízes a descobrir como medir o poder do mercado e como avaliar em casos particulares se os resultados são ruins para a concorrência. Todos os mercados reais têm algum poder de mercado em alguns momentos [18].

3.2 Exercício do poder de mercado

Os reguladores distinguem cuidadosamente entre ter e exercer poder de mercado para não prejudicar os participantes do mercado. Exercer o poder de mercado em um grupo pode ser através de uma alta oferta ou através de estratégias "ocultas", como a capacidade de retenção, em um esforço para tornar as unidades mais caras operadas e aumentar o preço de compensação do mercado. O aumento dos preços acima dos níveis competitivos é uma manifestação intuitiva do poder de mercado, e os altos picos de preços durante alguns períodos são geralmente também o resultado do abuso de poder no mercado. As formas de exercer poder de mercado podem ser [1], [4]:

3.2.1 Retenção da capacidade de geração: física e econômica

A retenção de quantidade refere-se à redução da produção e a retenção financeira é atribuída ao aumento do preço de produção. Exercer o poder de mercado através da retenção financeira ou física é uma estratégia de curto prazo, mas pode ser repetida em longo prazo. Se for repetido, haverá consequências de investimento que ainda não foram consideradas. Quando um fornecedor aumenta o preço de mercado, todos os provedores se beneficiam, quando isso é repetido durante um longo período de tempo, torna o mercado mais atraente para todos os potenciais participantes e, portanto, aumenta o investimento em novas instalações de geração ou a expansão de instalações mais antigas [1]. Para entender o fenômeno da retenção considere um caso extremamente simples em que um fornecedor com apenas plantas de carga básica fecha uma planta, mantendo assim a produção das plantas, como mostrado na Figura 3.1.

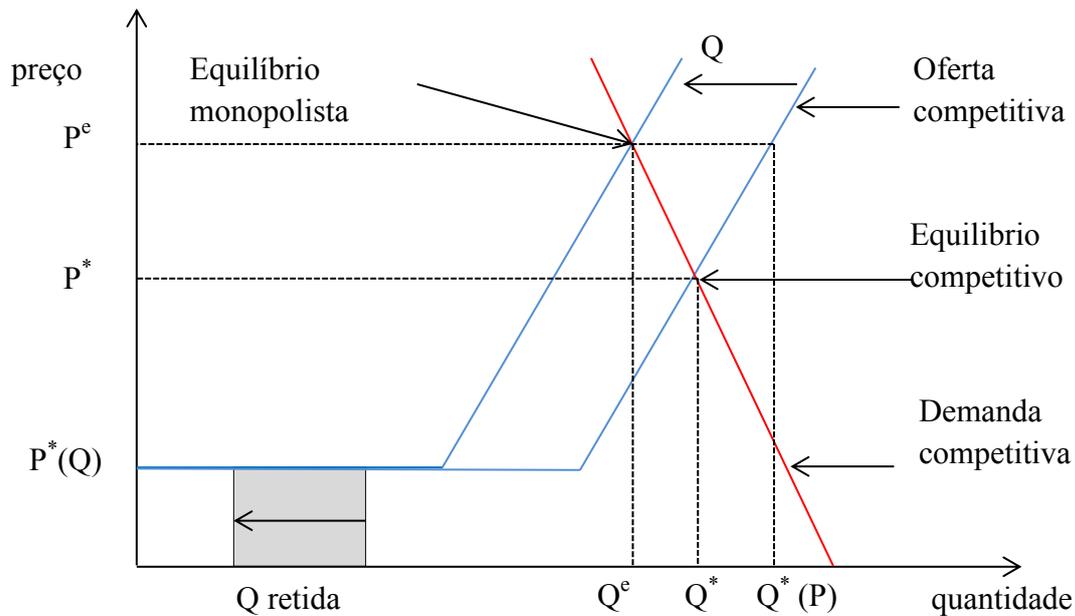


Figura 3.1: A estratégia básica de retenção na fonte e o resultado quantidade-preço.
Fonte: [4]

O resultado é deslocar a curva de oferta competitiva para a esquerda pelo valor retido e aumentar o preço de P^* para P^e , o preço real nesse mercado (uma vez alterado, não é mais a curva de oferta competitiva). Dependendo da quantidade de geração retida e da quantidade de geração remanescente no mercado, essa estratégia pode ou não ser lucrativa, suponha que sejam três preços e três quantidades sejam de interesse, dois de cada um definido pelo equilíbrio competitivo (P^* , Q^*) e pelo real equilíbrio monopolista (P^e , Q^e). O outro preço e quantidade são definidos pela curva de oferta competitiva e pelo par preço-quantidade real, conforme a seguir. A curva de oferta competitiva pode ser representada como uma função de oferta $Q^*(P)$ ou como uma função de oferta reversa $P^*(Q)$. Quando a função de oferta é aplicada ao preço de equilíbrio monopolista, é encontrada uma nova quantidade que é simplesmente denotada por $Q^*(P^e)$. Quando a função de oferta inversa é aplicada à quantidade de equilíbrio monopolista, é encontrado um novo preço, denominado $P^*(Q^e)$. Ambos os valores podem ser lidos a partir da curva de oferta competitiva, mas em direções diferentes [4]. Esses preços e quantidades determinam duas diferenças de preço e duas diferenças de quantidade que são essenciais para a compreensão do poder de mercado. A primeira é a quantidade retida, ΔQ , que é igual a $Q^*(P^e) - Q^e$. Isso é equivalente à capacidade do gerador que foi desligado e "retido" do mercado. É particularmente importante notar que a capacidade retida não é igual a $Q^* - Q^e$. Embora isso fique claro no presente exemplo, os casos de retenção

financeira não são tão óbvios e há uma tendência quase irresistível na análise do mercado de energia de definir erroneamente o valor retido. A consequência é que ΔQ é ignorado e $Q^* - Q^e$, que é a distorção da quantidade. Observe que a distorção da quantidade é consideravelmente menor que a capacidade do gerador que está sendo retido.

3.2.2 Estratégias de transmissão relacionadas ao poder de mercado.

O poder de mercado também pode aparecer como consequência de uma série de fatores como: topologia, congestionamento, baixa elasticidade de demanda, acordos contratuais típicos e o processo de estabelecer preços. As restrições de transmissão, que dificultam a interação entre o comportamento das empresas de geração e os resultados de mercado, apresentam dificuldades particulares para a análise do poder de mercado. Um fornecedor em uma região com capacidade limitada de importar energia mais barata de outros lugares poderá exercer poder do mercado. Além disso, restrições de transmissão tornam possível a criação de poder de mercado de maneiras não convencionais [1].

3.2.3 Poder de mercado na taxa de rampa.

A rampa é a capacidade de uma instalação de geração de iniciar e parar o comando, enquanto a "taxa de rampa" é um nível no qual uma usina de energia pode aumentar ou diminuir a produção. São especificadas dentro da faixa elástica da força do eixo para proteger o rotor contra fadiga. Esses limites podem ser excedidos com o risco de reduzir a vida útil do rotor. Tais efeitos na vida útil do rotor podem ser compensados incorporando custos de rampa. Esse tipo de flexibilidade na geração de unidades para aumentar ou diminuir rapidamente é fundamental no gerenciamento da variabilidade das cargas elétricas e da estabilidade da rede. Esta maneira de exercer poder de mercado pode aumentar progressivamente com uma maior penetração da energia eólica, é provável que haja uma necessidade crescente de unidades de geração de rampa rápida. Esses geradores garantem que nenhuma carga seja perdida se o fornecimento cair devido a incertezas na geração de energia eólica. No entanto, na prática, observa-se que, na presença de restrições de rede, as unidades geradoras de rampa rápida são propensas a atuar estrategicamente e exercer poder de mercado, mantendo suas taxas de rampa [59].

A operação das unidades geradoras está sujeita a uma série de restrições técnicas, como tempos mínimos de ligação e parada, limites de aceleração e desaceleração e limites de geração, entre outros, para que um gerador mude de seu estado inicial para seu estado operacional, ele deve levar em consideração os custos de inicialização, as restrições mínimas de tempo de atividade e tempo de inatividade e as restrições da taxa de aceleração. Com uma penetração crescente da energia eólica, é provável que haja uma necessidade crescente de unidades geradoras de aceleração rápida. Esses geradores garantem que nenhuma carga seja perdida se o fornecimento cair devido às incertezas na geração de energia eólica. No entanto, observa-se na prática que, na presença de restrições de rede, as unidades geradoras de aceleração rápida tendem a agir estrategicamente e a exercer poder de mercado retendo suas taxas de rampa. Há alguma evidência de comportamento estratégico em relação às taxas de rampa que ocorrem na prática. No Mercado Nacional de Eletricidade da Austrália (NEM), quando as restrições de transmissão surgem em uma determinada região, observamos uma situação em que os geradores recebem o preço regional por sua produção, em vez do preço marginal local correto. Os sistemas de energia integrados ao vento são caracterizados pela variabilidade das saídas de energia eólica, quando a produção real da unidade de geração eólica é maior ou próxima ao valor previsto, ocorre um aumento linear nos custos de expedição com a maior probabilidade de congestionamento. No entanto, quando a gravidade da contingência é alta, a produção eólica real é inferior ao valor previsto em 25% ou mais, observa-se rápidos aumentos nos custos de despacho causados pelo comportamento de geradores estratégicos. Os geradores tendem a exercer poder de mercado fazendo lances estratégicos em seus níveis de capacidade e taxa de rampa. Esse comportamento estratégico afeta consideravelmente os custos e preços de despacho no sistema, especialmente quando a resposta da demanda é limitada [60].

3.3 Modelagem do poder de mercado

Várias formas de modelagem foram estudadas para detectar o poder de mercado. As ferramentas de detecção de poder de mercado podem ser divididas em: abordagens estruturais e abordagens de simulação de mercado [1].

3.3.1 Abordagens estruturais:

Tradicionalmente, os estudos do poder de mercado, referem que o desempenho de uma indústria (o sucesso de uma indústria em produzir benefícios para os consumidores ou lucros para as empresas) depende da conduta (comportamento) de vendedores e compradores, que depende da estrutura do mercado. A estrutura é frequentemente resumida pelo número de empresas ou alguma outra medida da distribuição de empresas, como as quotas de mercado relativas das maiores empresas [61]. Os índices estruturais são usados para analisar o potencial do exercício do poder de mercado, eles são:

a) **Índice de participação de mercado:** é definido como o percentual da participação de mercado das maiores n empresas do mercado. A motivação por trás desses índices é determinar a taxa de concentração, porque os participantes têm maior capacidade de exercer o poder de mercado em um mercado concentrado. Uma vez definido o índice de participação de mercado e calculada a participação de mercado, deve ser determinado um ponto de referência para a participação de mercado resultante. No entanto, não está definido qual é a taxa na qual os formadores de mercado devem se preocupar com o exercício do poder de mercado, nos EUA, a FERC estabeleceu essa taxa como 20% para o maior índice de participação de mercado. Se a porcentagem da maior quota de mercado exceder 20%, o poder de mercado poderá ser potencialmente exercido [62].

b) **Índice Herfindahl – Hirschman (HHI):** é igual à soma das quotas de mercado ao quadrado (expressas em porcentagem) de cada empresa do setor, como definido em (3.1).

$$HHI = S_1^2 + S_2^2 + \dots + S_i^2 + S_n^2 \quad (3.1)$$

Onde S_i é a porcentagem de participação de mercado da empresa i , e n é o número total de empresas. Por exemplo, se um setor possui três empresas com quotas de mercado de 50%, 30% e 20%, o HHI é igual a:

$$HHI = (50)^2 + (30)^2 + (20)^2 = 3800$$

Originalmente projetado simplesmente como uma medida de concentração, agora foi adotado como um indicador do poder de mercado exercido por uma ação

unilateral, um termo regulatório que indica que não há conluio, tácito ou explícito. Os índices *HHI* identificam apenas situações em que algumas empresas podem possuir poder de mercado suficiente para reduzir a concorrência praticável. Eles não podem indicar se as empresas realmente exercem esse poder de mercado ou as possíveis implicações para preços e lucros [19].

O *HHI* se aproxima de 0 quando existe um grande número de provedores muito pequenos e é igual a 10.000 quando existe apenas um. Ao avaliar a importância de um *HHI* específico, os resultados podem ser caracterizados em três regiões [56]:

- Não concentrado (*HHI* abaixo de 1000),
- Moderadamente concentrado (*HHI* entre 1000 e 1800), e
- Altamente concentrado (*HHI* acima de 1800).

O índice *HHI* não leva em consideração alguns aspectos importantes da concorrência, como o nível de demanda e o estado atual do mercado, os índices estruturais são usados para analisar e detectar o potencial do poder de mercado para diferentes tipos de mercados de eletricidade, no entanto, as críticas à adequação do uso de medidas estáticas em um mercado dinâmico aumentaram. A crítica mais importante às medidas baseadas no índice de concentração para o mercado de eletricidade é que, mesmo que os fornecedores mais dominantes possuam uma participação de mercado relativamente pequena (menos de 10%), eles ainda podem usar poder de mercado. Isso pode ser considerado como resultado de ambas as medidas serem estáticas e apenas examinar o lado da oferta do mercado. Portanto, o mercado de eletricidade levou ao desenvolvimento de outros índices que levam em consideração não apenas o lado da oferta, mas também o lado da demanda [62].

c) **Índice de fornecedores pivotal:** o índice de fornecedores pivotal (*PSI – Pivotal Supplier Indicator*) é um índice que examina se a produção de uma empresa é necessária (essencial) para atender à demanda. Este índice é calculado como a diferença entre a oferta total do mercado e sua demanda. O resultado dessa avaliação é se o *PSI* é igual a 0 ou 1.

- Se o valor é 1, significa que a produção do fornecedor é necessária para atender à carga (e, portanto, a empresa ou o gerador é fundamental).

- Quando o valor é 0 significa que a empresa não é essencial. Um fornecedor essencial tem um controle completo sobre o preço de mercado e pode definir o preço muito mais alto que o preço competitivo. No entanto, ele não revela o grau de potencialidade da empresa que possui poder de mercado [19].

d) **Índice de oferta residual:** o índice de oferta residual (*RSI – Residual Supply Index*) emergiu como resultado de uma tentativa de incorporar as condições de demanda (além das condições de oferta) em uma medida do potencial poder de mercado. É uma medida de concentração estática que monitora o poder de mercado [62], [63]. O mercado de energia apresenta uma série de características especiais, como a não armazenabilidade de eletricidade, flutuações diárias e sazonais significativas, bem como uma demanda inelástica ao preço (de curto prazo). Por esse motivo, as medidas de concentração focadas apenas no lado da oferta de um mercado têm apenas um poder de explicação limitado. Especificamente, o índice de oferta residual mede em que medida os concorrentes de um determinado gerador podem atender à demanda atual com suas capacidades de geração instaladas. Para qualquer empresa em particular i , o *RSI* é definido em (3.2):

$$RSI_i = \frac{\text{capacidade total disponível} - \text{capacidade}_i}{\text{demanda de mercado}} \quad (3.2)$$

O *RSI* é uma medida da “centralidade” das empresas. O *RSI* é geralmente expresso como um número decimal.

- Se um gerador (G_i) exibir um valor *RSI* de 1, em um determinado período de tempo (uma hora, por exemplo), os outros concorrentes poderão atender 100% da demanda.
- Portanto, um valor de *RSI* maior que 1 indica que o fornecedor (G_i) não possui poder de mercado e tem pouca influência no preço de mercado. Isso, pelo contrário, significa que o fornecedor (G_i) é essencial se o *RSI* for menor que 1.

e) **Índice de retorno da capacidade de retenção na fonte:** o índice (*RWC* – *Return on Withholding Capacity*) constitui-se um indicador padronizado para o incentivo de um determinado fornecedor de energia a aplicar retenção na capacidade. Para o cálculo é utilizada a relação linear entre a carga de base que excede a carga residual (*BERL* – *baseload exceeding residual load*) e o preço do mercado à vista (spot). Num modelo de regressão indica que um aumento de *BERL* em 1 MWh aumenta o preço do mercado à vista. Um incentivo à retenção estratégica é concedido se o *RWC* for superior à margem de lucro proporcional da capacidade retida. No máximo, a margem de lucro proporcional é igual a 1 (um) se a capacidade retida tiver custos marginais de zero [63]. Assim, a seguinte regra pode ser aplicada:

- $RWC \geq 1$; O fornecedor *i* tem um forte incentivo para reter capacidade, uma vez que a margem de lucro perdida é sempre menor que o rendimento de abuso obtido se o fornecedor *i* tiver outras capacidades.
- $RWC < 1$; a interpretação desse indicador é limitada, pois pode fornecer apenas informações sobre a probabilidade relativa de retenção estratégica (por exemplo, por comparação intertemporal, intermercado ou interempresarial).

f) **Índice de Lerner:** é definido como a margem de lucro acima dos preços competitivos, dada pelo custo marginal da oferta marginal. O exercício do poder de mercado resulta em um preço de mercado, *P*, superior ao preço competitivo e ao custo marginal (*CM*) de produção. A medida mais comum dessa diferença é a margem de preço, também chamada de índice de Lerner, é definido por (3.3):

$$LI = \frac{P - CM_i}{P} \quad (3.3)$$

Onde:

LI é o índice de Lerner.

CM_i é o custo marginal de um fornecedor calculado em seu nível real de produção.

P é o preço real de mercado.

O índice de Lerner é igual a 0 em concorrência pura e é maior quanto mais poder de mercado é exercido. O obstáculo prático mais significativo à aplicação mais ampla do Índice Lerner é determinar os custos marginais de produção das empresas em um determinado momento. Na Figura 3.2 é mostrado o cálculo do índice de Lerner para um gerador único (monopolista), aplica-se (3.3) e obtém-se o seguinte resultado:

$$L_x = \frac{60 - 20}{60} = 0,66$$

enquanto o maior índice possível de Lerner é 1.

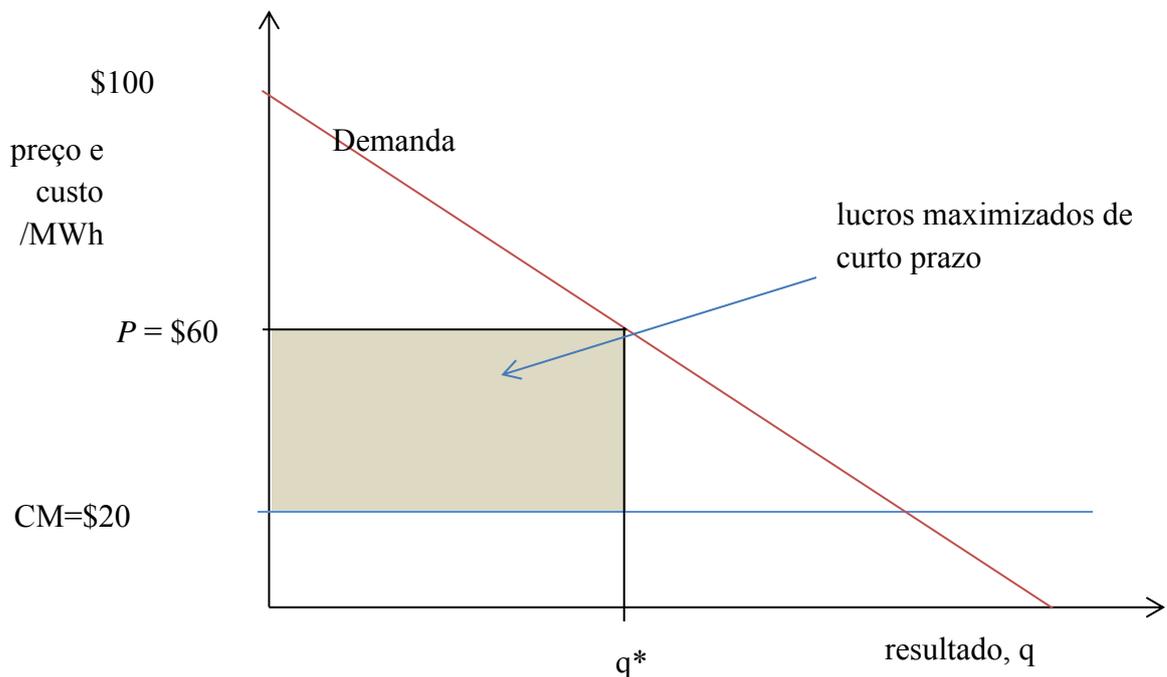


Figura 3.2: Índice de Lerner. Fonte: [4]

3.3.2 Abordagens de simulação de mercado

Geralmente os simuladores de mercado são usados para identificar o exercício do poder de mercado. Modelos de simulação que tomam o poder de mercado como um fator desconhecido e tentam medi-lo usando dois métodos diferentes. Calculam o custo marginal de produção com base nos dados disponíveis para todas as unidades de geração e comparam os preços estimados com os preços de mercado publicados, eles são [58]:

a) **Análise da demanda residual:** A curva de demanda residual é calculada subtraindo da curva de demanda total todas as curvas de oferta ofertadas no mercado por outros participantes. Em um mercado de eletricidade, uma empresa de geração pode possuir vários geradores em diferentes locais de preços, a demanda residual precisa ser generalizada da perspectiva de um único gerador para uma empresa de geração para ser mais útil em um mercado de eletricidade baseado em custos marginais locais. Normalmente, a função de demanda residual apresenta uma inclinação negativa, refletindo o fato de que, à medida que o preço aumenta, a demanda diminui enquanto a oferta aumenta. O modelo de função de fornecimento é amplamente utilizado para modelar a concorrência nos mercados de eletricidade com base em ofertas. Usam preços de mercado publicados e quantidades calculadas para estimar parâmetros de poder de mercado sem qualquer informação sobre dados de custo marginal, estes métodos são: estimar o comportamento da empresa e seu custo marginal e testar como os preços variam com as mudanças nos custos [64].

b) **Abordagem clássica da teoria dos jogos:** consiste em encontrar um equilíbrio de mercado. Num mercado de energia, um equilíbrio de mercado é definido como um conjunto de preços, saídas de geradores, fluxos de transmissão e consumo que simultaneamente satisfazem as condições de primeira ordem de cada participante de mercado para maximizar seu lucro enquanto é liberado do mercado. Dadas as restrições de transmissão (e os mercados de transmissão ou os métodos de gestão de congestionamento para lidar com), a configuração do jogo deve incluir algumas suposições sobre como os participantes agem com relação aos preços de transmissão, deve-se assumir que os produtores reconhecem os limites de transmissão e preveem corretamente o efeito de suas decisões sobre os preços de transmissão. Duas abordagens clássicas na modelagem do aspecto de jogo da licitação estratégica são: o *Modelo de Bertrand*, onde os agentes têm capacidades fixas de produção e competem por preços, eles são geralmente aplicados a curto prazo; e o *Modelo de Cournot*, onde os agentes decidem sobre quantidades e preço de mercado é definido através de uma função de demanda inversa. O *Modelo de Cournot* é mais adequado para estudos de longo prazo envolvendo quantidades de energia utilizada ou armazenada em reservatórios [65].

c) **Abordagem econômica baseada em agentes:** é estudada em [52], modela o comportamento de cada participante do mercado (agente) através de um conjunto de

regras para o processo de tomada de decisão e constrói dinâmicas de mercado para analisar seus produtos através de simulações. Uma importante aplicação da modelagem e simulação baseada em agentes (ABMS), nos mercados de energia elétrica, é analisar o exercício do poder de mercado entre as empresas de geração. Esta simulação, além de melhor abordar a realidade de longo prazo, também pode observar o comportamento transitório de agentes no curto prazo. Um sistema ABMS compreende agentes que interagem e se adaptam de acordo com suas estratégias e objetivos individuais. O processo de modelagem baseado em agente demonstra duas características básicas para cada agente em um mercado de eletricidade do mundo real:

- Cada agente é interativo.
- Cada agente é adaptável, em geral, para modelar os agentes, duas regras de agente podem ser aplicadas com base na teoria de decisão dos indivíduos.
- Escolha racional: os indivíduos decidem qual ação é melhor para eles.
- Racionalidade limitada: o raciocínio dos indivíduos é parcialmente racional.

d) Modelo de mercado virtual de eletricidade: baseada em sistemas multi-agentes; foi proposto para investigar o comportamento dos agentes de mercado do ponto de vista do regulador, para avaliação do poder de mercado nos mercados de eletricidade. Além disso, três índices de poder de mercado foram propostos para identificar as razões para o poder de mercado. Os índices podem ser usados para recursos de energia renovável e até mesmo para mercados de eletricidade onde são liquidados através do mecanismo de pagamento por oferta, eles podem esclarecer quanto poder de mercado está relacionado a restrições de rede, comportamento oligopolista de jogadores [66]. O método de calcular os impactos do poder de mercado em um mercado de eletricidade é simular a operação desse mercado de eletricidade e, portanto, medir diretamente os impactos de preço e receita das licitações estratégicas das empresas [56]. A seguir, é descrito um simulador de mercado baseado no mercado de eletricidade dos países nórdicos e que será usado neste trabalho para observar o efeito da integração de fontes de energia renováveis e seu impacto no mercado de eletricidade.

e) Simulador Energy Together: O simulador *Energy Together* (E2G) é uma estrutura que forma o pano de fundo para o mapeamento do sistema e setor de energia,

ele foi desenvolvido por Flemming Nissen, *Insero Science Academy*, *Insero Energy*, *Insero Software e Design Concern*. O empreendimento ocorreu no período de dezembro de 2013 a setembro de 2014 e foi financiado pela Fundação *Insero* [67]. O mapeamento do sistema energético é baseado na segmentação e nos fluxos de energia utilizados pela Agência Dinamarquesa de Energia (DEA – *Danish Energy Agency*), a Agência Internacional de Energia (AIE – *International Energy Agency*), a União Européia e pelas Nações Unidas para a coleta e apresentação de dados. Os dados dos fluxos de energia na Dinamarca foram obtidos diretamente do banco de dados da Agência Dinamarquesa de Energia [67]. A versão comercial do simulador E2G pode simular outros sistemas elétricos devidamente modelados. A versão acadêmica do simulador de mercado é utilizada neste trabalho e atualmente esta versão atende somente o sistema elétrico dos países nórdicos, são calculados os preços do sistema no mercado spot nórdico de eletricidade onde são incluídas restrições nas oportunidades de transporte entre países e áreas nas simulações. O *E2G* possui as características seguintes:

- Pode trabalhar com as curvas reais de oferta e demanda.
- Tem a possibilidade de alterar os parâmetros mais importantes da rede elétrica.
- Exibir os preços de mercado e as condições competitivas das usinas.
- Além disso, tem a oportunidade de alterar os preços dos combustíveis, os preços do CO₂ e a disponibilidade das plantas, ademais analisar como as mudanças da rede elétrica afetam os preços de energia do sistema elétrico em estudo.

O simulador funciona da seguinte maneira: a classificação das plantas ocorre de acordo com o aumento do custo marginal. O mercado de ações classifica as instalações para que as usinas mais baratas sejam despachadas primeiro e que determinam a curva de oferta. O preço de mercado é determinado como a interseção entre as curvas da oferta e da demanda. Toda a produção e o consumo são liquidados a preços de mercado [67].

3.4 Mitigação do poder de mercado.

As técnicas para mitigar o poder de mercado podem ser: incentivar mais fornecedores a entrar no mercado, reduzir a participação de mercado dos fornecedores dominantes e aproximar o mercado da concorrência, mudar ou expandir a rede, programar contratos de longo prazo, políticas que promovam a capacidade dos consumidores de eletricidade para responder às flutuações nos preços de curto prazo, estabelecer preços máximos que fornecem um limite superior para o preço do pool [58]. O aumento da capacidade de interconexão com os países vizinhos é também uma das medidas de mitigação de poder de mercado mais populares [68].

Algumas técnicas para mitigar o poder de mercado foram propostas por operadores de sistemas independentes nos Estados Unidos. A NYISO, utiliza uma série de ferramentas de simulação para analisar o mercado, detectar comportamentos potencialmente anticompetitivos e avaliar possíveis falhas de projeto. Os três componentes da mitigação no NYISO são (1) a manutenção de dados de referência realistas e precisos para cada fornecedor de energia; (2) um teste de comportamento que compara a oferta de um provedor com sua oferta de referência; e (3) um teste de impacto que avalia o impacto do preço do material no mercado [69]. O ERCOT é o mercado de varejo de maior sucesso nos EUA com base nas taxas de câmbio do mercado, técnicas de design de mercado e mitigação do poder de mercado local implementadas pela ERCOT são descritas em [70]. A grande maioria das restrições de transmissão que resultam na segmentação de mercado, onde certas entidades podem exercer o poder do mercado local para resolver essas restrições, são conhecidas como restrições não competitivas. O método *Two Step Texas*, mitiga o exercício do poder de mercado de localização que surge do congestionamento em restrições não competitivas, enquanto garante que os preços de escassez não são mitigados e o teste de competitividade de restrições garante a identificação adequada de restrições competitivas.

Outra abordagem para mitigar o poder de mercado está relacionada ao design do mercado, de acordo com [71] a análise do *Standard Market Design* (SMD) da FERC destaca os dois principais problemas dos atuais mercados de eletricidade. Primeiro, há uma falta de resposta suficiente do lado da demanda. Em segundo lugar, as restrições de

transmissão podem criar pequenas bolsas locais onde haja um monopólio efetivo. Os mecanismos específicos da Comissão tentam distinguir entre preços elevados causados por um exercício de poder de mercado. Nesse caso, o uso de limites de fornecimento, em vez de limites de preço, é consistente com os elementos principais do SMD e evita os problemas de limites de preço. Um limite de preço que é aplicado ao resultado do processo de mercado é difícil de programar e propenso a gerar resultados ineficientes e incentivos perversos ao investimento. Pelo contrário, um limite de fornecimento aplicado àqueles que poderiam exercer poder de mercado aponta para o problema, mas não implica as mesmas dificuldades que um limite de preço.

3.5 Poder de mercado em sistemas hidrotérmicos

Nos mercados de eletricidade, o ponto eficiente do mercado é alcançado quando as empresas de geração oferecem preços com base em seu custo variável marginal. No entanto, uma exceção é quando existem unidades de energia limitada, como recursos de energia renovável. A estratégia de oferta das unidades com limitação de energia em uma hora é baseada no custo variável de geração naquela hora e no custo de oportunidade da geração no restante das horas [22]. Essas discussões sobre o poder de mercado são baseadas em um modelo estático de mercado, no qual decisões operacionais ou de licitação em cada etapa são tomadas sem referência aos próximos estágios, esse tempo de desacoplamento é razoável para sistemas térmicos, mas não pode ser aplicado a sistemas hidrelétricos. Com base nisso, os geradores de energia renovável com capacidade de armazenamento (por exemplo, unidades de armazenamento com bomba hidrelétrica) devem ser modelados de maneira a refletir seu objetivo de selecionar as melhores horas do dia para produzir energia com maior renda, uma vez que não podem produzir sua capacidade em todas as horas do dia. Visto que usinas de energia renovável sem capacidade de armazenamento (por exemplo, hidrelétrica a fio d'água e eólica) enfrentam grandes variações na quantidade de fontes de energia (por exemplo, velocidade da água e do vento) durante um dia, e a consequência é que o mercado, incluindo essas usinas deve ser simulado em pelo menos 24 horas [66].

Nos sistemas hidrotérmicos, o preço marginal dependerá da disponibilidade de recursos hídricos, dada pela hidrologia do ano atual e pelo estado atual dos depósitos de

água. Ter plantas com uma estrutura de custos tão diferente reduz a concorrência direta que cada usina enfrenta. Nesse cenário, onde existem muitas diferenças entre os custos de uma usina e os custos da próxima usina na curva de carga, observa-se uma tendência das usinas a manter altos preços de fornecimento, mas são preços que regularmente não vão além dos custos variáveis da planta que tem custos mais altos. As usinas hidrelétricas podem armazenar energia de um período para outro, o que introduz uma relação entre a decisão operacional em um determinado estágio e as consequências futuras dessa decisão. O operador enfrenta as opções de uso da hidrelétrica hoje e, portanto, evitando custos térmicos complementares ou armazenando energia hidrelétrica para uso no próximo período. Se a energia hidrelétrica for usada hoje e os insumos futuros forem altos, o que permite a recuperação do armazenamento do reservatório, a operação do sistema será eficiente. No entanto, se ocorrer uma seca, pode ser necessário usar uma geração térmica mais cara no futuro ou até interromper o fornecimento de carga. Para proteger contra a muito alta volatilidade de preços em sistemas hidrotérmicos, os geradores têm o incentivo para assinar contratos bilaterais. Esses contratos podem reduzir bastante os riscos de ter poder de mercado. Um contrato a termo define que algum ativo será entregue em um determinado momento no futuro, a um preço acordado e em um local definido [65].

Capítulo 4 Simulações e análise

4.1 Descrição das simulações

O cálculo do preço médio e horário da eletricidade é realizado usando a versão acadêmica do simulador de mercado E2G [67]. O propósito destas simulações visa fazer uma análise comparativa da formação de preços a partir de geradores termelétricos convencionais e a formação de preços com a influência de fontes renováveis de energia. Este último arranjo inclui geradores térmicos e a inserção fontes de energia renováveis, com ênfase na geração eólica. O simulador mostra a curva de ordem de mérito de cada um das ofertas dos geradores: potência disponível e a oferta de preço no leilão (em um mercado competitivo o preço de cada central tende a ser igual a seu custo marginal). As ofertas dos geradores são ordenadas da mais barata para a mais cara, de forma que a parte esquerda da curva agrupa os geradores com estrutura de custos centrada em custos fixos e a parte direita da curva concentra os geradores com estrutura de custos com maior peso de custos variáveis. A curva de demanda observada é representada por uma linha reta inclinada, neste caso, em ambiente real de leilão, a demanda é dada pela previsão de consumo para cada hora diário, constituindo uma linha quase vertical. O preço de energia é determinado pelo cruzamento das curvas de oferta e demanda.

A partir dos dados das simulações alguns índices estruturais para estudar o poder de mercado serão calculados no mercado nórdico e no mercado elétrico brasileiro.

4.2 Simulação do mercado com fontes de geração termelétricas

Foi observado o preço marginal por hora e com a participação dos geradores conforme com o ordem de mérito de despacho dos geradores mais baratos (usinas nucleares, usinas a carvão, usinas de ciclo combinado) (ver Figura 4.1).

4.3 Simulação com fontes de geração termelétricas, hidrelétricas e parques eólicos.

Neste caso a curva da oferta dos geradores varia com relação a curva de apenas usinas termelétricas obtida na simulação do caso 1. As curvas mostram primeiro a oferta das usinas hidrelétricas e as fontes eólicas, depois as ofertas das unidades térmicas (ver Figuras 4.2, 4.3, 4.4, 4.5 e 4.6).

A Figura 4.7 foi elaborada a partir dos dados obtidos nestas simulações. A curva de cor vermelho representa a curva de ordem de mérito com as ofertas de apenas geradores termelétricos (Figura 4.1), enquanto a curva de cor verde corresponde ao resultado de um mercado com a participação de fontes renováveis de energia (Figura 4.3). Pode-se observar desta comparação um aumento da geração de fontes renováveis ou de outros geradores com custos fixos elevados e custos marginais muito baixos leva a um deslocamento da curva de oferta do mercado para a direita, como mostrado na Figura 4.7. Este efeito do aumento de fontes de energia renovável na matriz elétrica faz com que essas plantas térmicas tenham uma frequência de despacho cada vez menor, deprimindo suas receitas. Em um mercado dominado por empresas com custos variáveis altos, o sinal de preços pode induzir o encerramento de atividades de uma empresa ineficiente. No entanto, não é o que acontece com a integração das fontes renováveis de energia, a aparente ineficiência de alguns geradores térmicos é consequência de uma mudança na dinâmica da formação de preços causada por um aumento substancial da geração a partir de plantas com custos marginais muito baixos, como os parques eólicos.

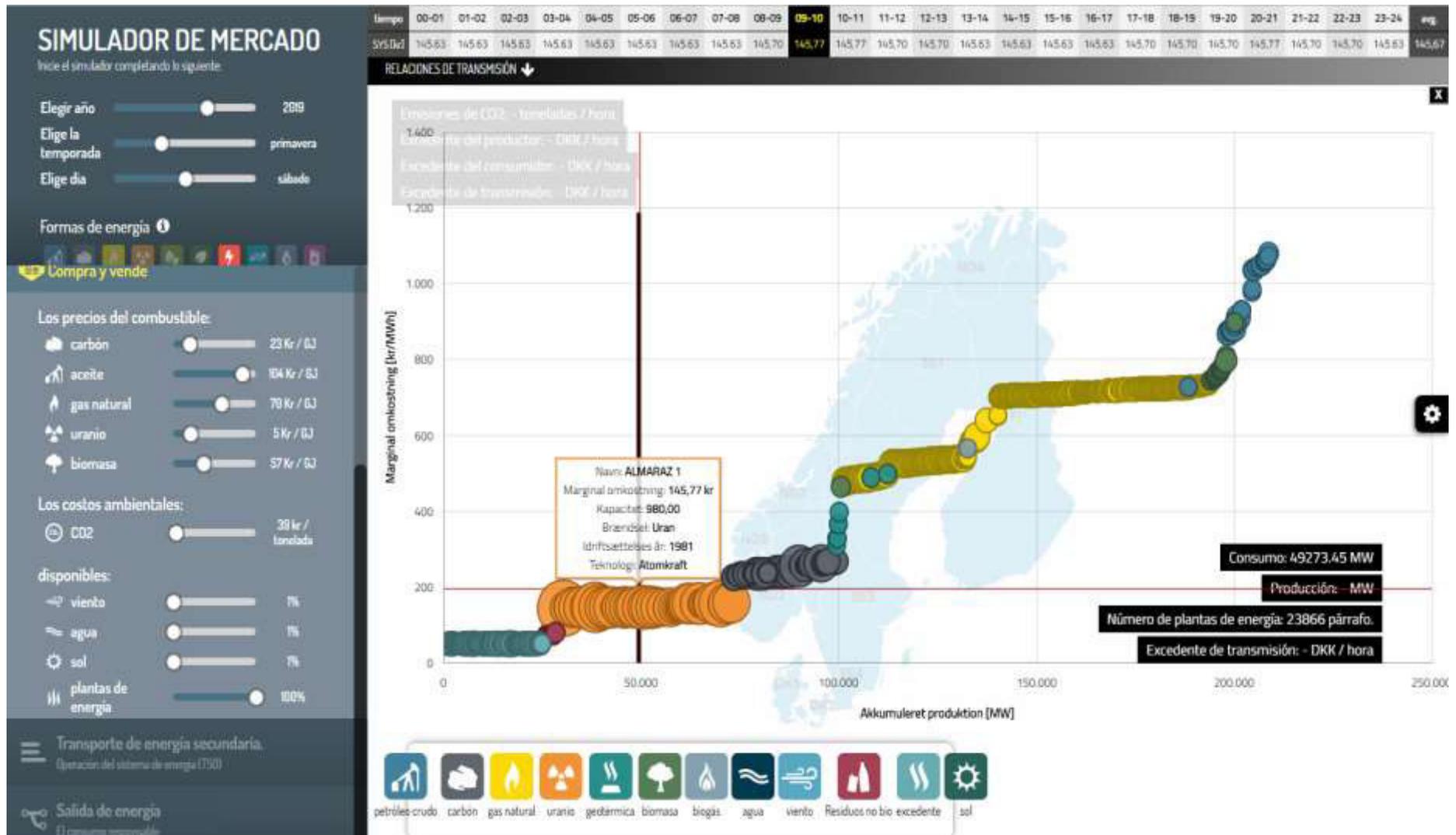


Figura 4.1: Geradores termelétricos (100%)

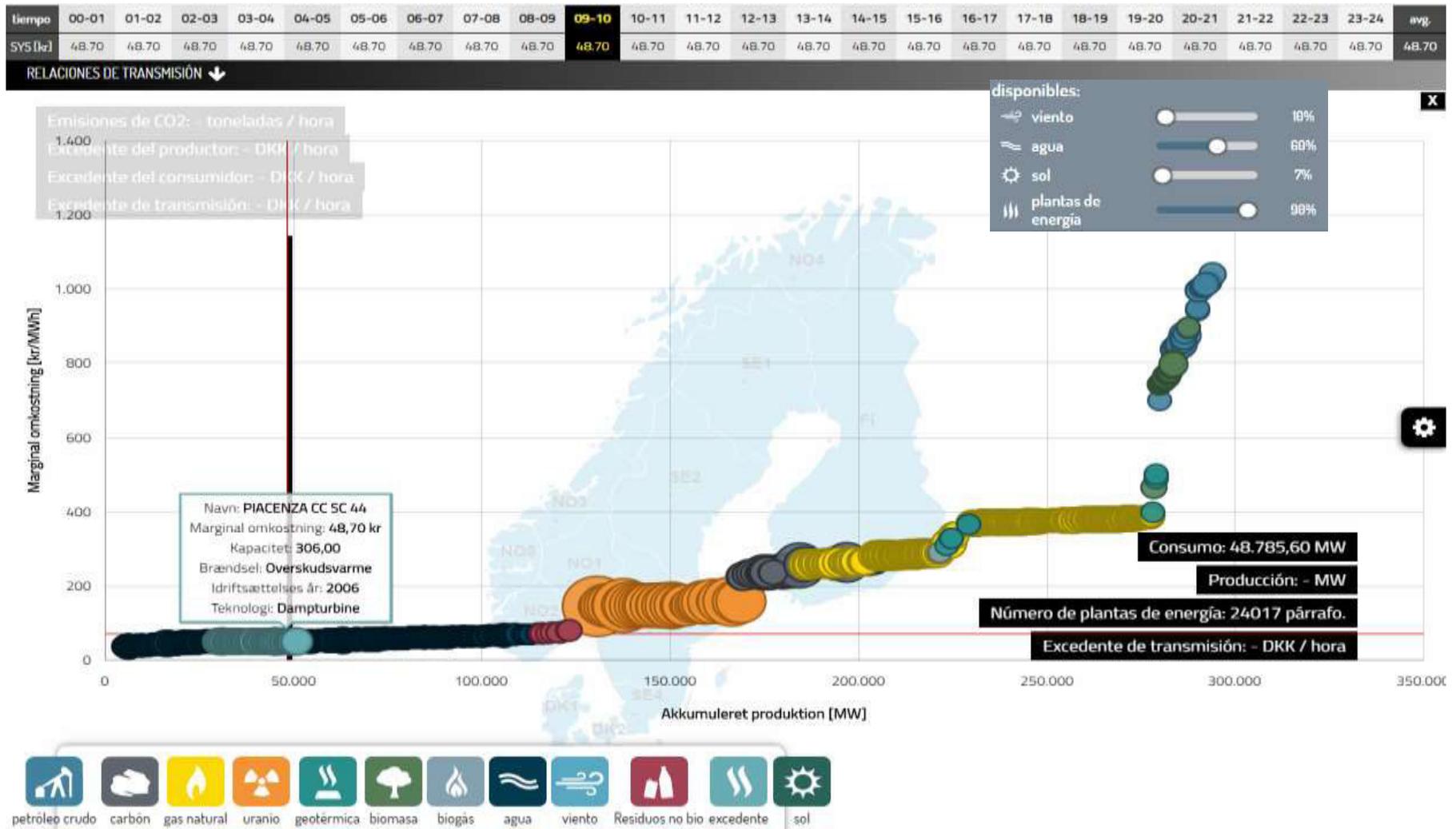


Figura 4.2: Geradores termelétricos 90% , geradores hidrelétricos 60%, parque eólico 10%, fonte solar 7%

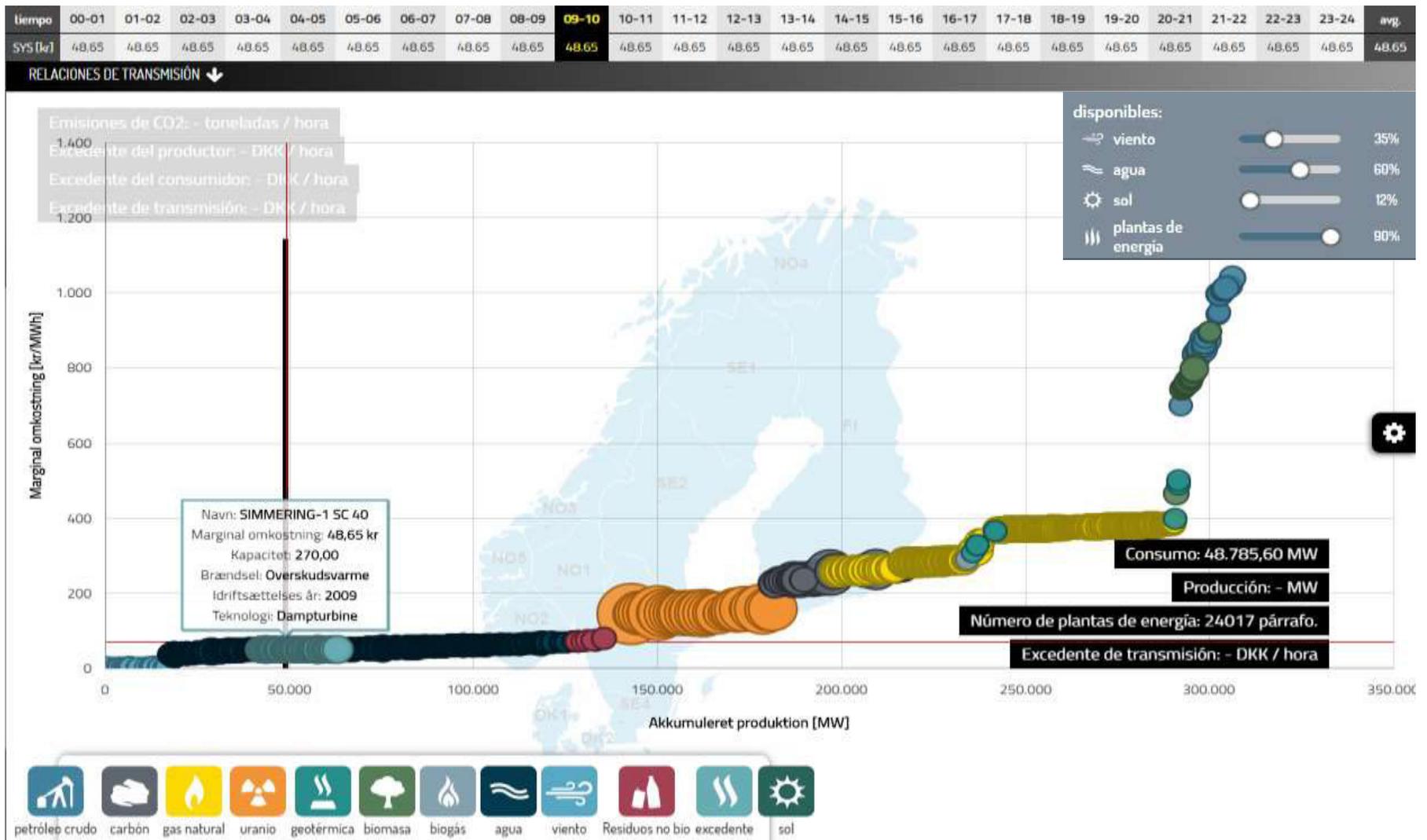


Figura 4.3: Geradores termelétricos 90% , geradores hidrelétricos 60%, parque eólico 35%

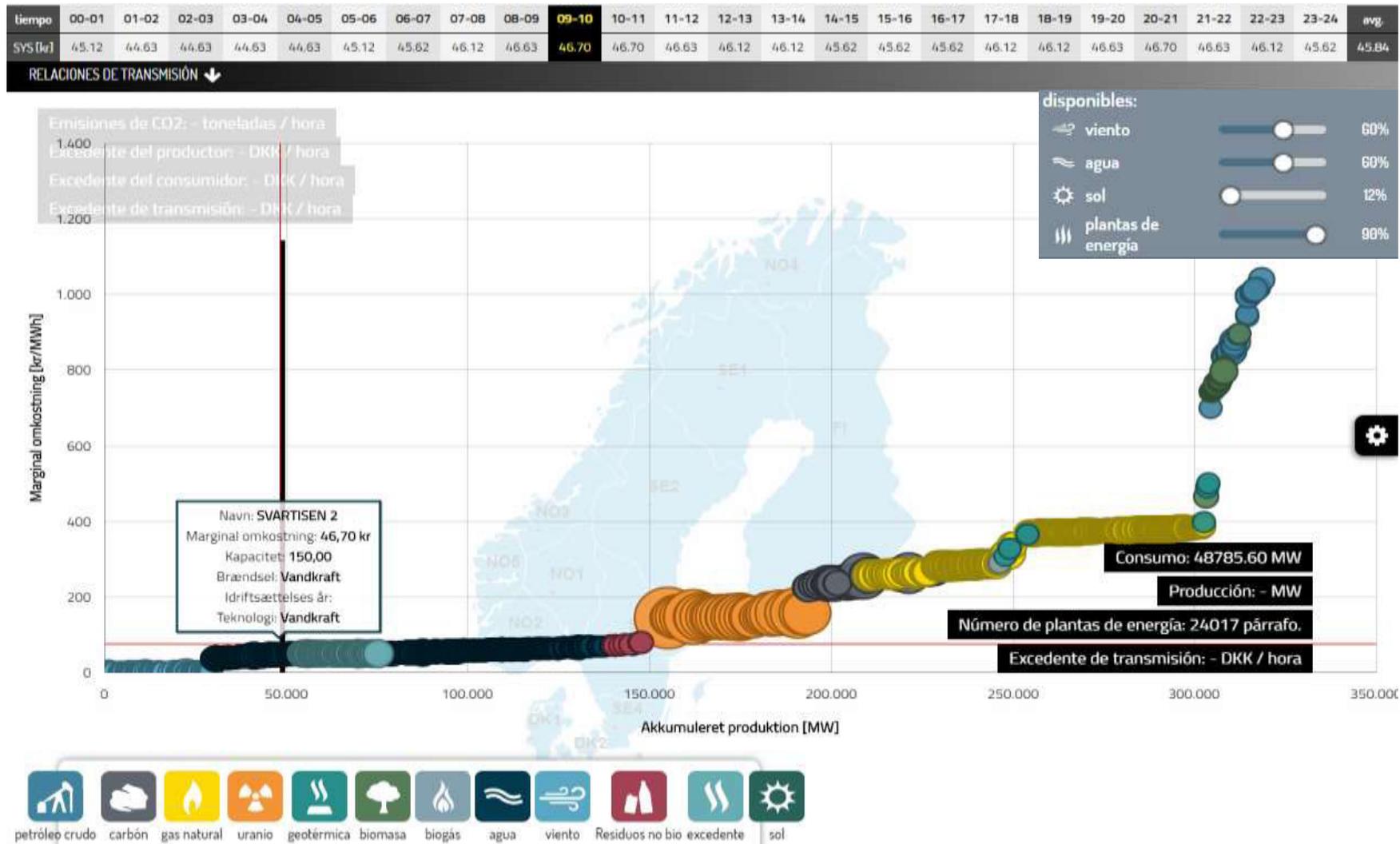


Figura 4.4: Geradores termelétricos 90% , geradores hidrelétricos 60%, parque eólico 60%

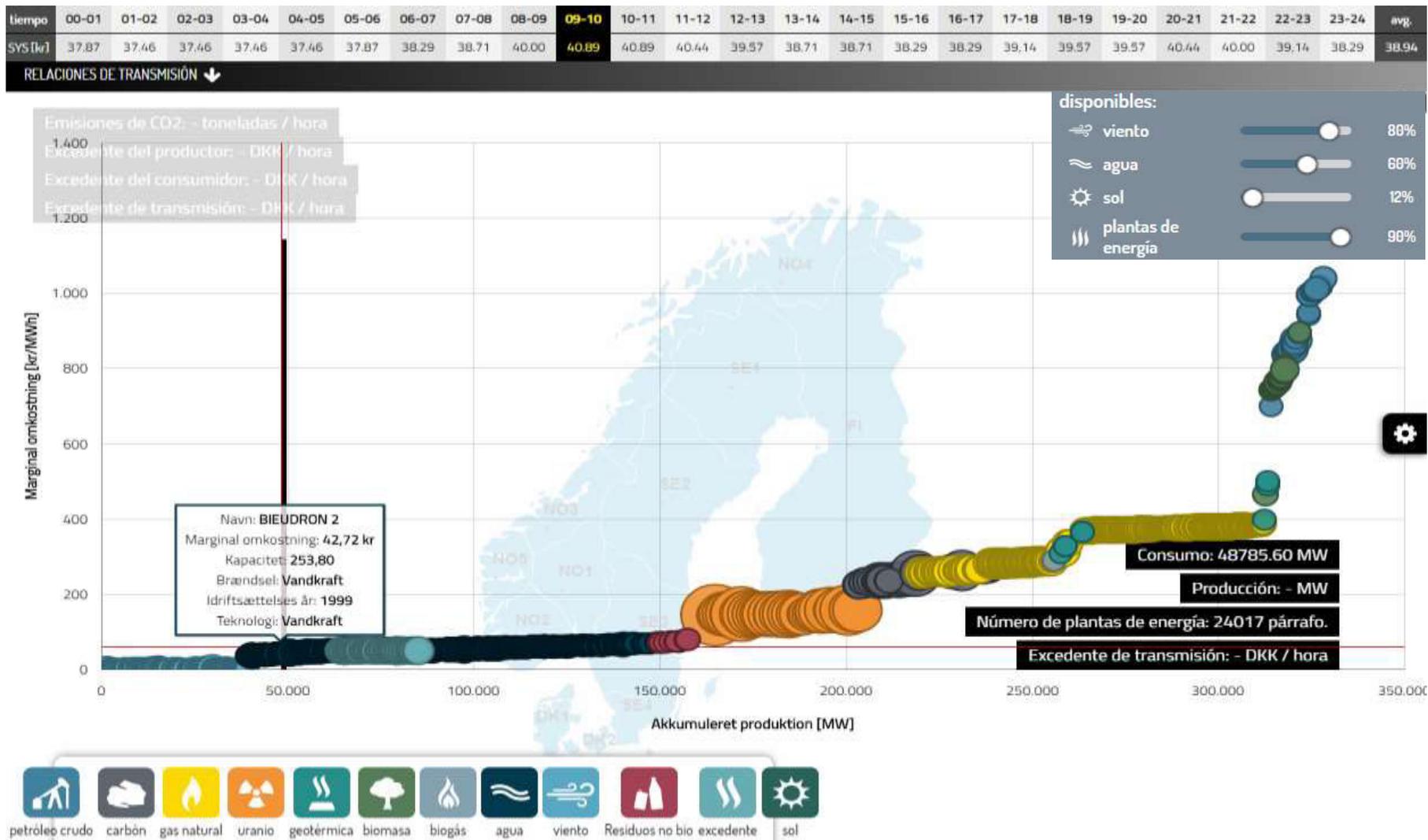


Figura 4.5: Geradores termelétricos 90% , geradores hidrelétricos 60%, parque eólico 80%

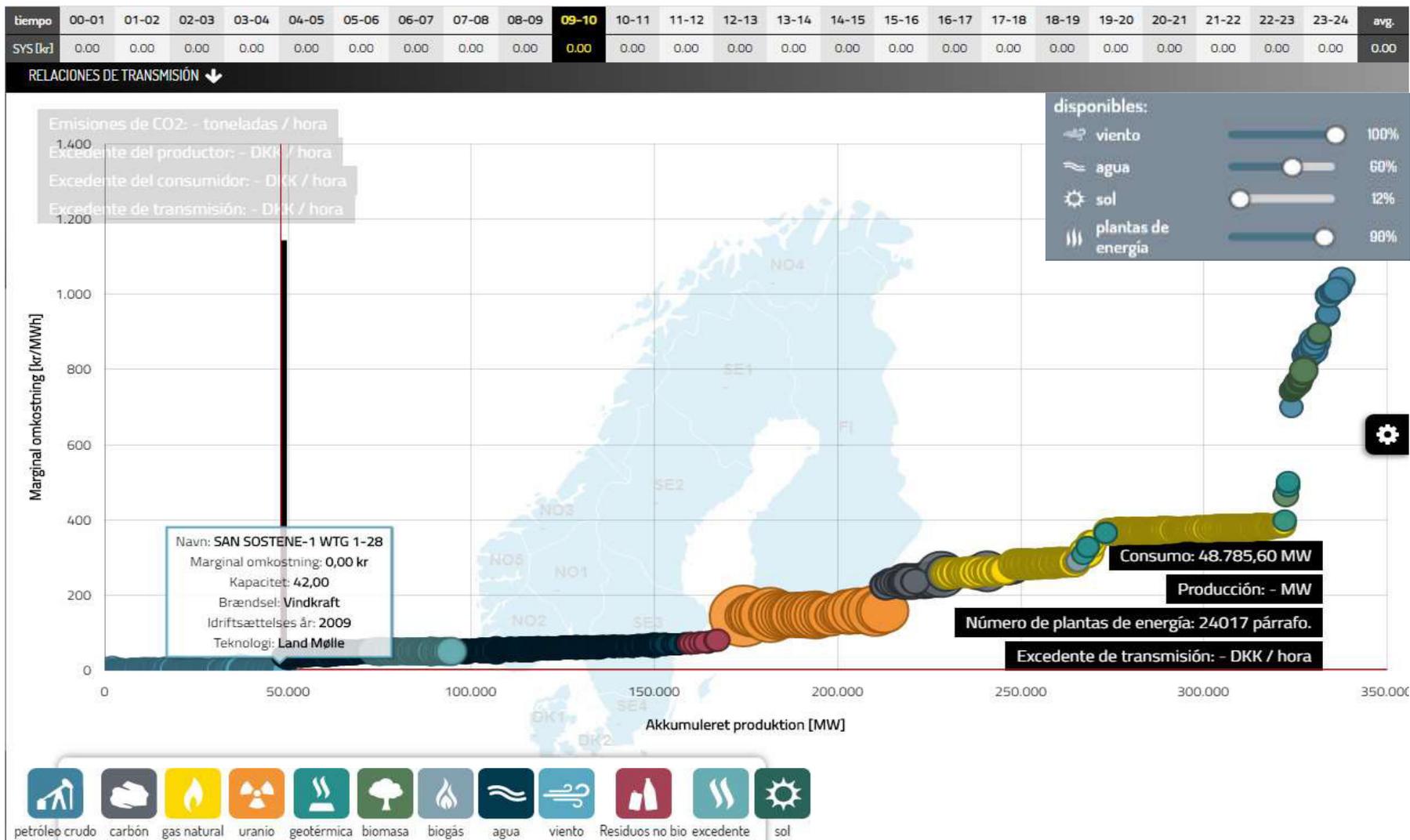


Figura 4.6: Geradores termelétricos 90% , geradores hidrelétricos 60%, parque eólico 100%

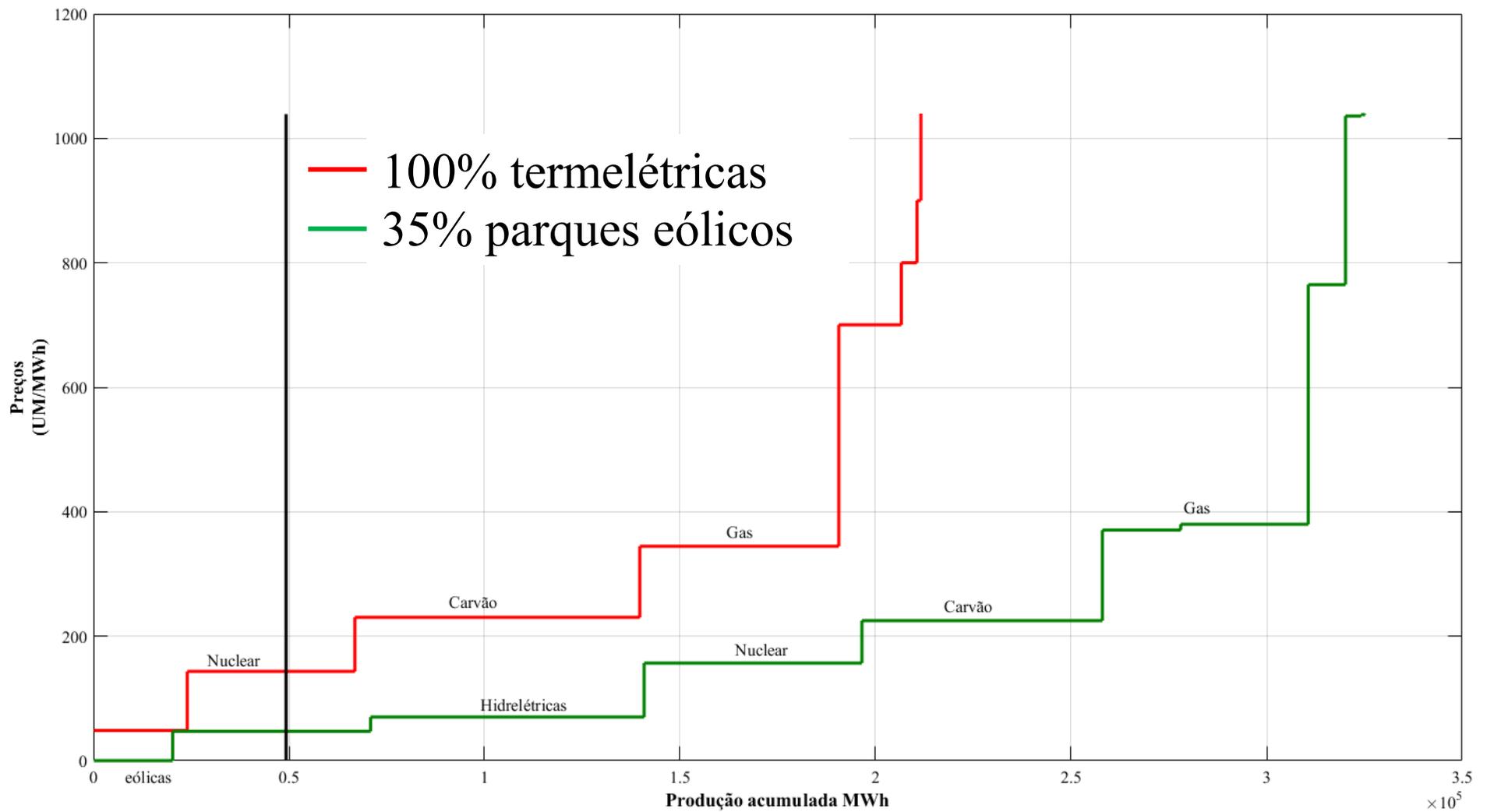


Figura 4.7: Comparação das curvas de demanda e oferta (com e sem participação de fontes eólicas)

Comentarios

Pode-se observar das curvas na Figura 4.7, quando ocorre um aumento da geração de fontes eólicas com custos marginais muito baixos leva a um deslocamento da curva de oferta do mercado para a direita. As plantas termelétricas têm uma frequência de despacho cada vez menor. As fontes eólicas começam a ter maior presença no mercado. Essa redução nos preços de mercado, pressionada pelo aumento da participação de fontes renováveis de energia, pode representar uma ameaça para os geradores tradicionais e um considerável problema econômico. Quando as usinas térmicas trabalham em um número menor de horas, seus custos fixos começam a representar um componente importante no custo final da energia produzida. Em uma situação extrema com uma alta penetração de energias renováveis, pode acontecer que esses geradores térmicos não obtenham renda para cobrir seus próprios custos variáveis e compensar apenas uma parte de seus custos fixos. As plantas que estão nessa situação tenderiam a encerrar suas atividades no mercado.

4.4 Simulação com aumento proporcional da participação dos parques eólicos.

No estudo de caso a seguir, tem-se a simulação do sistema com a participação de usinas termelétricas 100% como mostra na Figura 4.8. Neste exercício amostra-se a variação de preços médios de mercado, na medida que acontece o incremento da participação dos parques eólicos no sistema interligado, e na mesma proporção, vai-se diminuindo a porcentagem de participação das termelétricas. O resultados são mostrados nas Figuras 4.9 até 4.12. A partir dos dados obtidos desta simulação foi elaborada a Tabela 4.1, a qual contem um resumo dos preços médios de mercado para diferentes % de Participação de Fontes eólicas em 24 horas, esses dados foram obtidos das simulações feitas. Desses resultados, pode-se observar que na medida que aumenta a participação de fontes com custos marginais baixos (neste exemplo, as fontes de geração eólica) se traduz em preços mais baixos, este efeito é mostrado na Figura 4.13. Esse comportamento de baixa de preços de mercado das energias renováveis pode ser interpretado como benéfico, mas o fato de que as fontes de energias renováveis estejam subsidiadas (como acontece atualmente no setor elétrico brasileiro), não dá garantia que elas são a melhor alternativa de economia para o consumidor final. Na medida que elas têm alta porcentagem de participação no mercado, se incorre em maiores custos que são rateados entre os consumidores finais, que são atendidos pelo Sistema Interligado Nacional, como estabelece a lei vigente no mercado brasileiro..

Outra situação observada pelo incremento das fontes eólicas na matriz de energia é a formação de picos de preços que acontecem na medida que aumenta a porcentagem de participação das fontes renováveis. Nas Figuras 4.14 até 4.29 percebe-se esse comportamento. Na Figura 4.23, é observado que os picos de preços têm diferenças significativas com relação ao preço médio do mercado na hora na qual eles acontecem, neste caso, quando a participação do parque eólico aumenta acima de 35% além de ser grandes também podem acontecer por maior período de tempo. Nas Figuras 4.30, 4.31 e 4.32, mostra-se o desvio dos picos de preços na medida que aumenta a presença dos parques eólicos. Estas figuras foram feitas separadas para melhor compreensão gráfica deste efeito.

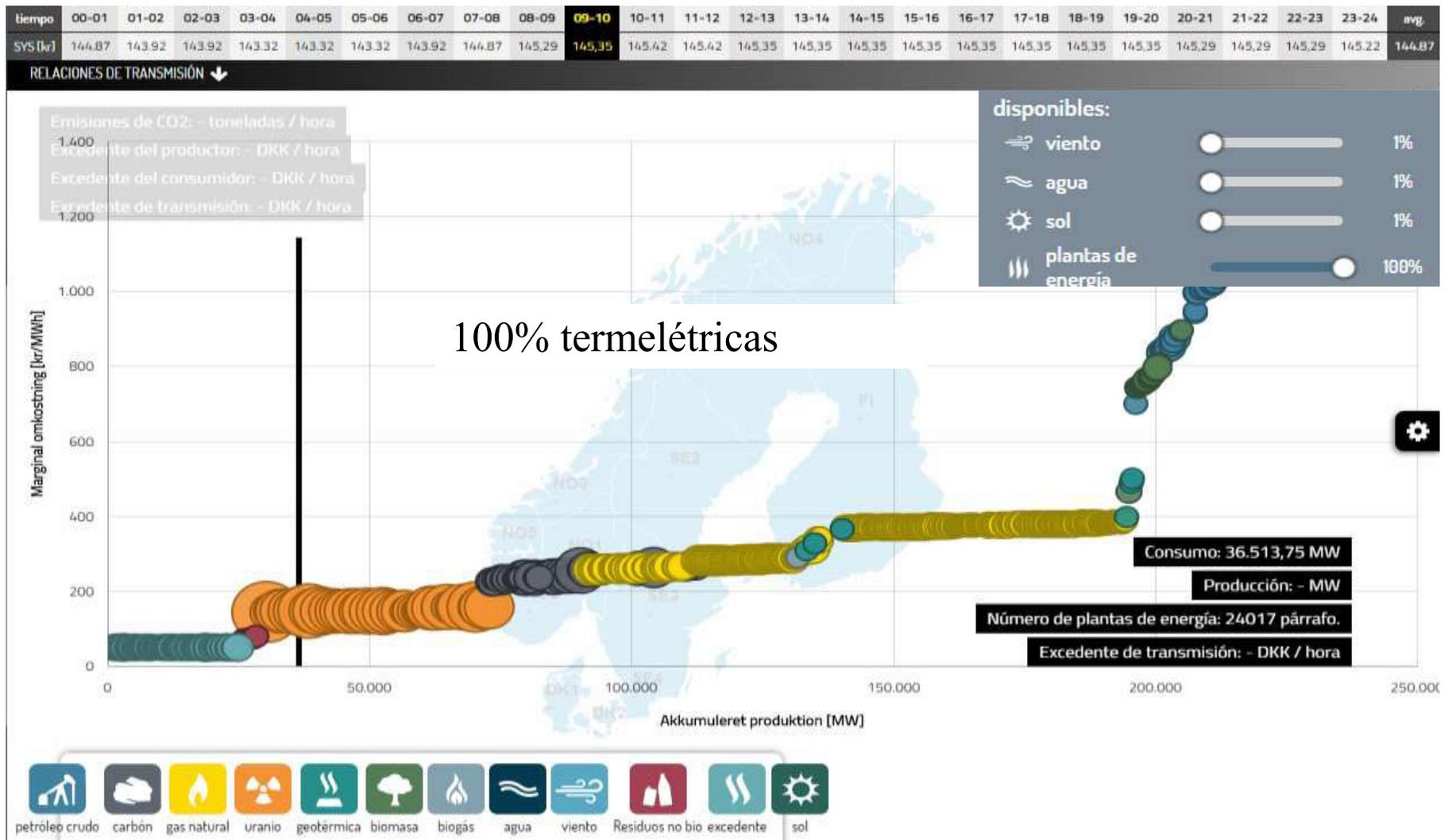


Figura 4.8: Geradores termeléctricos 100%, parques eólicos 0%

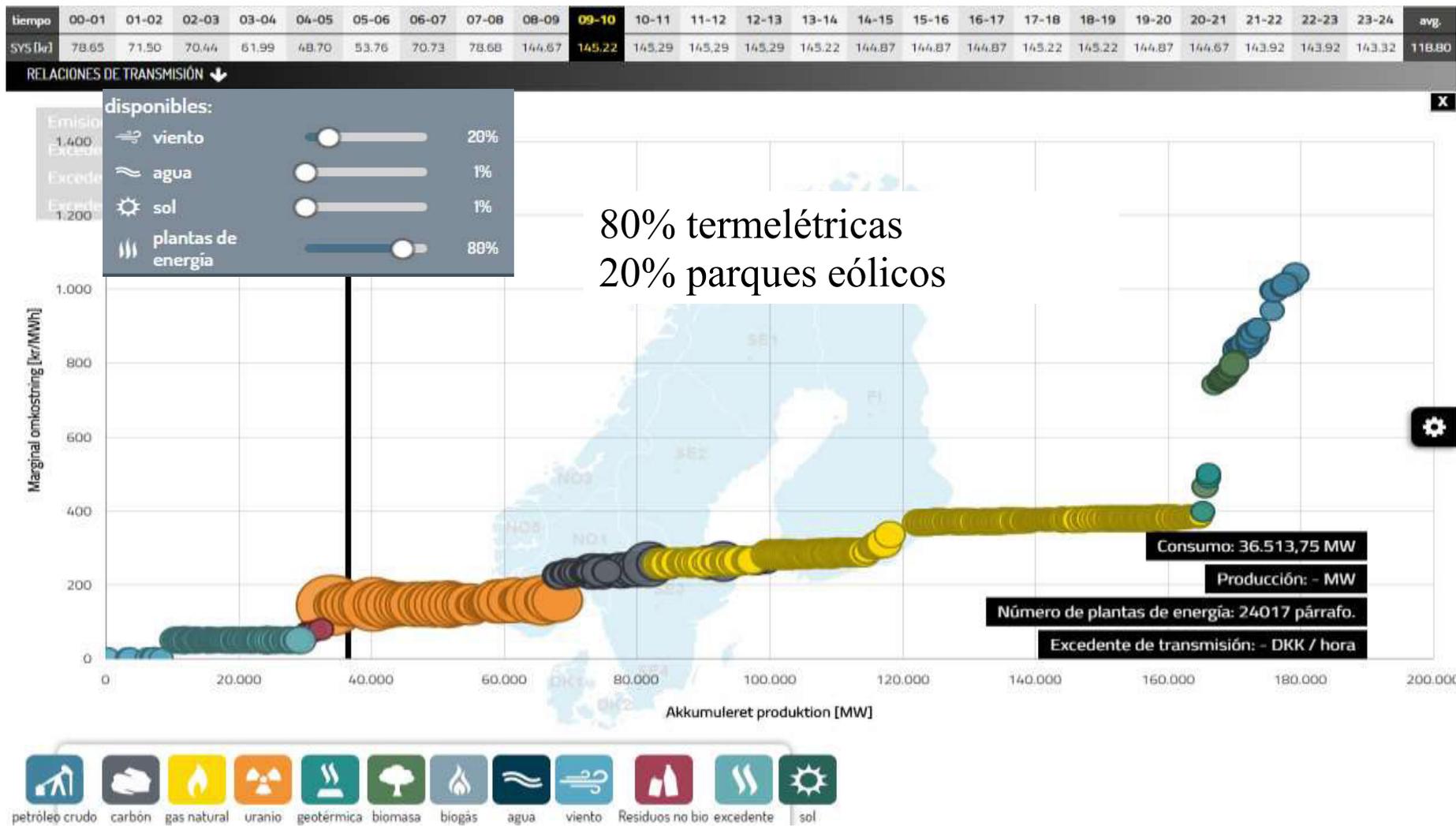


Figura 4.9: Geradores termeléctricos 80%, parques eólicos 20%

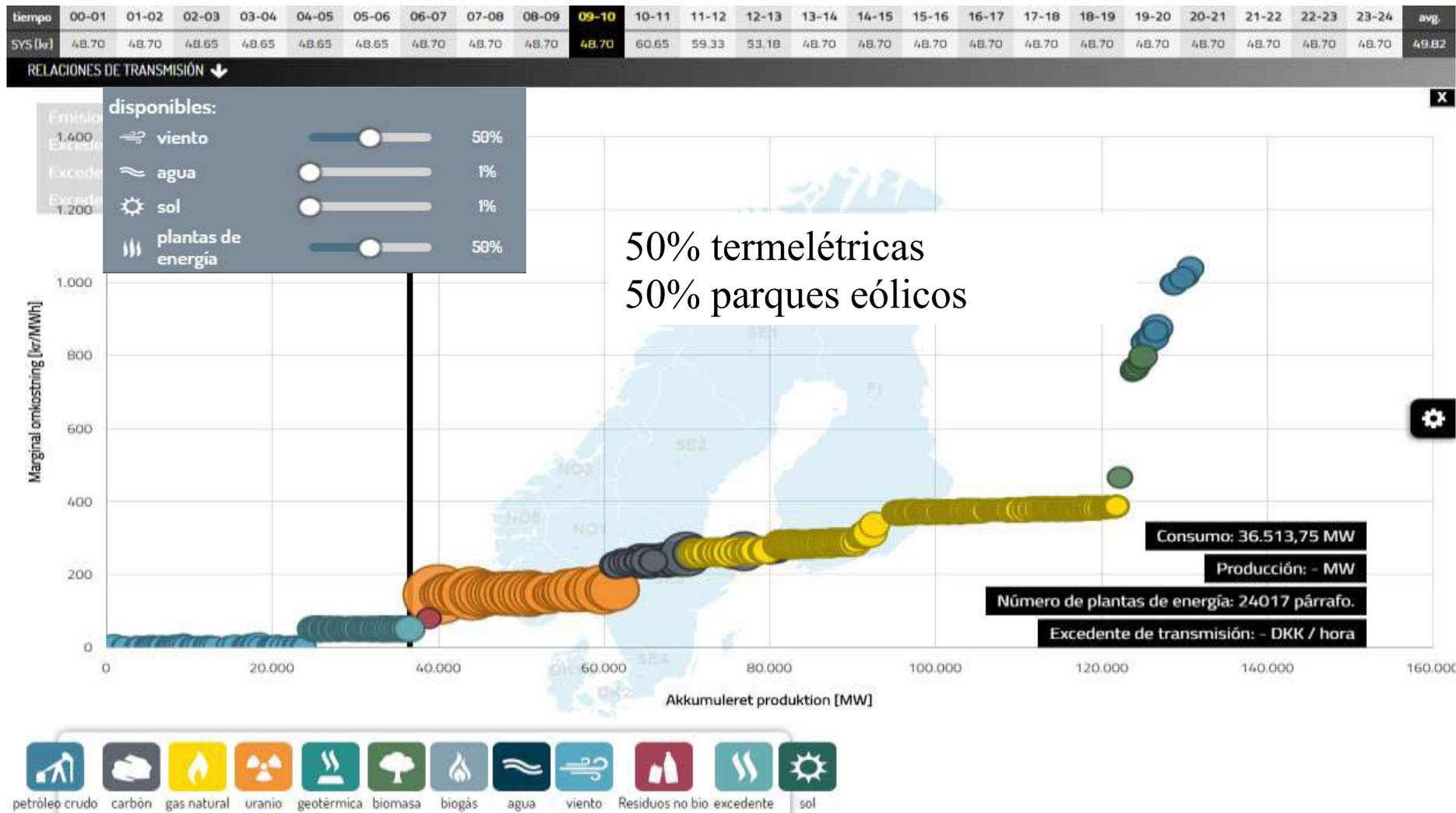


Figura 4.10: Geradores termeléctricos 50%, parques eólicos 50%

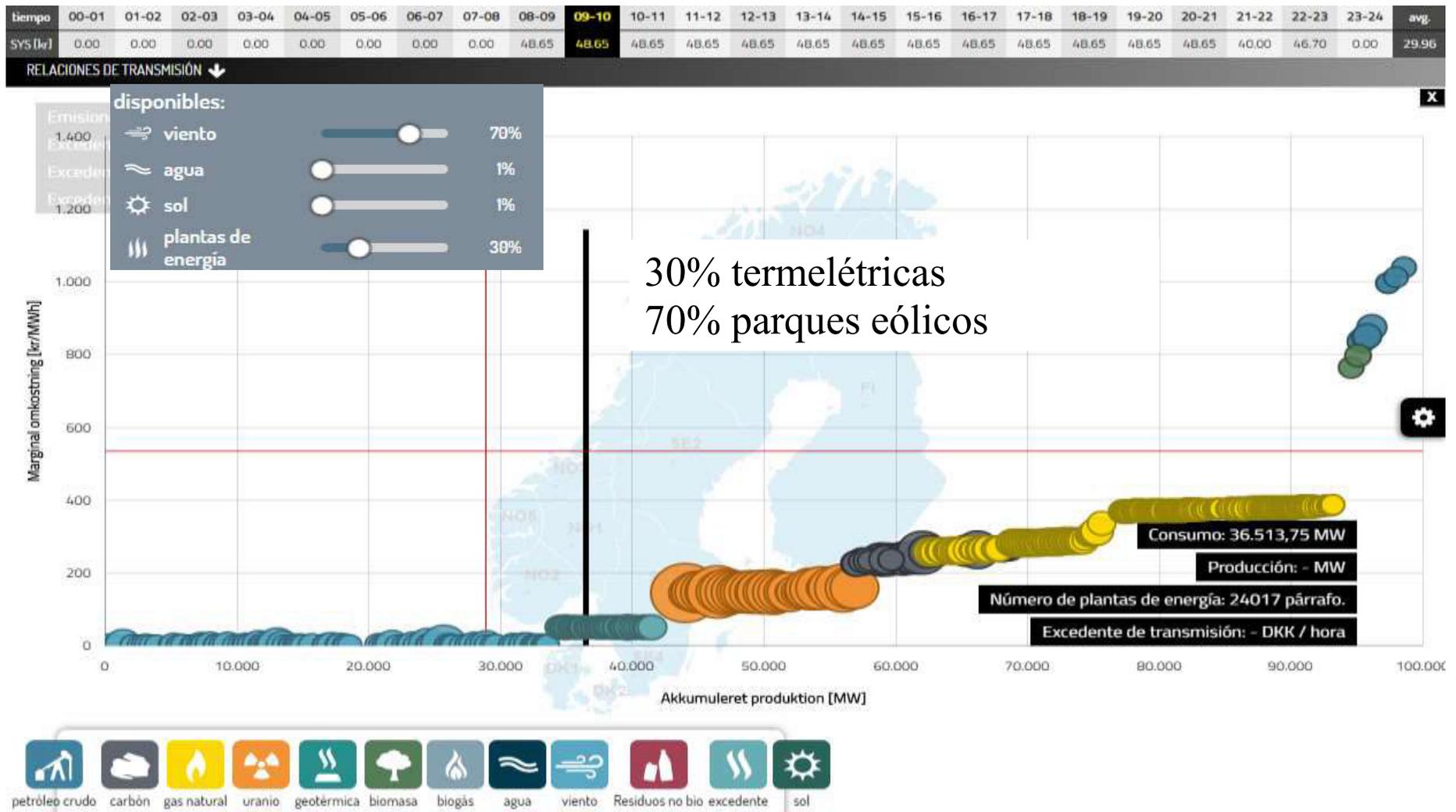


Figura 4.11: Geradores termeléctricos 30%, parques eólicos 70%

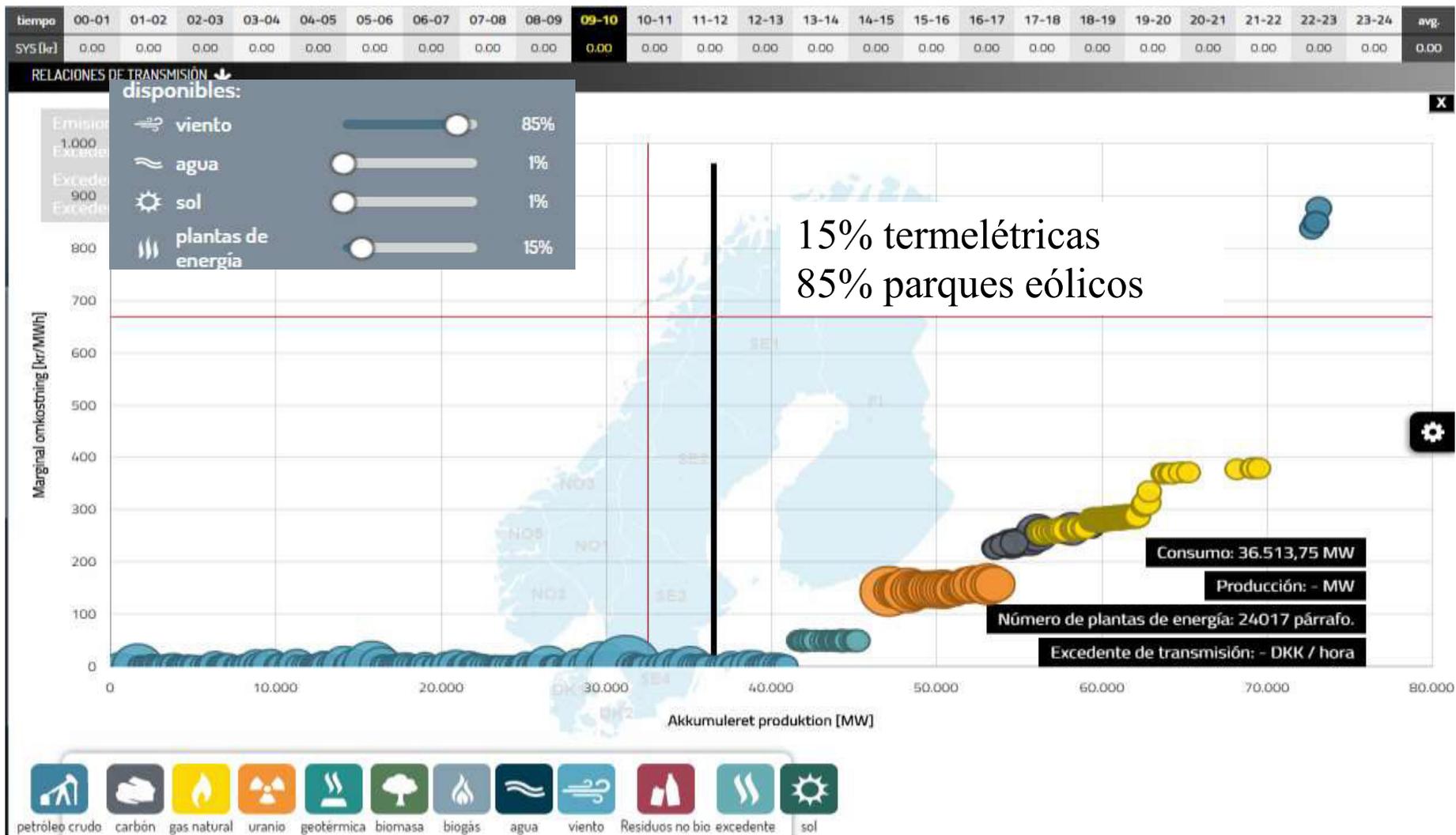


Figura 4.12: Geradores termeléctricos 15%, parques eólicos 85%

Tabela 4.1: Dados de preços para diferentes % de participação de fontes eólicas em 24 horas

% Termicas	% Eolicas	Horas / Preços																							AVG		
		0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23		23-24	
100	0	144.87	143.92	143.92	143.32	143.32	143.92	143.92	144.87	145.29	145.35	145.42	145.35	145.35	145.35	145.35	145.35	145.35	145.35	145.35	145.35	145.29	145.29	145.29	145.22	144.89	
95	5	144.67	143.92	143.32	143.32	101.47	143.32	143.32	144.87	145.29	145.35	145.42	145.42	145.35	145.35	145.29	145.29	145.35	145.35	145.35	145.35	145.29	145.22	145.22	143.06	142.97	
90	10	143.92	143.32	143.32	78.65	72.18	72.32	143.92	145.22	145.35	145.35	145.35	145.35	145.35	145.29	145.29	145.29	145.29	145.29	145.29	145.29	145.22	144.87	145.22	144.87	136.12	
85	15	143.32	78.54	72.36	71.58	70.47	70.97	72.32	143.32	144.87	145.29	145.35	145.35	145.29	145.29	145.22	145.22	145.29	145.29	145.22	144.87	144.67	144.87	143.92	126.84		
80	20	78.65	71.5	70.44	61.99	48.7	53.76	70.73	78.68	144.67	145.22	145.29	145.29	145.29	145.22	144.87	144.87	144.87	145.22	145.22	144.87	144.67	143.92	143.92	143.32	118.80	
75	25	71.44	59.33	48.70	48.70	48.70	48.70	51.46	71.52	143.32	144.87	145.22	145.22	145.22	144.67	143.92	144.67	144.67	144.87	144.87	144.87	144.67	143.32	143.32	143.32	78.94	112.24
70	30	58.05	48.70	48.70	48.70	48.70	48.70	48.70	59.33	90.95	143.92	144.87	144.87	144.67	143.32	143.32	143.32	143.32	143.92	143.32	143.32	143.32	78.88	72.29	76.75	71.61	99.26
65	35	48.70	48.70	48.70	48.70	48.70	48.70	48.70	48.70	71.61	143.32	143.92	143.92	143.32	143.32	77.55	78.68	93.98	143.32	143.32	78.90	71.47	70.39	70.68	59.33	86.11	
60	40	48.70	48.70	48.70	48.70	48.70	48.70	48.70	48.70	58.69	76.38	143.32	143.32	79.08	71.90	70.68	71.09	71.52	72.29	72.29	71.33	59.79	48.70	49.80	48.70	66.60	
55	45	48.70	48.70	48.70	48.70	48.70	48.70	48.70	48.70	48.70	69.93	72.12	71.98	71.14	58.69	49.26	53.18	56.79	66.93	65.48	54.96	48.70	48.70	48.70	48.70	55.15	
50	50	48.70	48.70	48.65	48.65	48.65	48.65	48.70	48.70	48.70	48.70	60.65	59.33	53.18	48.70	48.70	48.70	48.70	48.70	48.70	48.70	48.70	48.70	48.70	48.70	49.82	
45	55	48.65	48.65	48.65	48.65	48.65	48.65	48.65	48.65	48.70	48.70	48.70	48.70	48.70	48.70	48.70	48.70	48.70	48.70	48.70	48.70	48.70	48.70	48.70	48.70	48.68	
40	60	48.65	48.65	48.65	48.65	42.72	48.65	48.65	48.65	48.70	48.70	48.70	48.70	48.70	48.70	48.70	48.70	48.70	48.70	48.70	48.70	48.70	48.65	48.65	48.65	48.43	
35	65	48.65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	48.65	48.65	48.70	48.70	48.70	48.70	48.65	48.65	48.65	48.65	48.70	48.70	48.65	48.65	48.65	48.65	48.65	36.50	
30	70	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	48.65	48.65	48.65	48.65	48.65	48.65	48.65	48.65	48.65	48.65	48.65	48.65	48.65	48.65	40.00	46.70	0.00	29.96
25	75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	39.14	48.65	48.65	48.65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7.71	
20	80	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	

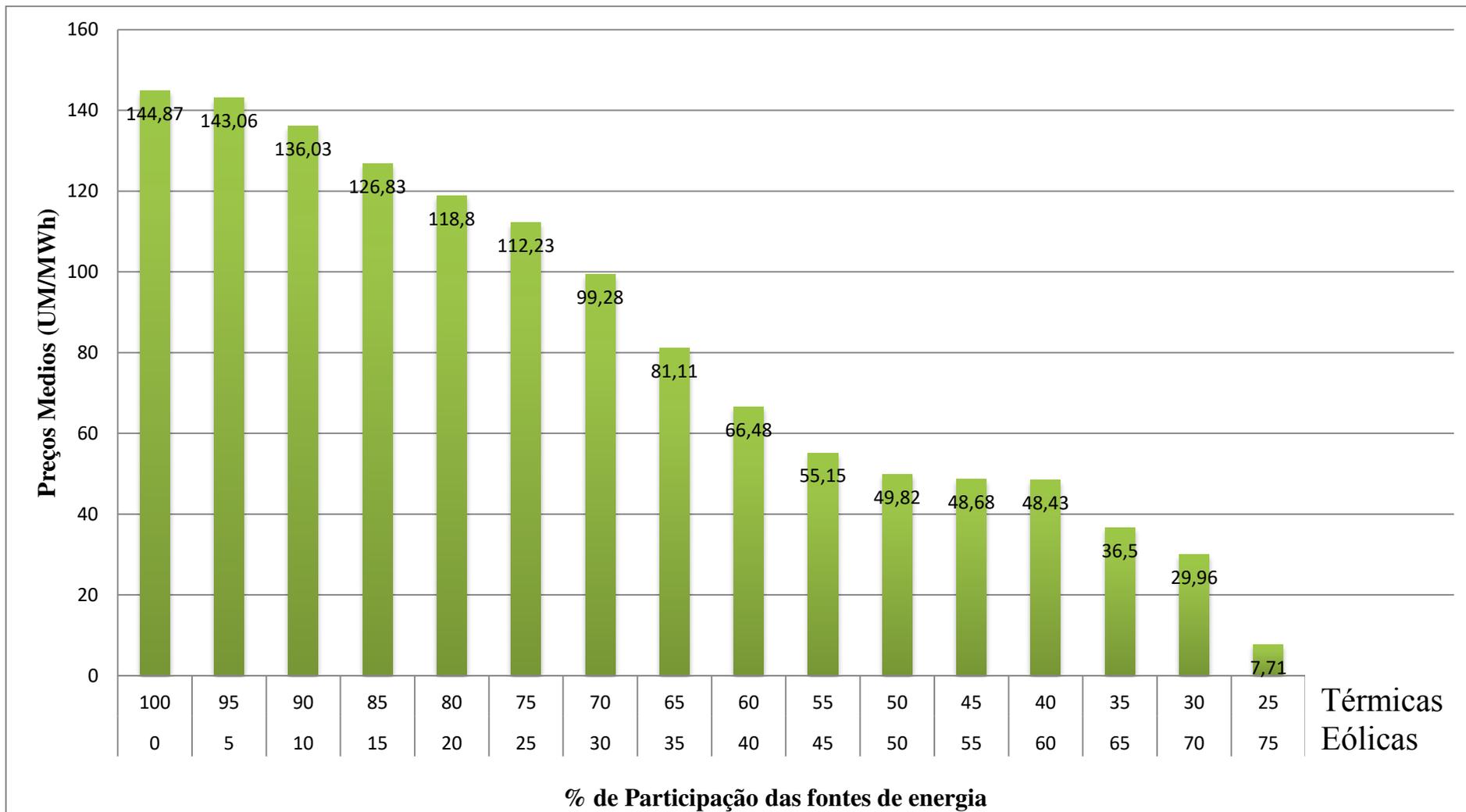


Figura 4.13: Grafico comparativo do comportamento dos preços medios com a participação dos parques eólicos

Comentarios

Nesta simulação mostra-se a variação de preços, na medida que acontece o incremento da participação dos parques eólicos no sistema interligado, e na mesma proporção, vai-se diminuindo a porcentagem de participação das termelétricas. Esse comportamento da baixa de preços do mercado de energias renováveis poderia ser interpretado como benéfico. Mas, na medida que aumenta a participação das fontes eólicas, se incorre em maiores custos que são rateados entre os consumidores finais. Os parques eólicos têm uma série de incentivos para promover sua participação que os colocam em vantagem sobre os geradores térmicos.

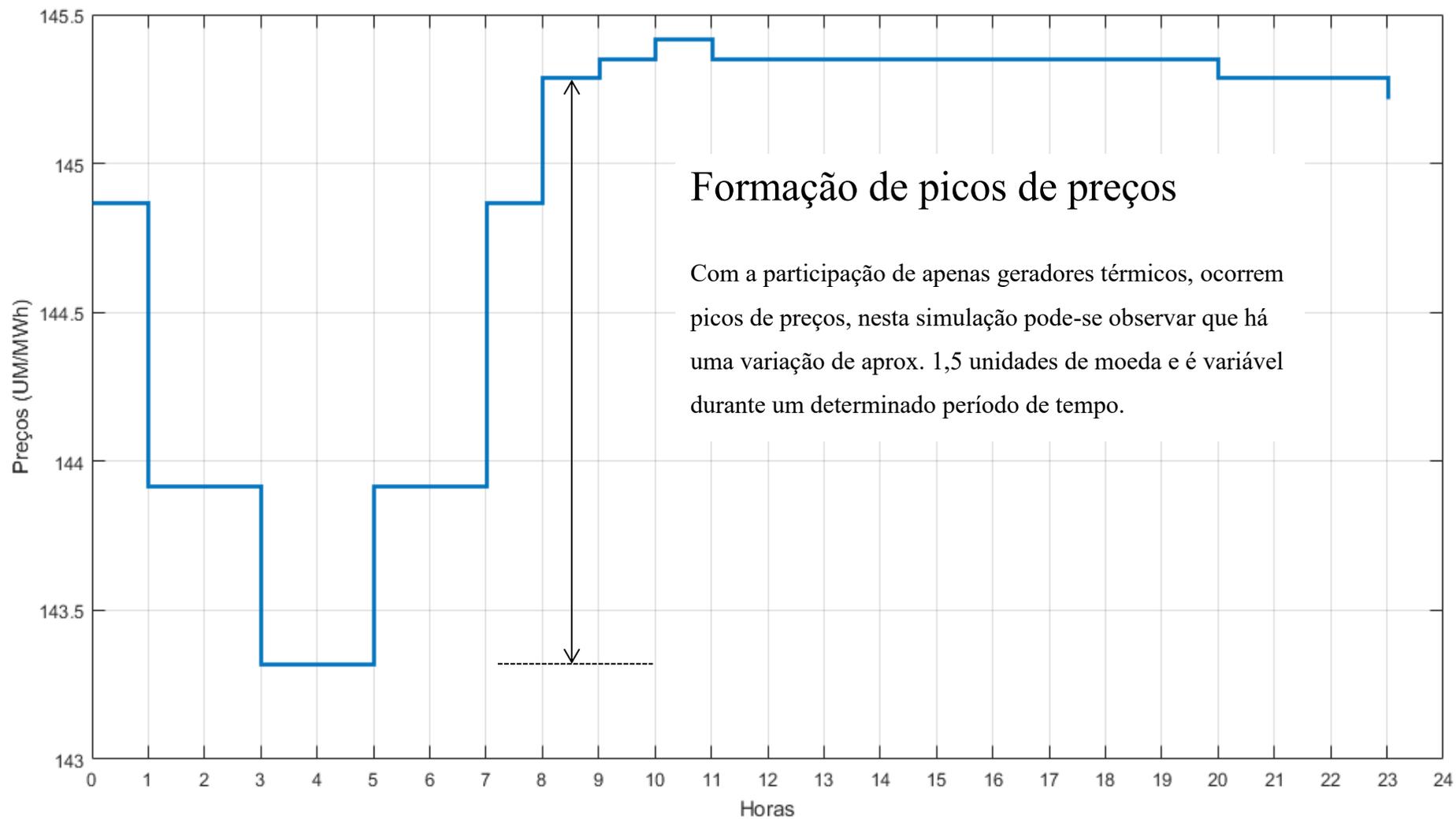


Figura 4.14: Preços por hora de um sistema com 100% geração termelétrica

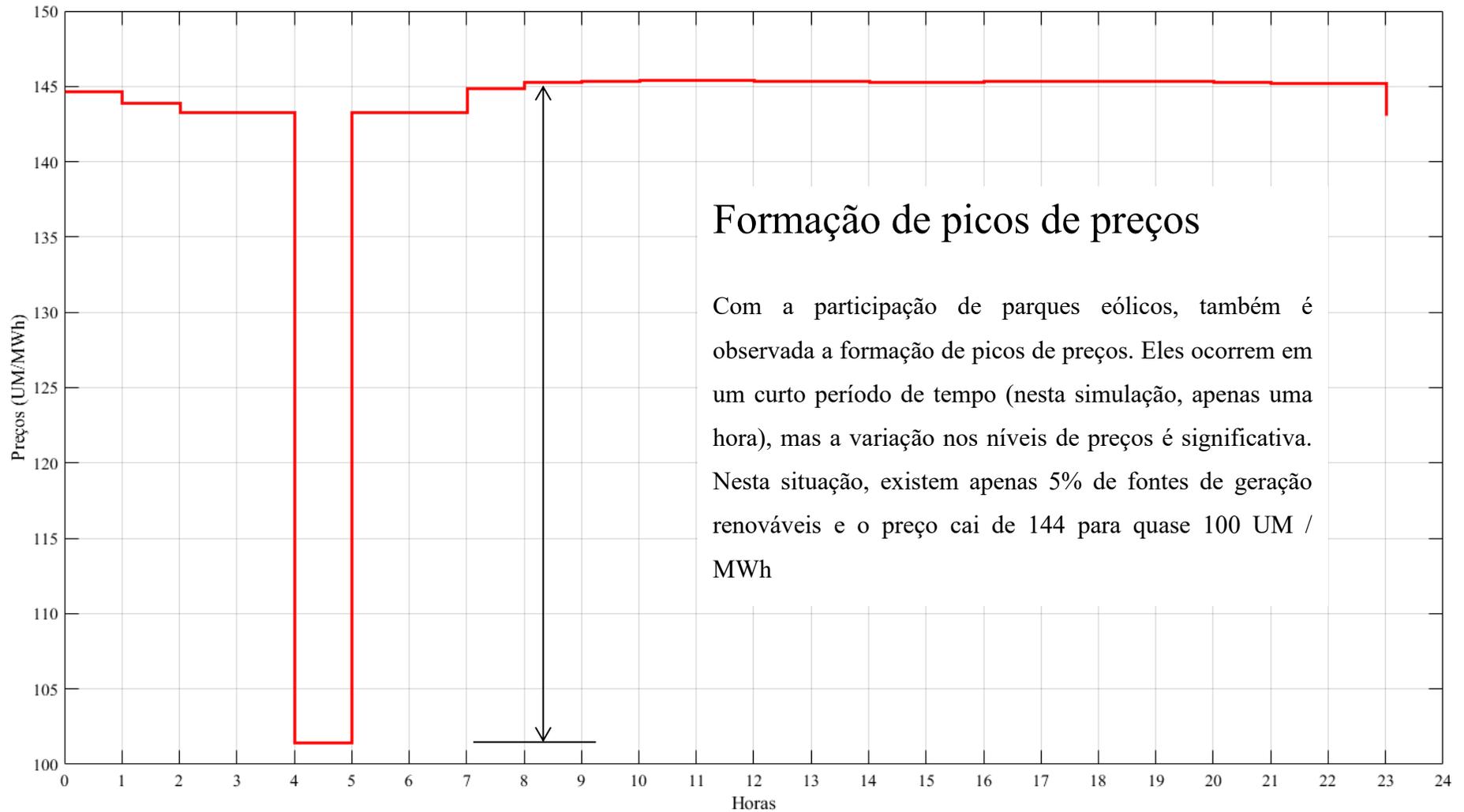
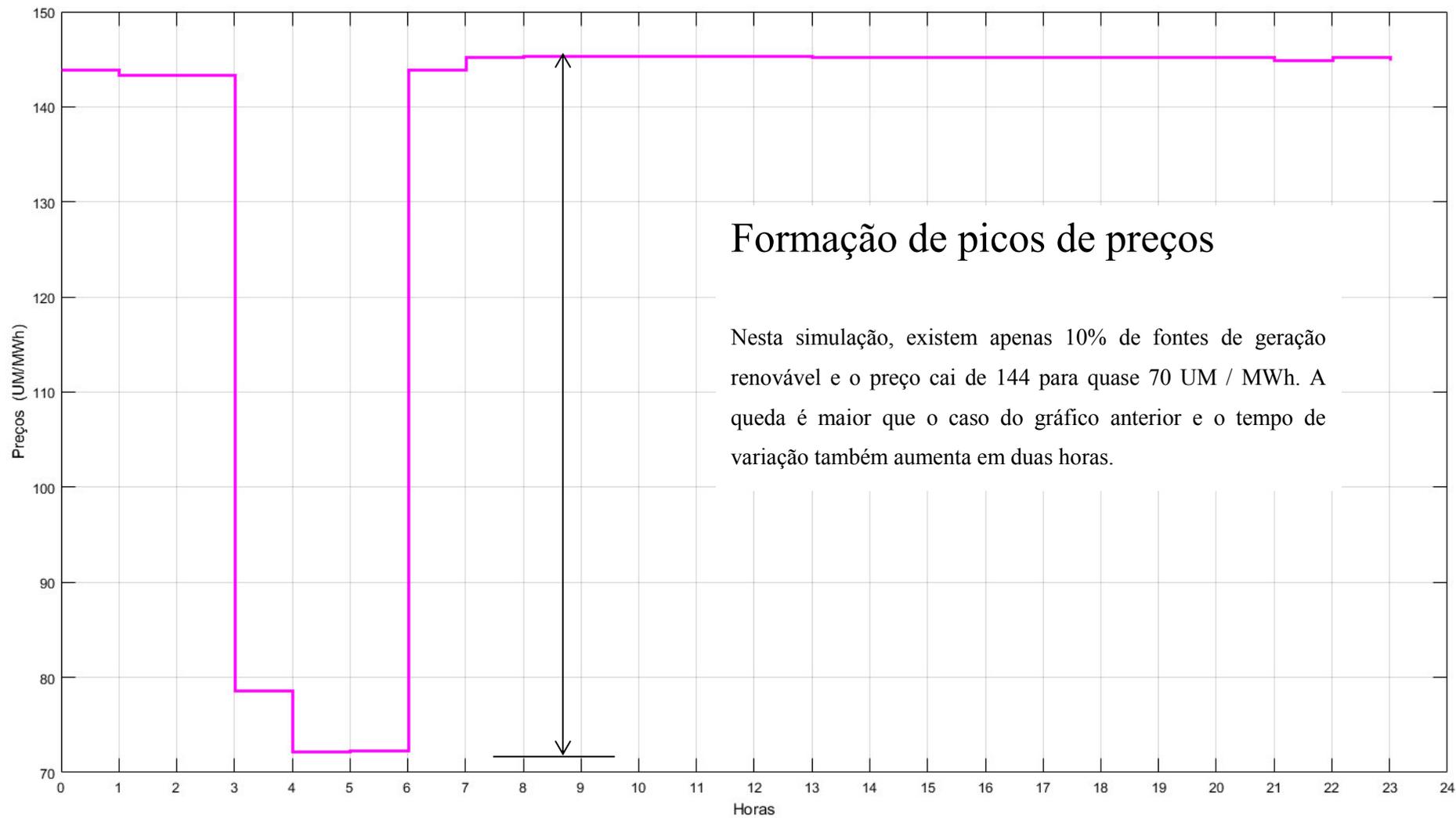


Figura 4.15: Preços por hora de um sistema com proporção 95% geração termelétrica e 5% geração eólica



Formação de picos de preços

Nesta simulação, existem apenas 10% de fontes de geração renovável e o preço cai de 144 para quase 70 UM / MWh. A queda é maior que o caso do gráfico anterior e o tempo de variação também aumenta em duas horas.

Figura 4.16: Preços por hora de um sistema com proporção 90% geração termelétrica e 10% geração eólica

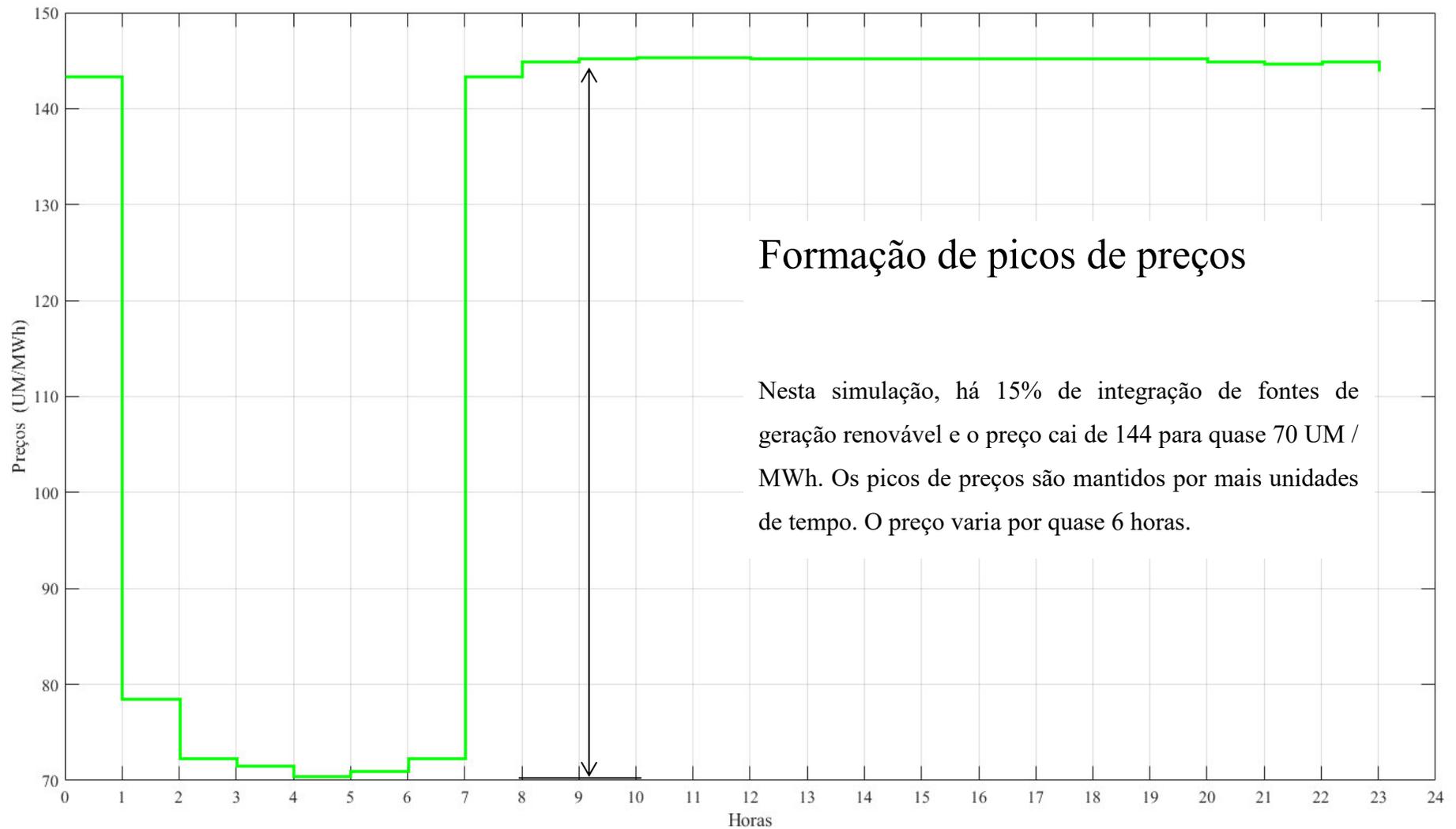


Figura 4.17: Preços por hora de um sistema com proporção 85% geração termelétrica e 15% geração eólica

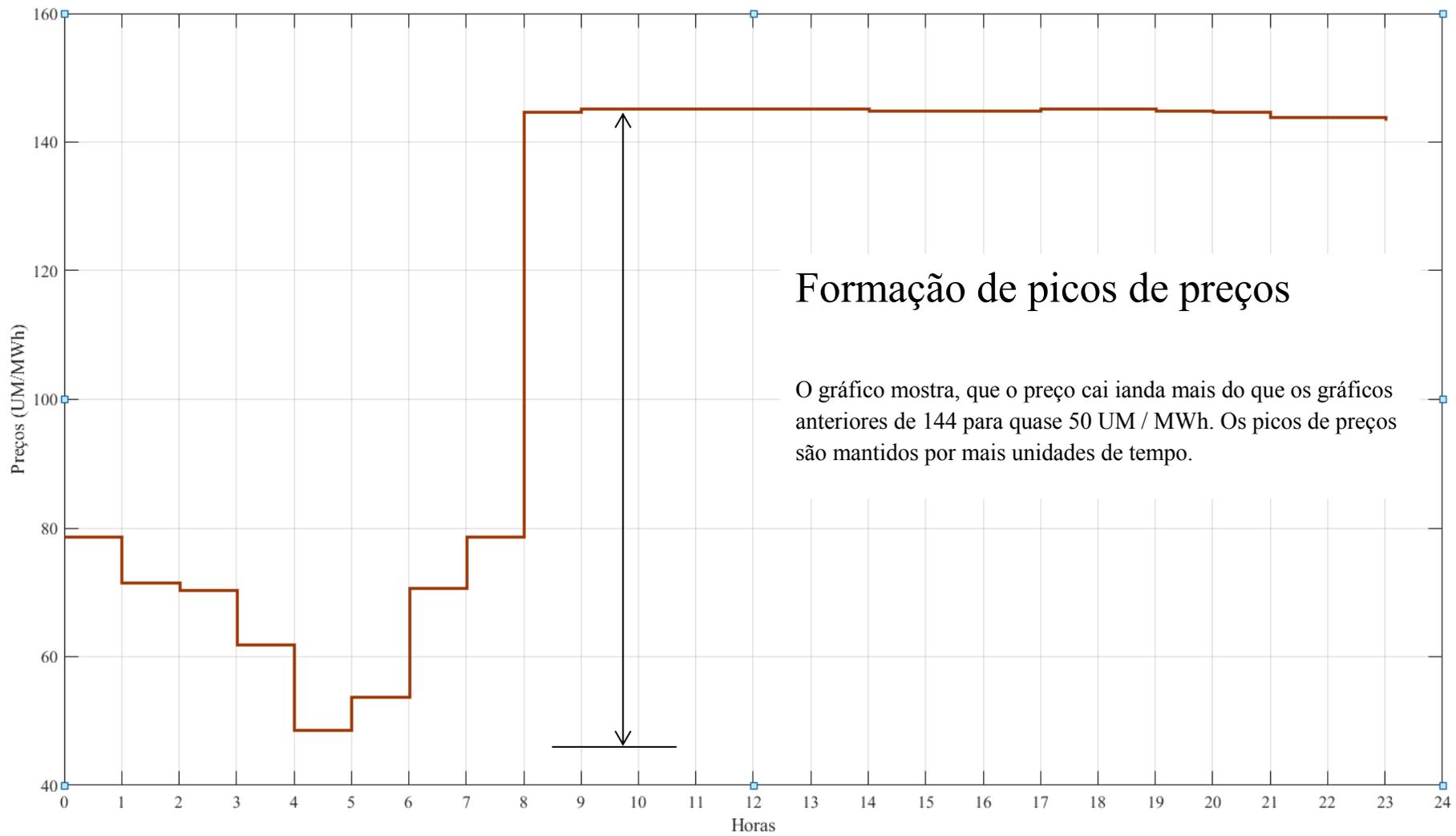


Figura 4.18: Preços por hora de um sistema com proporção 80% geração termelétrica e 20% geração eólica

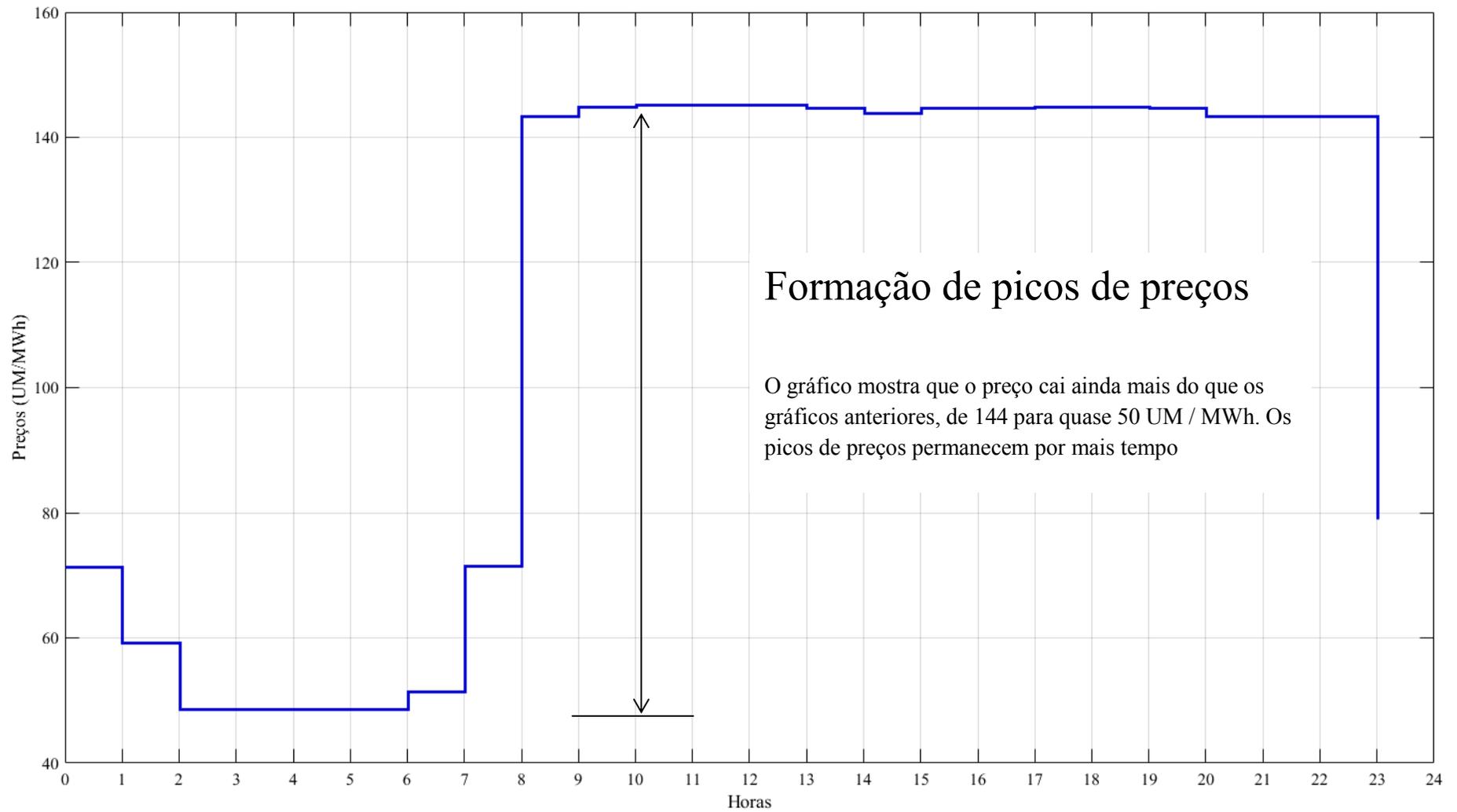


Figura 4.19: Preços por hora de um sistema com proporção 75% geração termelétrica e 25% geração eólica

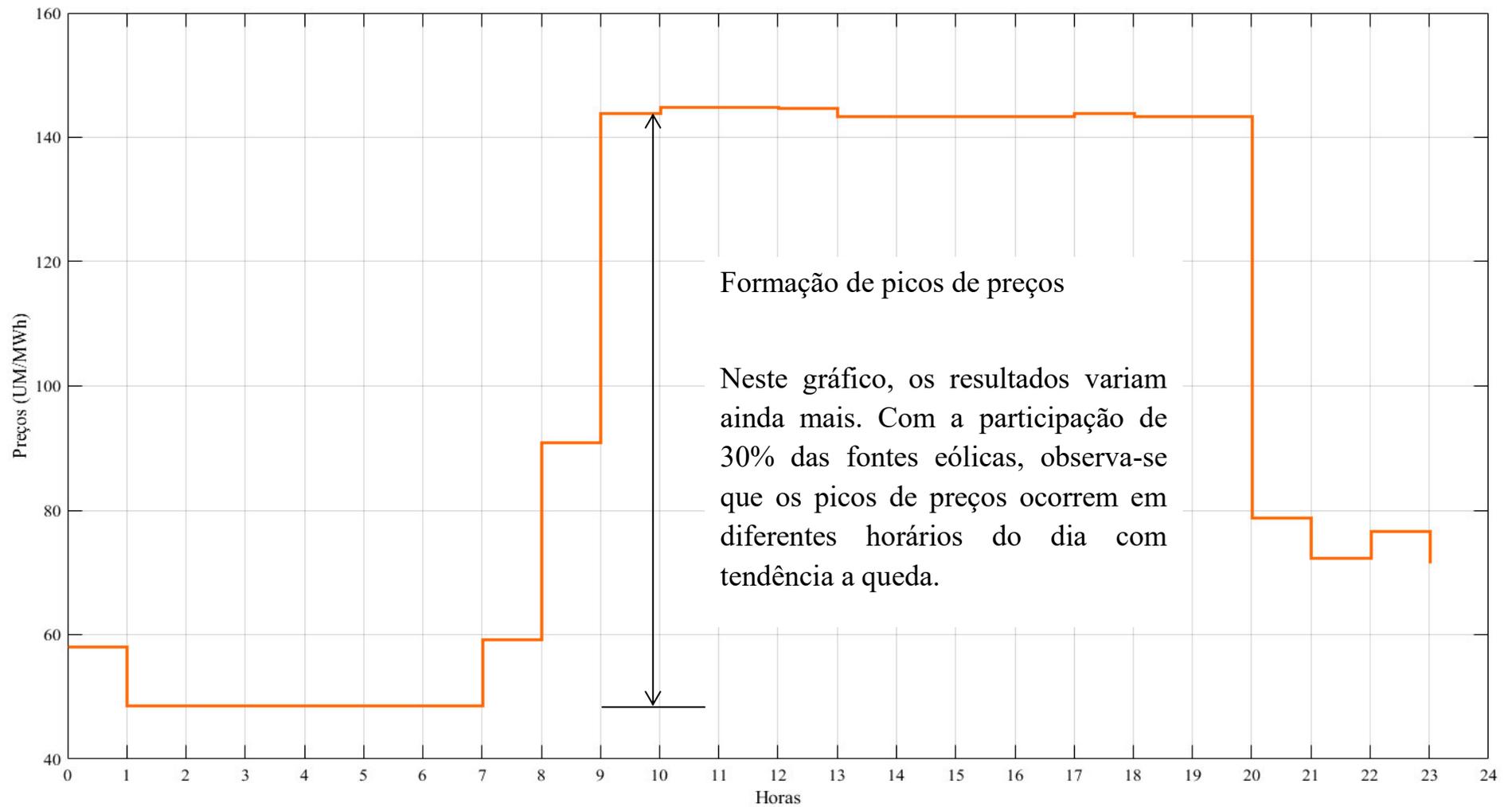


Figura 4.20: Preços por hora de um sistema com proporção 70% geração termelétrica e 30% geração eólica

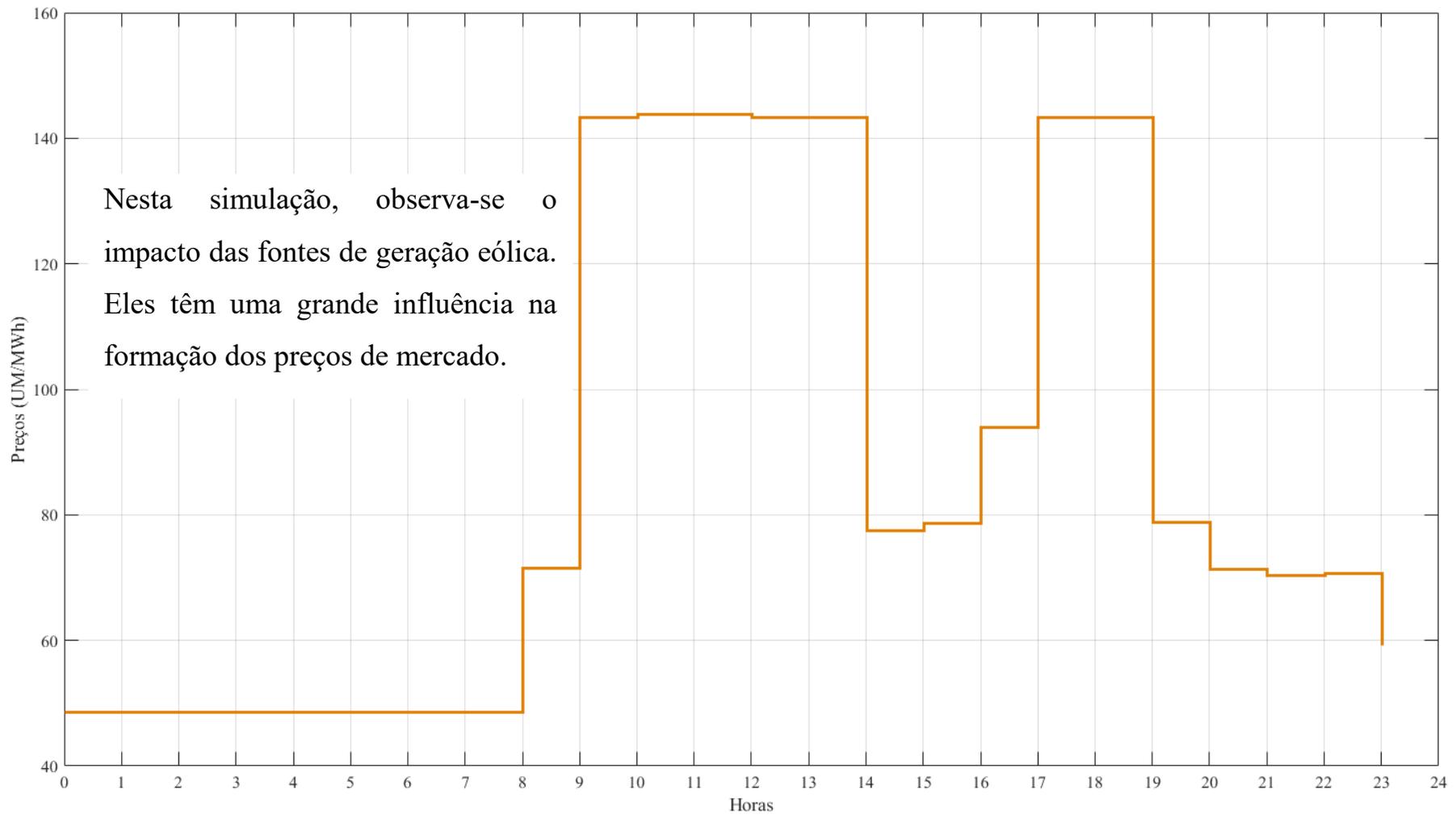


Figura 4.21: Preços por hora de um sistema com proporção 65% geração termelétrica e 35% geração eólica

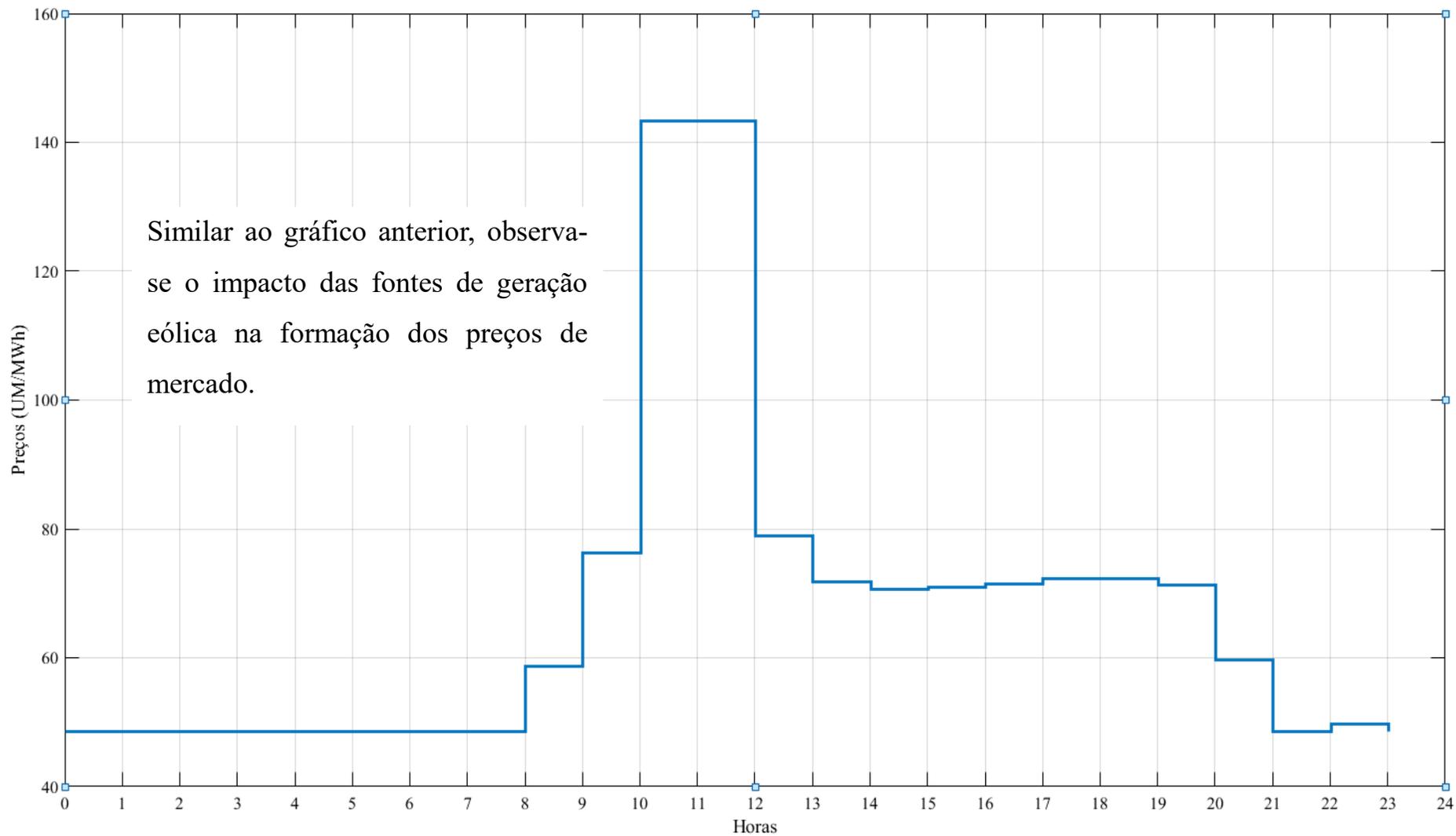


Figura 4.22: Preços por hora de um sistema com proporção 60% geração termelétrica e 40% geração eólica

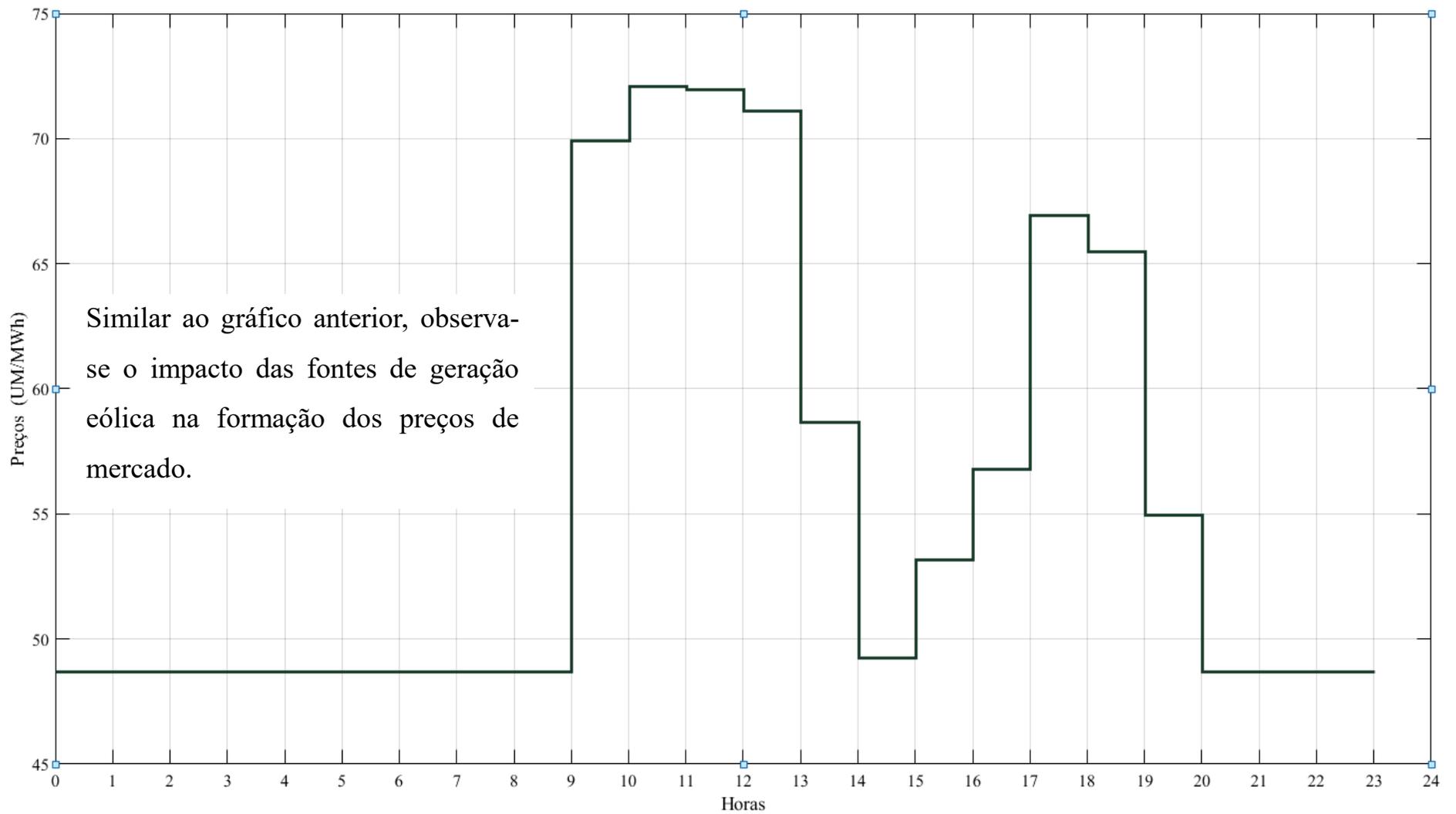


Figura 4.23: Preços por hora de um sistema com proporção 55% geração termelétrica e 45% geração eólica

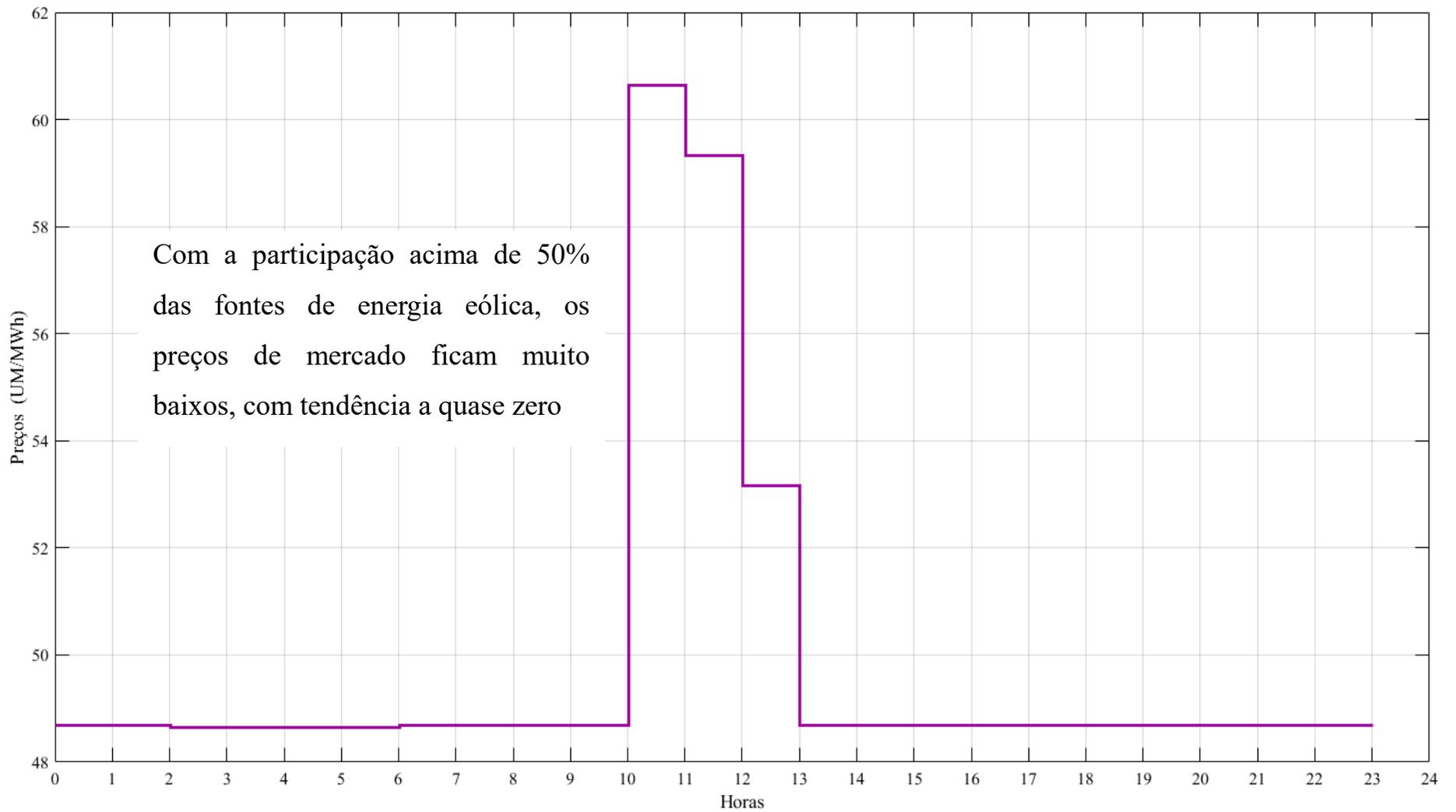


Figura 4.24: Preços por hora de um sistema com proporção 50% geração termelétrica e 50% geração eólica

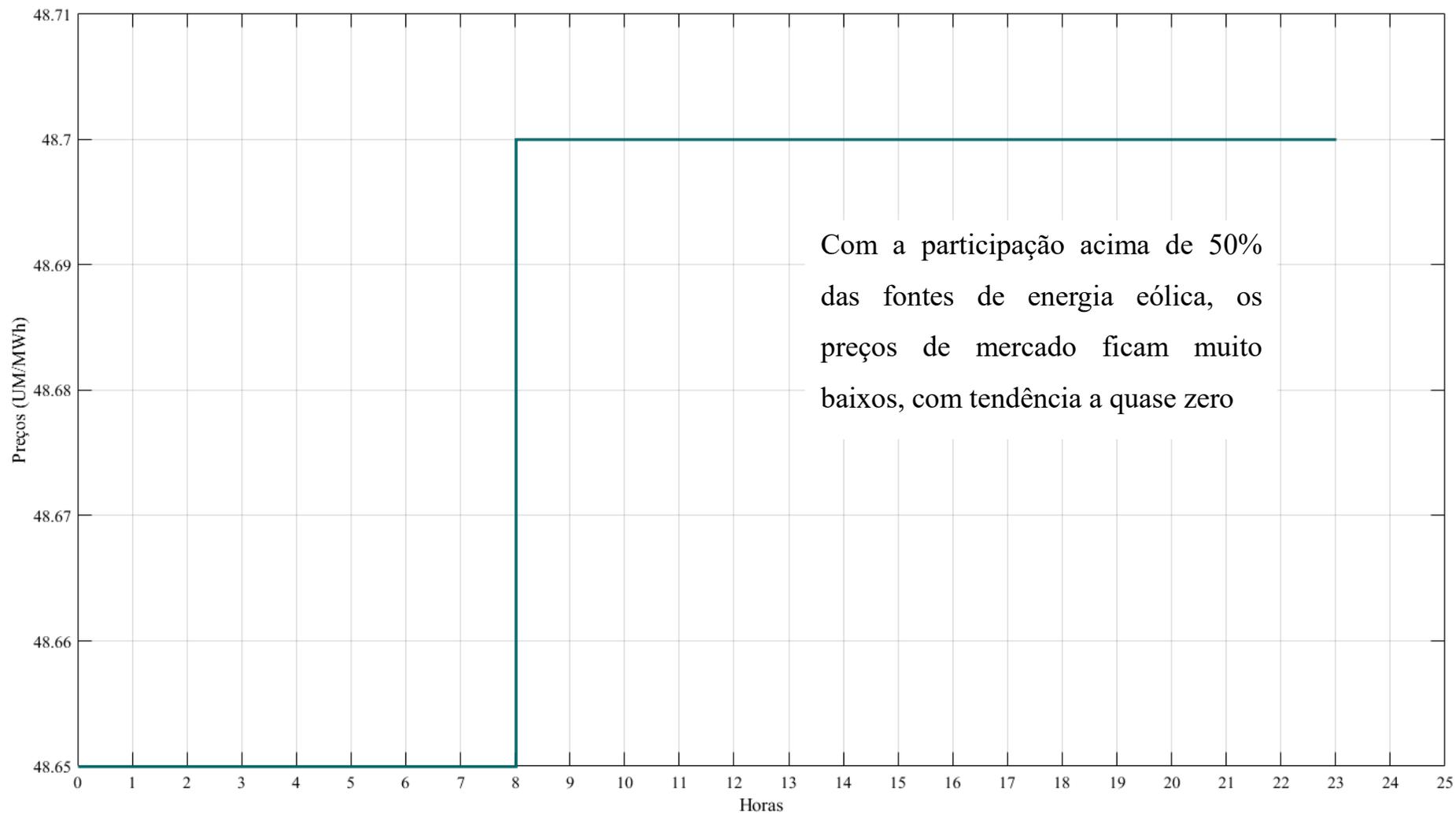


Figura 4.25: Preços por hora de um sistema com proporção 45% geração termelétrica e 55% geração eólica

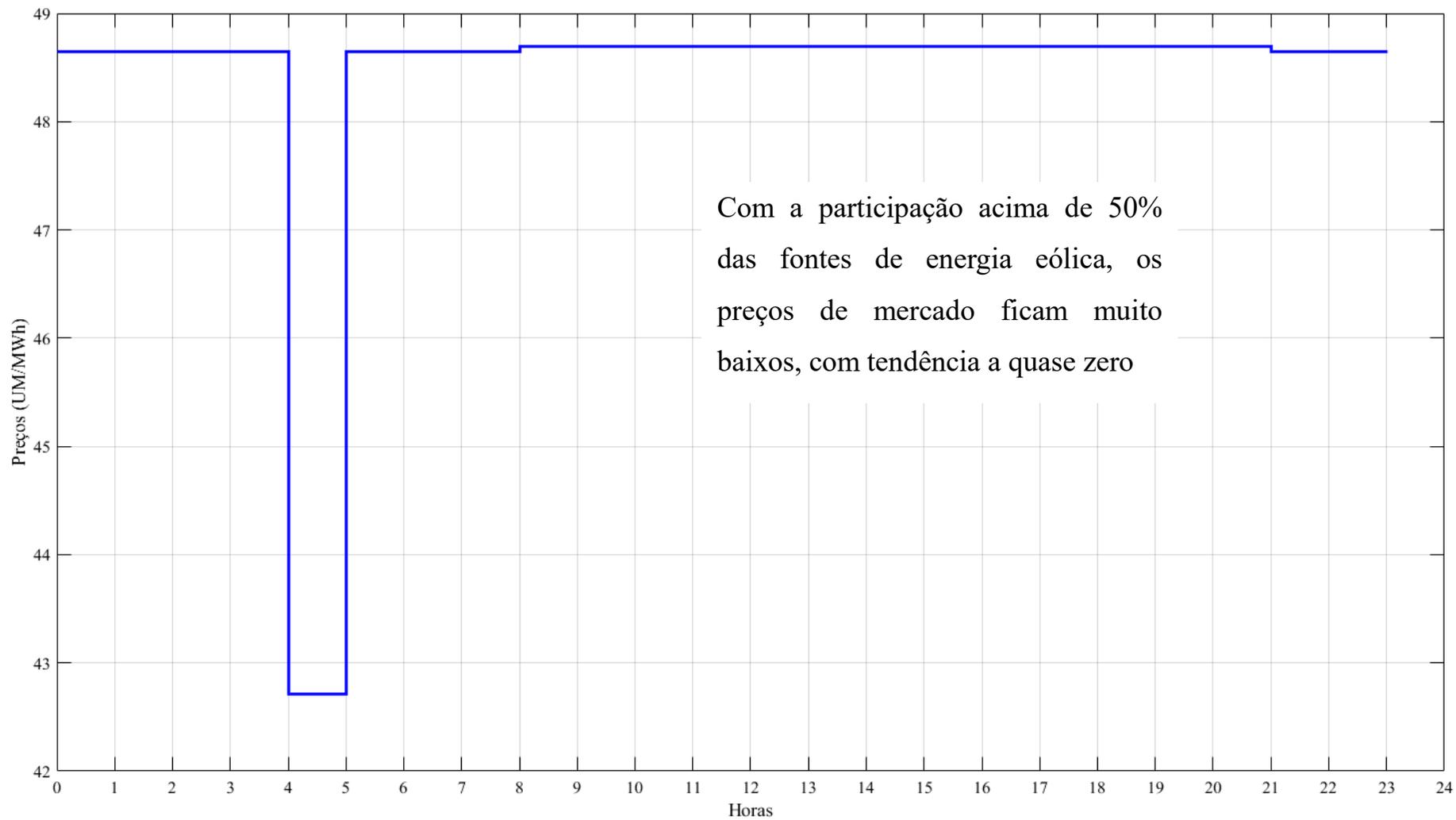


Figura 4.26: Preços por hora de um sistema com proporção 40% geração termelétrica e 60% geração eólica

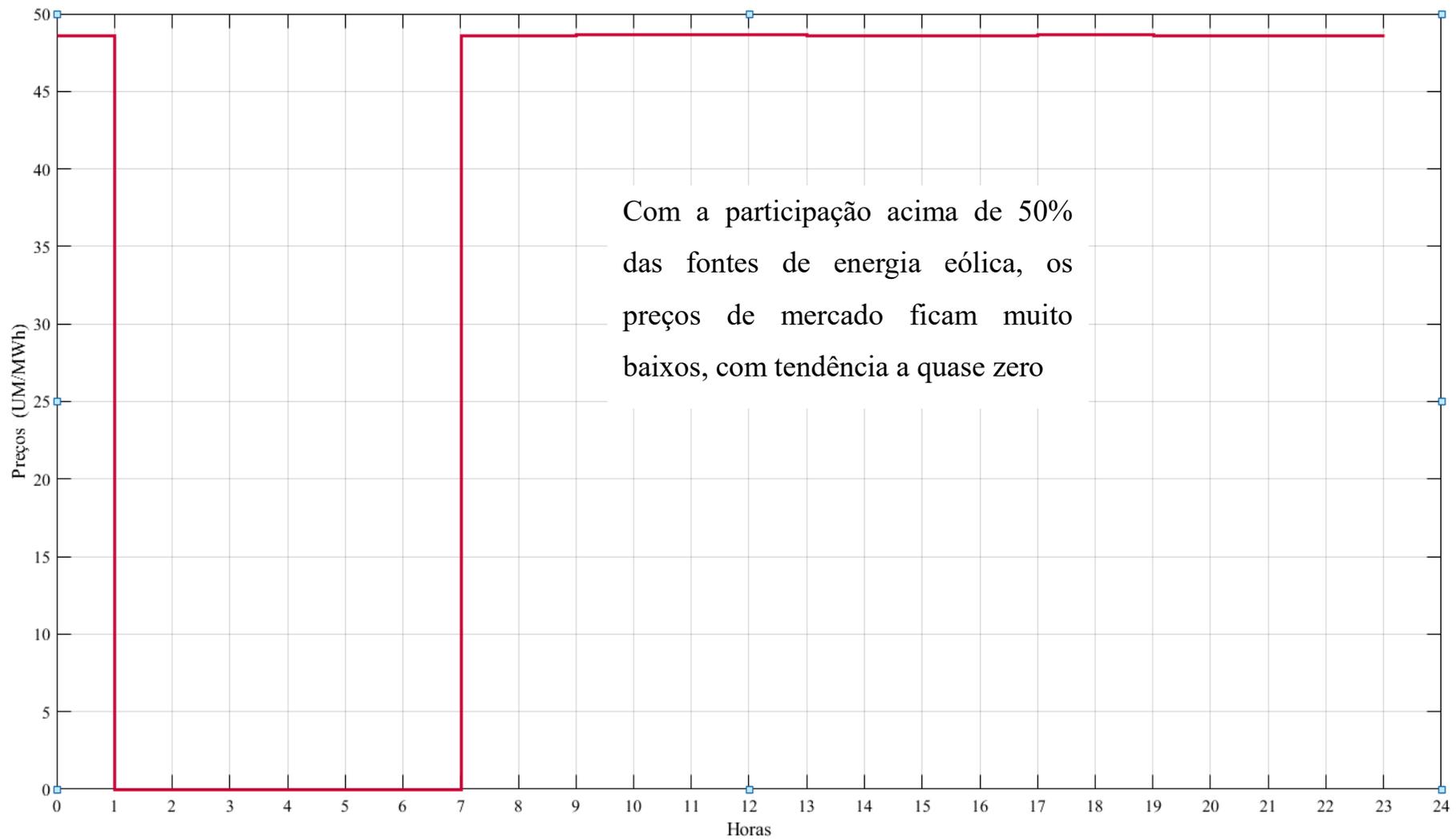


Figura 4.27: Preços por hora de um sistema com proporção 35% geração termelétrica e 65% geração eólica

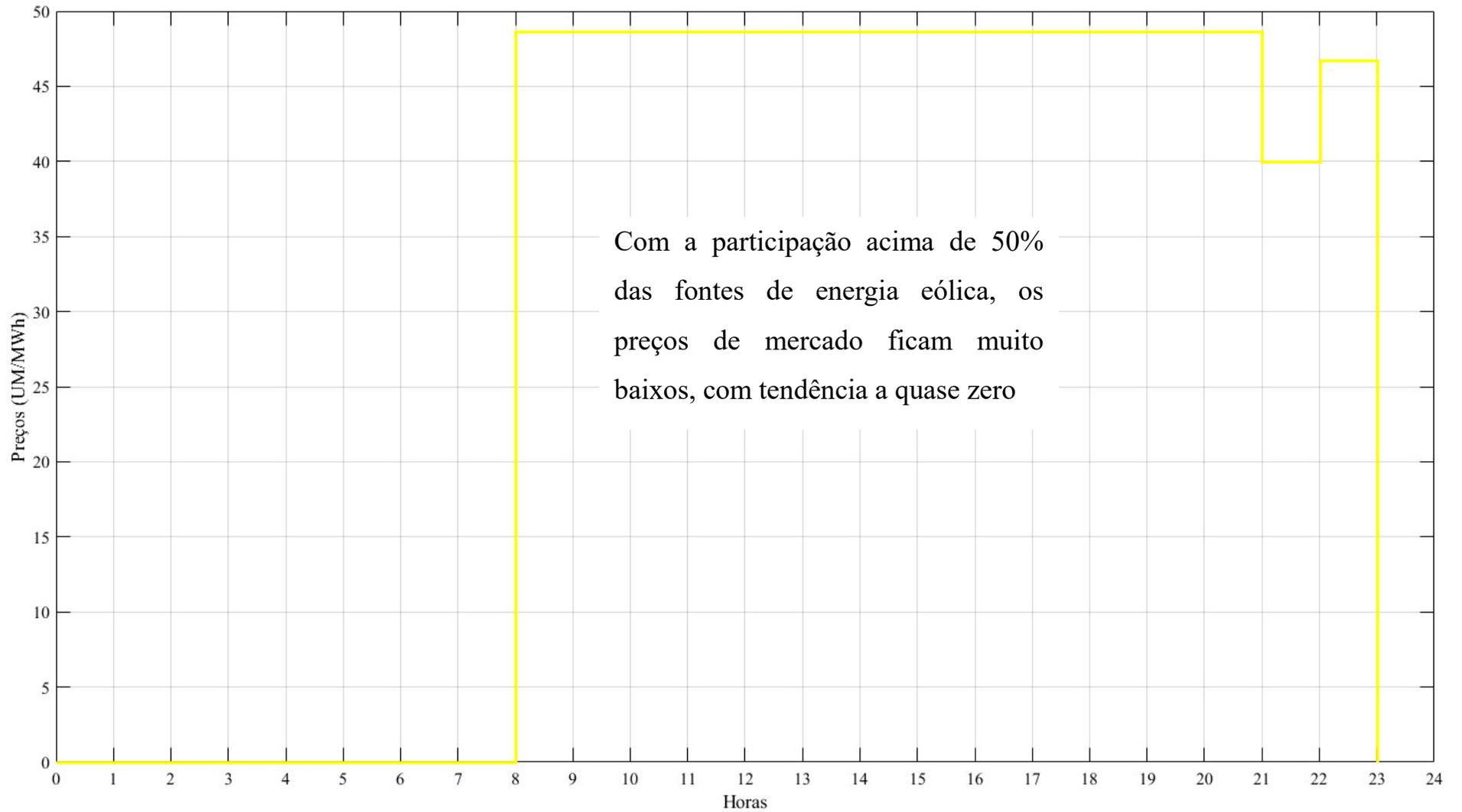


Figura 4.28: Preços por hora de um sistema com proporção 30% geração termelétrica e 70% geração eólica

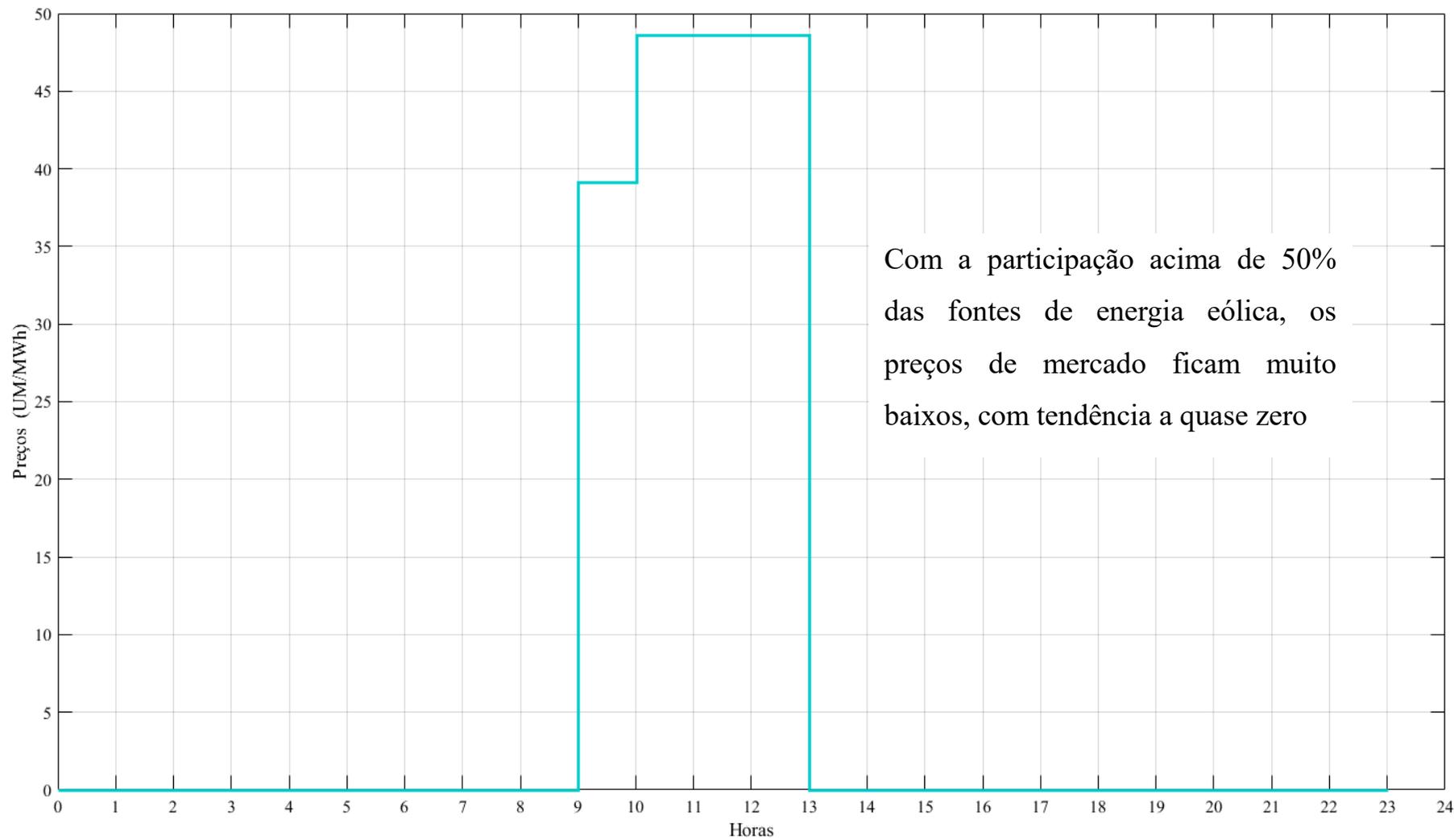


Figura 4.29: Preços por hora de um sistema com proporção 25% geração termelétrica e 75% geração eólica

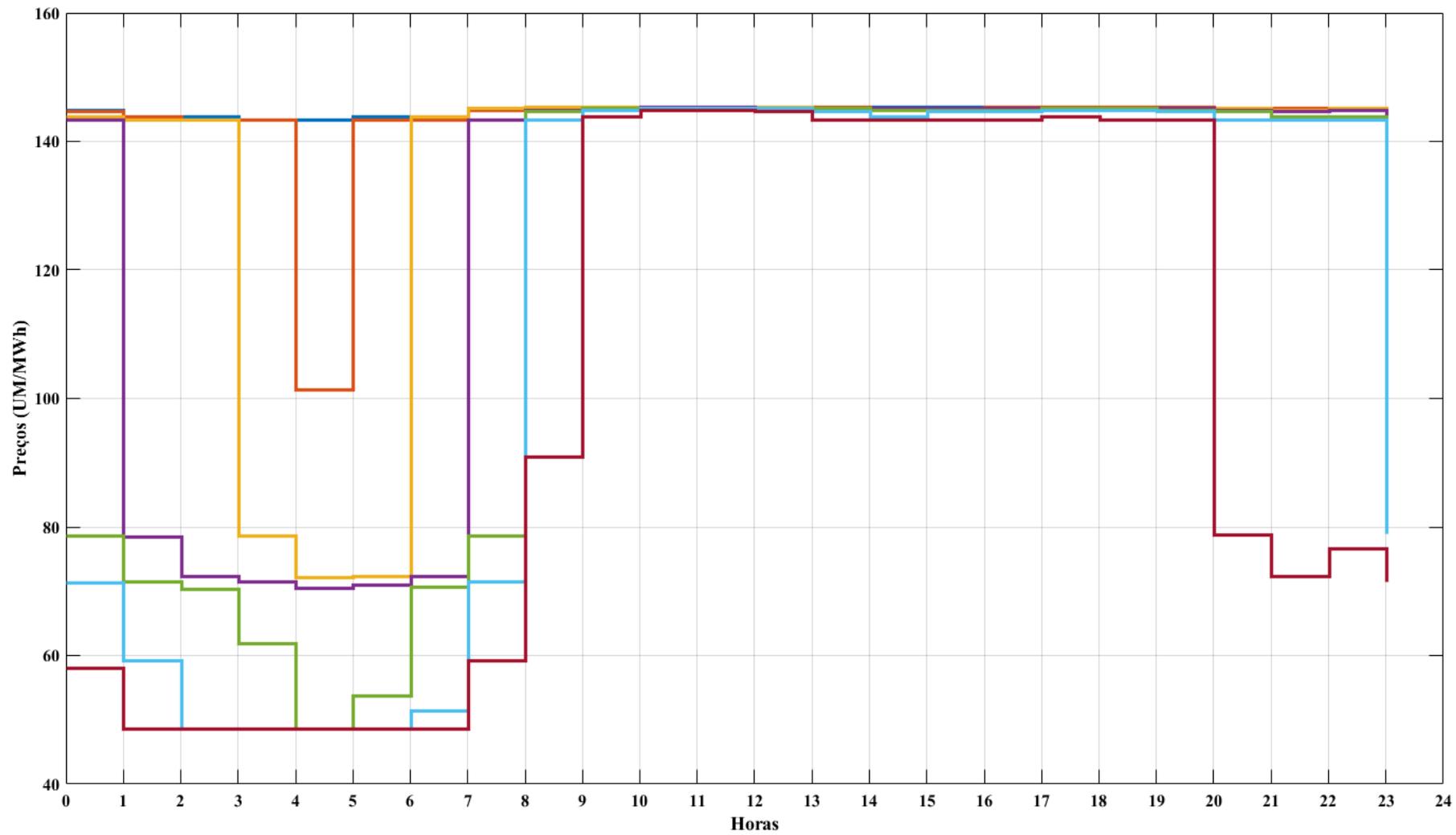


Figura 4.30: Comparação das curvas preços para % de participação de fontes eólicas (desde 0% até 30%)

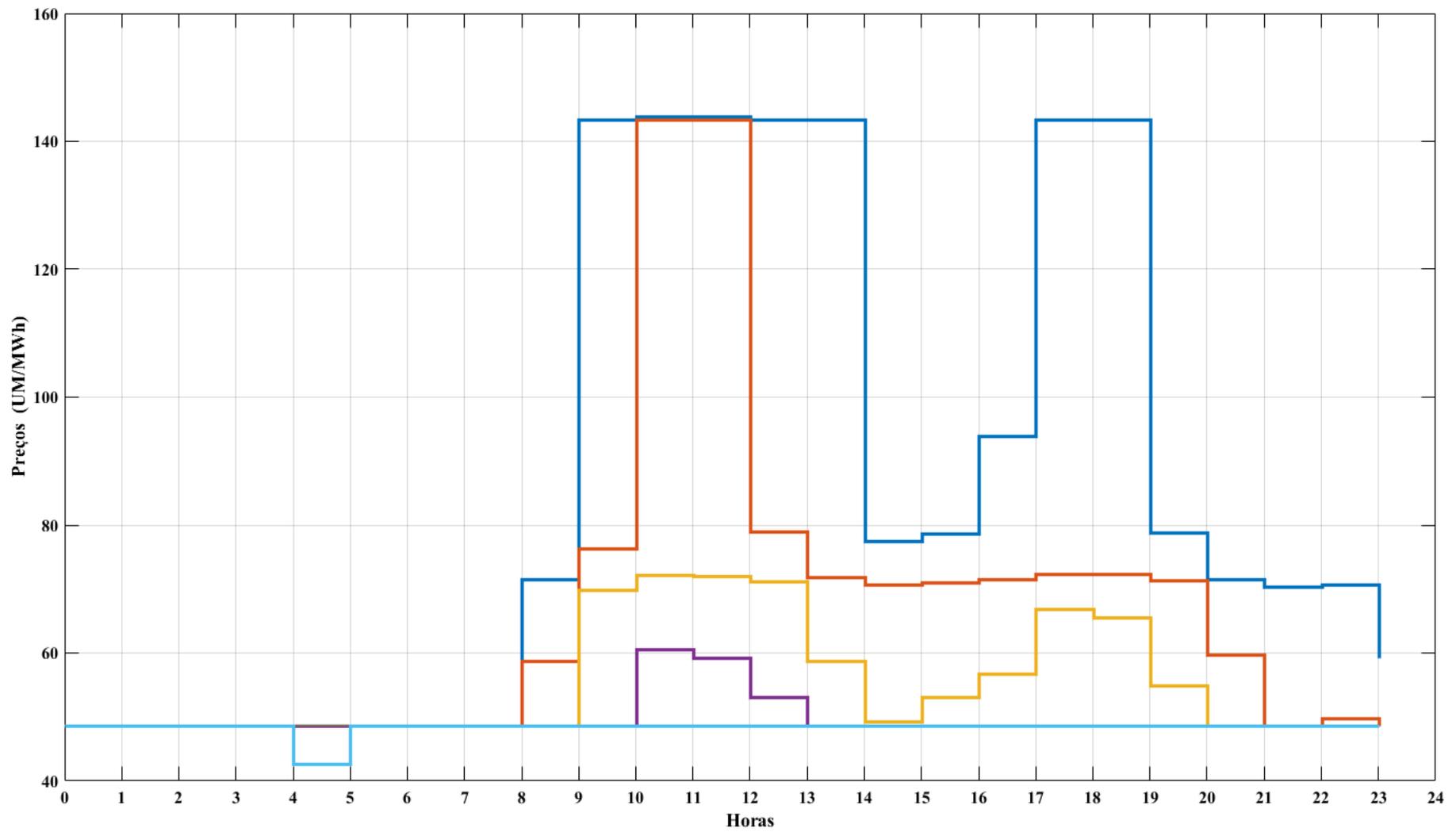


Figura 4.31: Comparação das curvas preços para % de participação de fontes eólicas (desde 35% até 60%)

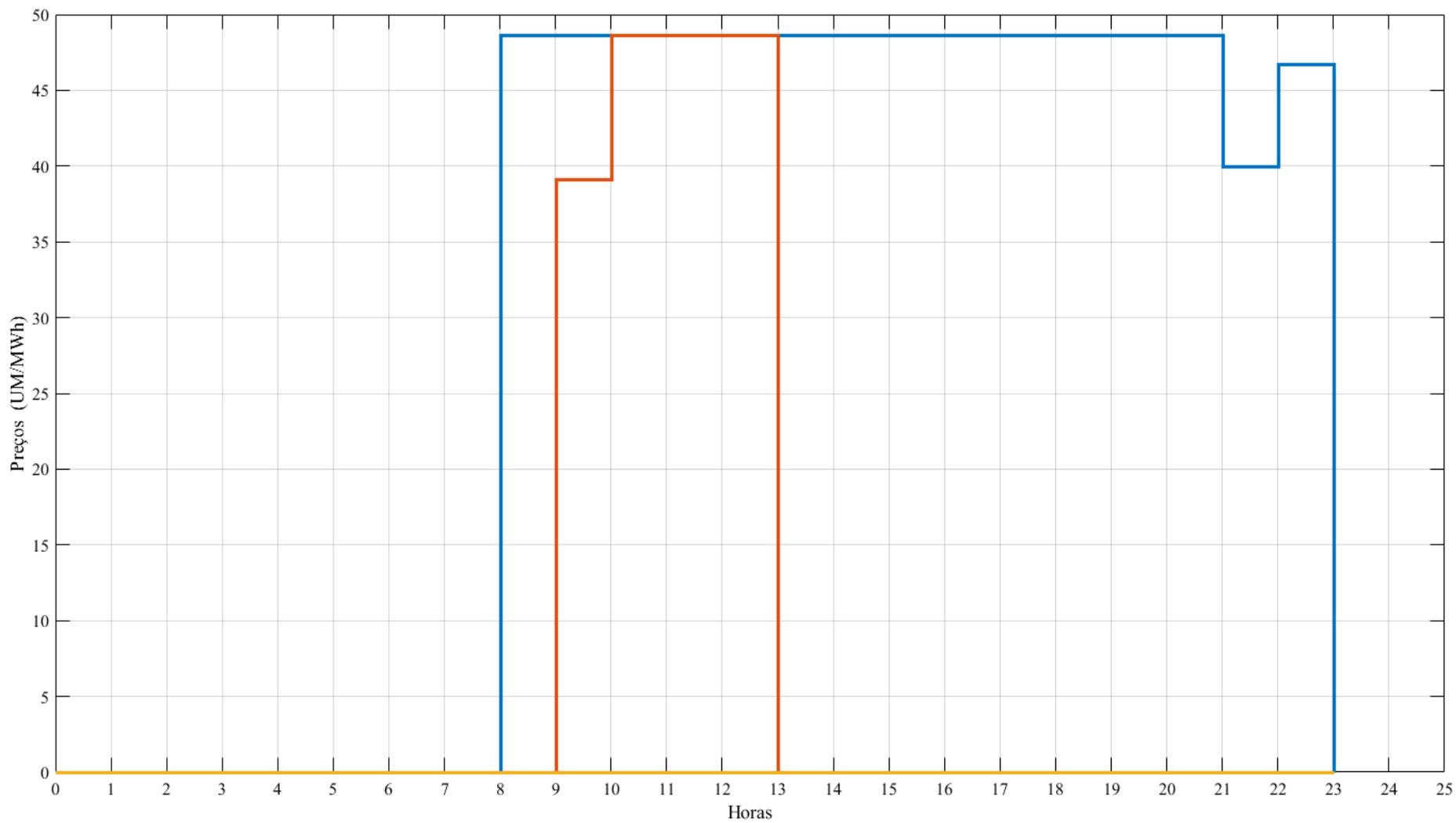


Figura 4.32: Comparação das curvas preços para % de participação de fontes eólicas (desde 65% até 80%)

4.5 Cálculo de índices estruturais e comportamentais

4.5.1 Índice de participação de mercado para o mercado elétrico brasileiro

Este índice corresponde á porcentagem de participação das 10 maiores empresas da matriz de energia do Brasil, mostradas na Tabela 4.2

Tabela 4.2: Índice de participação de mercado para o mercado elétrico brasileiro

<i>Nº</i>	<i>Agentes do Setor</i>	<i>Potência Instalada (kW)</i>	<i>%</i>
1º	Norte Energia S/A	11.233.100,00	6,55%
2º	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	10.323.428,00	6,02%
3º	Furnas-Centraís Elétricas S.A.	9.443.500,00	5,50%
4º	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A ELETRONORTE	8.883.150,00	5,18%
5º	Itaipu Binacional	7.000.000,00	4,08%
6º	Petróleo Brasileiro S.A PETROBRAS	6.376.728,15	3,72%
7º	Engie Brasil Energia S.A.	6.189.845,33	3,61%
8º	Copel Geração e Transmissão S.A.	5.574.529,55	3,25%
9º	Rio Paraná Energia S.A	4.995.200,00	2,91%
10º	Energia Sustentável do Brasil S.A. UHE Jirau	3.750.000,00	2,19%
		73.769.481,03	42,99%

4.5.2 Índice Herfindahl – Hirschman (*HHI*) para o sistema elétrico brasileiro e para o sistema nórdico.

A continuação foram calculados os índices *HHI* para o sistema elétrico brasileiro e para o sistema nórdico, usando as capacidades disponíveis no mercado. No caso do sistema nórdico foi calculado a partir dos dados disponibilizados na Tabela 2.1 e para o sistema elétrico brasileiro foram tomados da Figura 2.4. O *HHI* obtido para cada sistema é acima de 1800, portanto refere-se a um mercado altamente concentrado. Na Tabela 4.3 se apresentam os índices obtidos para os sistemas elétricos estudados. O

HHI com alto grau de concentração nos mercados de energia, os participantes têm maior capacidade de exercer o poder de mercado em um mercado concentrado.

Tabela 4.3 Cálculo do HHI para os países nórdicos e o Setor Elétrico Brasileiro de acordo com o percentual de participação de fontes de energia.

<i>Sistema elétrico</i>	<i>HHI</i>
Países nórdicos	2241,47
Brasil	4795,10

Entretanto, ao calcular o índice HHI, levando em consideração o percentual de participação dos 8.915 empreendimentos no Brasil, disponibilizados pela Aneel, obtém-se um índice HHI inferior a 1000 o que indica que é um mercado não concentrado (Tabela 4.4). No entanto, esse resultado não exclui que nenhuma das empresas que compõem o setor elétrico brasileiro possa exercer poder de mercado.

Tabela 4.4 Cálculo do HHI para o Brasil de acordo com o percentual de participação dos empreendimentos no Brasil.

<i>Sistema elétrico</i>	<i>HHI</i>
Brasil	230,50

4.5.3 Cálculo do índice de Lerner para o sistema elétrico nórdico

Tabela 4.5 Cálculo índice de Lerner para o sistema elétrico nórdico com 100% geradores termelétricos.

<i>FONTE</i>	<i>CM</i>	<i>LI</i>
EXCEDENTE	48,7	0,66
NUCLEAR	156,67	-0,08
RESIDUOS NÃO BIOLÓGICOS	78,68	0,46
CARVÃO	254,75	-0,75
GAS NATURAL	374,22	-1,57
GEOTERMICA	327,47	-1,25
FUEL OIL	762,99	-4,25

Tabela 4.6 Cálculo índice de Lerner para o sistema elétrico nórdico com 20% de fontes de geração eólica.

<i>FONTE</i>	<i>CM</i>	<i>LI</i>
EOLICA	0	1,00
EXCEDENTE	48,7	0,66
NUCLEAR	156,67	-0,08
RESIDUOS NÃO BIOLÓGICOS	78,68	0,46
CARVÃO	254,75	-0,75
GAS NATURAL	374,22	-1,58
GEOTERMICA	327,47	-1,25
FUEL OIL	762,99	-4,25

4.6 Análise

O objetivo da desregulamentação nos mercados de eletricidade é proporcionar eficiência de mercado e baixos preços de eletricidade, introduzindo concorrência. Portanto, os preços da eletricidade são estabelecidos pelas forças de mercado, não por reguladores ou operadores de mercado. No entanto, o acesso à energia é o principal fator que sustenta e desenvolve qualquer sociedade, para que se mantenha alinhada às mudanças tecnológicas e que seja estruturalmente competitiva, além disso, a energia elétrica, por ser considerada uma concessionária, é necessário permitir o acesso da população de baixa renda a esse serviço. Portanto, os Estados exercem autonomia das funções de política, regulação, controle e provisão de serviços de eletricidade e implementam os mecanismos necessários para o desempenho de suas funções. Essas funções de controle que os governos exercem sobre seus interesses podem ser consideradas um fator importante que não permitiu que as atividades dos mercados de eletricidade fossem perfeitamente competitivas. desde o final do século XX até o presente, praticamente não há mercado de eletricidade totalmente desregulado. No Brasil, o projeto RESEB não foi concluído por vários motivos, entre os quais uma estrutura regulatória incompleta pode ser citada; a falta de planejamento decisivo e uma economia ainda não estável, inibiram o fluxo de investimentos necessários para garantir a expansão do sistema. Também ocorreram problemas hidrológicos desfavoráveis, que levaram a uma crise elétrica sem precedentes, que culminou no racionamento elétrico que durou todo o ano de 2001 e parte de 2002. Os principais objetivos foram a segurança do fornecimento de eletricidade; acessibilidade tarifária; e universalização do fornecimento de energia elétrica. Todos os contratos de energia previamente

estabelecidos foram respeitados, no entanto, as empresas de geração e transmissão pertencentes ao Grupo Eletrobras foram retiradas do processo de privatização, que manteve uma parcela importante da participação do Estado no mercado brasileiro de energia elétrica.

É importante observar que, com o Acordo de Paris, alcançado no final de 2015, que estabelece o compromisso das nações em reduzir drasticamente as emissões de dióxido de carbono (CO₂) e promover a redução do efeito estufa, o processo de descarbonização se torna em um grande desafio, porque grandes mudanças são necessárias no nível da infraestrutura, principalmente de transporte e eletricidade dos países, especialmente porque elas possuem grandes cotas de emissões de CO₂. Essas ações para obter descarbonização estão entre outras: mudanças nos vetores de energia, geração baseada em fontes renováveis de energia e maior eficiência energética. Dentro de sua matriz energética, alguns países possuem geração hidrelétrica para garantir o fornecimento de energia e evitar o uso de combustíveis fósseis; no entanto, a dependência desse tipo de geração também apresenta riscos: variações hidrológicas, acentuadas pelos efeitos das mudanças climáticas, podem comprometer seriamente a produção de eletricidade. Isso levou o progresso das energias renováveis, como a geração eólica, ao cumprimento dos objetivos de descarbonização, além de serem energias limpas, elas têm a vantagem de reduzir os custos de produção. No entanto como o vento é uma fonte de energia em constante mudança, a geração de energia elétrica nem sempre está disponível em sistemas independentes. Portanto, na maioria dos casos, é necessária a interação com um utilitário para garantir o fornecimento contínuo de energia. Com base nas situações descritas acima, pode-se dizer que as fontes renováveis de energia, especialmente as geradoras de energia eólica, penetraram no mercado de eletricidade sob as políticas de promoção e subsídios estabelecidas pelos governos, cobertas pelos compromissos assumidos com os acordos para reduzir as emissões de CO₂. Sob essa premissa, os parques de geração eólica estão posicionados com vantagens significativas em relação aos geradores termelétricos convencionais; os geradores eólicos desfrutam desses benefícios se, no entanto, o verdadeiro exercício do poder de mercado for realizado pelos governos.

Capítulo 5 Conclusão

Neste capítulo são apresentadas as conclusões do trabalho.

As energias renováveis são uma tendência nos mercados de energia em todo o mundo e exercem uma grande influência na formação dos preços de energia elétrica, com tendência a diminuir os custos marginais, que se traduz em preços mais baixos. Os principais efeitos da alta penetração dos parques eólicos nos mercados de eletricidade são:

Diminuição no preço médio do mercado: na medida que aumenta a participação de fontes de energia renováveis ou com custos marginais baixos, se traduz em preços mais baixos com uma tendência à redução nos níveis de operação dos geradores térmicos. A participação das fontes eólicas pode colocar em risco o próprio modelo de negócio das plantas térmicas tradicionais, que têm perspectiva de uma geração menor e mais incerta. Essa tendência compromete tanto o equilíbrio e viabilidade financeira das plantas geradoras existentes como também a atratividade de projetos de novas plantas térmicas. A demanda tende a aumentar, mas as fontes renováveis de energia ainda não estão suficientemente desenvolvidas para atender à demanda total exigida, o aumento da participação de renováveis no mercado manter esses preços baixos não seria benéfico para os geradores térmicos, que ainda têm a maior responsabilidade no manuseio da carga, mesmo em períodos em que as condições ambientais são desfavoráveis para fontes renováveis, como fontes eólica e solar e, no caso de energia hidrelétrica na estação seca.

Volatilidade dos preços: o aumento da participação da geração de fontes de energia eólica com custos marginais zero ou muito baixos altera a dinâmica dos preços, aumentando sua volatilidade, por algum tempo, e altera a correlação entre os preços da energia e os custos de produção de geradores termoeletrônicos.

Picos de preços: a formação de picos de preços na curva da oferta dos geradores acontecem na medida que aumenta a porcentagem de participação das fontes renováveis.

Fontes renováveis de energia: as fontes de energia eólica, tem a maior presença nos mercados atacadistas depois das fontes hidrelétricas, elas poderiam exercer poder de mercado, pelo fato de conseguir ter uma máxima produção com o custo de produção muito baixo ou quase zero. Essas fontes utilizam o fato do subsídio para ter máxima produtividade e lucro, esses incentivos às novas tecnologias geram custos para os consumidores finais e é incrementado na medida que aumenta a participação das fontes eólicas no mercado elétrico. A integração da geração eólica em larga escala não é apenas um desafio técnico, mas também econômico para os sistemas de energia elétrica. A penetração do vento no sistema de energia tem os seguintes efeitos nos sistemas de energia elétrica: reduz a demanda líquida a ser fornecida pelas unidades convencionais, o requisito de reserva deve ser aumentado para poder lidar com um erro simultâneo na energia eólica e é necessária mais flexibilidade para compensar as flutuações na energia eólica. A integração eólica reduz o custo de combustível do sistema, deslocando parte de combustíveis fósseis caros. No entanto, é necessário um custo extra associado aos requisitos de flexibilidade para acomodar grandes volumes de energia eólica adequadamente. O custo adicional da flexibilidade compensa, em certa medida, o benefício de substituir a geração convencional pela geração eólica.

Ferramentas de detecção de poder de mercado: para a detecção de poder de mercado são empregadas ferramentas de abordagens estruturais e comportamentais e abordagens de simulação de mercado. Enquanto os índices estruturais lidam com as características dimensionais, numéricas e outras características estruturais dos mercados para encontrar o potencial do poder de mercado, os índices comportamentais normalmente examinam o comportamento real das empresas e buscam evidências do uso do poder de mercado. Os índices de monitoramento estruturais incluem o índice de oferta residual, o índice de fornecedores pivotal, o índice de oferta residual, índice de Lerner e o Índice Hirschman-Herfindahl (*HHI*). O *HHI* é um dos métodos para medir o grau de concentração nos mercados de energia, no entanto a natureza estática do *HHI* restringe a possibilidade de levar em consideração os aspectos dinâmicos do sistema de energia. As técnicas de simulação são usadas para identificar o exercício do poder de mercado. Modelos de simulação que tomam o poder de mercado como um fator desconhecido e tentam medi-lo usando métodos diferentes calculam o custo marginal de produção com base nos dados disponíveis para todas as unidades de geração e comparam os preços estimados com os preços de mercado publicados.

Referências

- [1] E. Lakic, T. Medved, J. Zupancic, and A. F. Gubina, “The review of market power detection tools in organised electricity markets,” *2017 14th Int. Conf. Eur. Energy Mark. (EEM), Dresden*, pp. 1–6, 2017.
- [2] A. Kian and A. Keyhani, “Stochastic price modeling of electricity in deregulated energy markets,” *Proc. 34th Annu. Hawaii Int. Conf. Syst. Sci. Maui, HI, USA*, pp. 1–7, 2001.
- [3] B. S. Ledgerwood and J. Verlinda, “Market Manipulation in Energy-Related Markets,” *Am. Bar Assoc. Transp. Energy Ind. Dig.*, no. 15, pp. 10–14, 2017.
- [4] S. Stoft, *Power System Economics Designing Markets for Electricity*, 1st ed. New York: IEEE Press & WILEY-INTERSCIENCE, 2002.
- [5] A. Parmar and R. Bhakar, “Capacity reimbursement mechanisms: Challenges and opportunities in deregulated markets,” *2016 IEEE 6th Int. Conf. Power Syst. ICPS 2016*, pp. 1–6, 2016.
- [6] H. Liu, C. Ye, Y. Ding, and Z. Chen, “Some New Developments of Forecasting in Power Market,” *2018 IEEE Int. Conf. Environ. Electr. Eng. 2018 IEEE Ind. Commer. Power Syst. Eur. (EEEIC / I&CPS Eur. Palermo)*, pp. 1–5, 2018.
- [7] M. Negrete-Pincetic and S. Meyn, “Markets for differentiated electric power products in a Smart Grid environment,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–7, 2012.
- [8] R. Baldick, “Market power, market power mitigation, and efficiency,” *IEEE PES Gen. Meet. PES 2010*, p. 6551, 2010.
- [9] I. Das, K. Bhattacharya, and C. Canizares, “Optimal incentive design for targeted penetration of renewable energy sources,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 5, no. 4, pp. 1213–1225, 2014.
- [10] L. Puglia, A. Bemporad, A. Jokic, and A. Virag, “A stochastic optimization approach to optimal bidding on dutch ancillary services markets,” *Int. Conf. Eur. Energy Mark. EEM*, pp. 1–8, 2013.
- [11] J. Winkler and M. Klobasa, “Quantifying the effects of different support policies for renewables on European electricity markets,” *Int. Conf. Eur. Energy Mark. EEM*, pp. 1–5, 2014.
- [12] H. Kaur, P. Kumar, A. Sharma, and N. Kamaiya, “Power system restructuring & competitive wholesale electricity markets in deregulated environment,” in

- Proceedings of the International Conference on Innovative Applications of Computational Intelligence on Power, Energy and Controls with Their Impact on Humanity, CIPECH 2014*, 2014, no. November, pp. 233–237.
- [13] D. of Finance, “Market Power Mitigation Mechanisms for the Wholesale Electricity Market Information Paper Department of Finance | Public Utilities Office October 2016,” *Battle Gr. Rep.*, no. October, 2016.
- [14] U. Helman and IEEE, “Market modeling in monitoring and mitigation of US electricity markets,” *2005 Ieee Power Eng. Soc. Gen. Meet. Vols, 1-3*, p. 2027, 2005.
- [15] A. Mehrtash, P. Wang, and L. Goel, “Reliability evaluation of generation system incorporating renewable generators in a spot power market,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 639798, pp. 1–6, 2011.
- [16] M. E. El-Hawary and G. S. Christensen, *Optimal Economic Operation of Electric Power Systems*. New York, 1979.
- [17] Z. Shahidehpour, S. M., Yamin, H., and Li, *Market Operations in Electric Power Systems Forecasting, Scheduling, and Risk Management*. New York: John Wiley & Sons, Inc, 2002.
- [18] S. Hunt, *making competition work in eletrcicity*. New York: John Wiley and Sons, Inc, 2002.
- [19] P. Vassilopoulos, “Models for the identification of market power in wholesale electricity markets,” *UFR Sci. Organ. DEA*, vol. 129, no. September, pp. 1–102, 2003.
- [20] M. A. F. Ghazvini, S. Ramos, J. Soares, Z. Vale, and R. Castro, “Toward retail competition in the Portuguese electricity market,” *Int. Conf. Eur. Energy Mark. EEM*, vol. 2016-July, 2016.
- [21] T. Gomez *et al.*, “European Union Electricity Markets: Current Practice and Future View,” *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 17, no. 1, pp. 20–31, 2019.
- [22] O. R. de A. PASTORE, “Trabalho de Pesquisa Realizado Sobre o Mercado de Energia da União Europeia e dos Estados Unidos da América,” p. 48 p., 2017.
- [23] X. Xue, X. Wang, D. Liu, J. Guo, L. Li, and X. Li, “The Enlightenment of Foreign Power Market Reform Experience to China’s Power Market Construction,” *2nd IEEE Conf. Energy Internet Energy Syst. Integr. EI2 2018 - Proc.*, pp. 1–3, 2018.
- [24] “NordPoolGruop,” 2019. [Online]. Available:

- <https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/Bidding-areas>. [Accessed: 29-Dec-2019].
- [25] O. Gjerde, “The deregulated nordic electricity market 10 Years of experience,” *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Transm. Distrib. Conf.*, vol. 2, no. ASIA PACIFIC, pp. 1473–1478, 2002.
- [26] E. Litvinov, F. Zhao, and T. Zheng, “Electricity Markets in the United States: Power Industry Restructuring Processes for the Present and Future,” *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 17, no. 1, pp. 32–42, 2019.
- [27] FERC, “Federal Energy Regulatory Commission,” 2019. [Online]. Available: <https://www.ferc.gov/market-assessments/mkt-electric/overview.asp>. [Accessed: 12-Feb-2019].
- [28] S. Seger, P. Mercedes, and J. A. P. Rico, “Uma revisão histórica do planejamento do setor elétrico brasileiro,” *Rev. USP*, vol. 104, pp. 13–36, 2015.
- [29] F. C. De Souza and L. F. L. Legey, “Brazilian electricity market structure and risk management tools,” *IEEE Power Energy Soc. 2008 Gen. Meet. Convers. Deliv. Electr. Energy 21st Century, PES*, no. October 2007, pp. 1–8, 2008.
- [30] EPE and E. de P. Energética, “Previsão de carga para o Planejamento Anual da Operação Energética ciclo 2016 (2016-2020),” 2016.
- [31] F. de P. M. Bandeira, “Análise Das Alterações Propostas Para O Modelo Do Setor Elétrico Brasileiro,” *Consult. Legis.*, vol. AGOSTO, 2003.
- [32] “CCEE Camara de Comercialização de Energia Elétrica,” 2019. [Online]. Available: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/setor_eletrico.
- [33] A. N. de E. E. (ANEEL), “Relatorio de gestão do exercício de 2013,” Brasília, 2014.
- [34] E. E. Rego and V. Parente, “Brazilian experience in electricity auctions: Comparing outcomes from new and old energy auctions as well as the application of the hybrid Anglo-Dutch design,” *Energy Policy*, vol. 55, pp. 511–520, 2013.
- [35] CAF, “Venezuela: Análisis del Sector Eléctrico,” p. 45, 2004.
- [36] A. Maczulak, *Renewable Energy: Sources and methods*. New York: Facts on File, Inc, 2010.
- [37] European Renewable Energy Council (EREC), *Renewable Energy in Europe Markets, trends and technologies*, Second. London: Earthscan Ltd, 2010.

- [38] L. Ulm and I. Palu, “Nordic and baltic wind generation influence to estonian thermal power plants production,” *10th Int. Conf. - 2016 Electr. Power Qual. Supply Reliab. PQ 2016, Proc.*, pp. 171–174, 2016.
- [39] U.S. Department of Energy, “2018 Wind Technologies Market Report,” no. June, pp. 1–98, 2018.
- [40] ABEEólica, “Annual Wind Energy Report,” p. 15, 2018.
- [41] B. Hobbs and S. Oren, “Three Waves of U.S. Reforms: Following the Path of Wholesale Electricity Market Restructuring,” *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 17, no. 1, pp. 73–81, 2019.
- [42] S. M. Pietruszko, “Feed-in tariff: The most successful support programe,” *Conf. Rec. 2006 IEEE 4th World Conf. Photovolt. Energy Conversion, WCPEC-4*, vol. 2, no. October 2005, pp. 2524–2527, 2006.
- [43] D. Chudy and W. Mielczarski, “Switching from Green Certificates to Feed-in-Tariff Subsidies,” *Int. Conf. Eur. Energy Mark. EEM*, vol. 2019-Septe, pp. 4–8, 2019.
- [44] R. Brandão, S. Marcu, and G. Dantas, “TDSE 31: Mercados de energia em sistemas elétricos com alta participação de energias renováveis,” *GESEL- Grup. Estud. do Set. Elétrico*, vol. 31, pp. 1–48, 2011.
- [45] O. C. Do Amarante, M. B. e J. Zack, and A. L. de Sá, “Atlas do Potencial Eolico Brasileiro.pdf.crdownload.” .
- [46] ANEEL, “LEI N^o 10.438, DE 26 DE ABRIL DE 2002,” no. 57, 2002.
- [47] abeeolica, “Associação Brasileira de Energia Eólica.” [Online]. Available: <http://abeeolica.org.br/energia-eolica-o-setor/>. [Accessed: 06-Jan-2020].
- [48] F. Gonzalez-Longatt, J. M. Roldan, J. L. Rueda, and C. A. Charalambous, “Evaluation of power flow variability on the Paraguaná transmission system due to integration of the first venezuelan wind farm,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–8, 2012.
- [49] Y. Zhang, M. Zhou, and G. Li, “Wind power price regulation considering wind power fluctuation,” *2010 5th Int. Conf. Crit. Infrastructure, Cris 2010 - Proc.*, pp. 1–4, 2010.
- [50] J. Ma *et al.*, “Evaluating and Planning Flexibility in Sustainable Power Systems,” *IEEE Trans. Sustain. ENERGY*, vol. 4, no. 1, pp. 200–209, 2013.
- [51] J. Ma, “Evaluating and Planning Flexibility in a Sustainable Power System with Large Wind Penetration,” p. 202, 2012.

- [52] J. Wang, A. Botterud, G. Conzelmann, and V. S. Korintarov, "Market power analysis in the EEX electricity market: An agent-based simulation approach," *IEEE Power Energy Soc. 2008 Gen. Meet. Convers. Deliv. Electr. Energy 21st Century, PES*, pp. 1–8, 2008.
- [53] N. Shang, Y. Ding, Y. Lin, L. Guo, C. Ye, and F. Wen, "Analysis of Market Power of Flexible Demand Resources Providers in Pool-type Electricity Market," *2018 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–6, 2018.
- [54] C. Wu, S. Bose, A. Wierman, and H. Mohesenian-rad, "A Unifying Approach to Assessing Market Power in Deregulated Electricity Markets," *2013 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–5, 2013.
- [55] Y. Xiao and P. Wang, "Effect of Transmission Network on Nodal Market Power in a Deregulated Power Market," *2004 Int. Conf. Power Syst. Technol.*, vol. 1, pp. 408–412, 2004.
- [56] S. Soleymani, A. M. Ranjbar, A. Jafari, A. R. Shirani, and M. Ranjbar, "Market Power Monitoring in Electricity Market by Using Market Simulation," *2006 IEEE Power India Conf.*, p. 6 pp., 2006.
- [57] B. C. Lesieutre *et al.*, "A Sensitivity Approach to Detection of Local Market Power Potential," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 4, pp. 1980–1988, 2011.
- [58] A. Kumar David and Fushuan Wen, "Market Power in Electricity Supply," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 16, no. 4, pp. 352–360, 2001.
- [59] W. P. Systems, E. Moiseeva, S. Member, M. R. Hesamzadeh, S. Member, and D. R. Biggar, "Exercise of Market Power on Ramp Rate in Wind-Integrated Power Systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 3, pp. 1614–1623, 2015.
- [60] E. Moiseeva, M. R. Hesamzadeh, and D. R. Biggar, "Exercise of Market Power on Ramp Rate in Wind-Integrated Power Systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 3, pp. 1614–1623, 2015.
- [61] A. Perloff, J. Karp, L., and Golan, *Estimating Market Power and Strategies*, vol. 91. New York: CAMBRIDGE UNIVERSITY PRESS, 2007.
- [62] N. Sensoy, "Market Power Analysis for the Turkish Electricity Market," *Int. Conf. Eur. Energy Mark. EEM*, vol. 2019-Sept, pp. 1–5, 2019.
- [63] M. Bataille, A. Steinmetz, and S. Thorwarth, "Screening Instruments for Monitoring Market Power in Wholesale Electricity Markets Lessons from Applications in Germany," *SSRN Electron. J.*, no. 150, 2018.
- [64] M. Saguan, N. Keseric, P. Dessante, and J. M. Glachant, "Market power in power

- markets: Game theory vs. agent-based approach,” *2006 IEEE/PES Transm. Distrib. Conf. Expo. Lat. Am. Caracas*, pp. 1–6, 2006.
- [65] R. Kelman, L. A. N. Barroso, and M. V. F. Pereira, “Market Power Assessment and Mitigation in Hydrothermal Systems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 16, no. 3, pp. 354–359, 2001.
- [66] M. Shafie-khah, M. P. Moghaddam, and M. K. Sheikh-el-eslami, “Ex-ante evaluation and optimal mitigation of market power in electricity markets including renewable energy resources,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 10, no. 8, pp. 1842–1852, 2016.
- [67] Flemming Nissen, “Energy Together E2G.” [Online]. Available: <http://www.e2g.dk/om-energy-together/>, 2013.
- [68] J. de la Cruz-soto and G. Gutierrez-Alcaraz, “Electricity Market Prices : An Indicator of Market Power ?,” *2009 15th Int. Conf. Intell. Syst. Appl. to Power Syst. Curitiba*, pp. 1–8, 2009.
- [69] R. de Mello, I. Mqasqas, and R. Galarza, “The Use of Conduct and Impact Tests in the Mitigation of Market Power,” *IEEE PES Power Syst. Conf. Expo. 2004.*, vol. 2, pp. 868–873, 2004.
- [70] S. N. Siddiqi, “Innovative market design and mitigation methods in the ERCOT Nodal Market,” *2007 IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet. PES*, pp. 1–3, 2007.
- [71] W. W. Hogan, “Market Power Mitigation and Standard Market Design,” *IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet. (IEEE Cat. No.03CH37491)*, pp. 504–505, 2003.