

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

MATHEUS GABRIEL BIANCHI

**Impacto da geração solar fotovoltaica no Preço de Liquidação das
Diferenças em base horária.**

Porto Alegre
2020

MATHEUS GABRIEL BIANCHI

**Impacto da geração solar fotovoltaica no Preço de Liquidação das
Diferenças em base horária.**

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para Graduação em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Flávio Antônio Becon Lemos

Porto Alegre

2020

IMPACTO DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA NO PREÇO DE
LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS EM BASE HORÁRIA.

Este Projeto de Diplomação foi analisado e julgado adequado para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pelo orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: Prof. Dr. Flávio Antônio Becon Lemos

Coordenador do curso: Prof. Dr. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro

Aprovado em: Porto Alegre, 25 de novembro de 2020.

BANCA EXAMINADORA

Flávio Antônio Becon Lemos (Prof. Dr.) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Maicon Janderson Silveira Ramos (Prof. Dr.) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Jean Paulo de Oliveira Menzel (Eng.) – Engie Soluções - CGE

Dedico este trabalho ao meu irmão
Andrews e aos meus tios Edelírio e
Laurete, sem os quais eu jamais teria
chegado aonde cheguei.

RESUMO

A implementação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) em base horária está prevista para o mês de janeiro de 2021. Essa mudança é motivada principalmente pela crescente presença das fontes intermitentes de geração na matriz energética e pretende trazer modernidade ao Setor Elétrico Brasileiro, garantindo uma remuneração mais adequada ao novo padrão de geração de energia no Brasil. Nesse novo cenário de precificação, a fonte de geração solar fotovoltaica possui destaque devido ao seu período de maior injeção de potência corresponder ao período de maior consumo de energia no país. Esse fato aliado ao potencial que o Brasil possui devido a sua posição solar vantajosa sugere um aumento na participação da fonte solar fotovoltaica no parque de geração de energia brasileiro. Tendo isso em vista, este trabalho busca realizar uma análise exploratória sobre o impacto da geração solar fotovoltaica na formação do PLD em base horária. Analisando os padrões do PLD horário, da curva de carga sistêmica e da geração solar fotovoltaica de maneira qualitativa, este trabalho proporciona uma maior compreensão sobre a dinâmica do preço horário.

Palavras-chave: PLD, geração solar fotovoltaica, carga.

ABSTRACT

The implementation of the Difference Settlement Price (PLD, of the Portuguese *Preço de Liquidação das Diferenças*) on an hourly basis is scheduled for January 2021. This change is mainly motivated by the increasing presence of intermittent sources of generation in the energy matrix and aims to bring modernity to the Brazilian Electric Sector, guaranteeing a remuneration best suited to the new energy generation standard in Brazil. In this new pricing scenario, the source of photovoltaic solar generation stands out due to its period of greatest power injection corresponding to the period of greatest energy consumption in the country. This fact, combined with the potential that Brazil has due to its advantageous solar position, suggests an increase in the participation of the photovoltaic solar source in the Brazilian power generation park. With this in mind, this paper seeks to carry out an exploratory analysis on the impact of solar photovoltaic generation on the formation of PLD on an hourly basis. Analyzing the patterns of the hourly PLD, the systemic load curve and solar photovoltaic generation in a qualitative way, this paper provides a greater understanding of the dynamics of the hourly price.

Keywords: PLD. solar photovoltaic generation, load.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	9
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	11
2.1 Setor Elétrico Brasileiro	11
2.1.1 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	13
2.1.2 Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS	14
2.1.3 Consumo de Energia Elétrica no Brasil	15
2.2 Mercado de Energia Elétrica	16
2.3 Mercado Brasileiro de Energia Elétrica	18
2.3.1 Operação do Mercado de Curto Prazo	20
2.3.2 Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)	23
2.4 Geração de Energia Elétrica no Brasil	24
2.4.1 Geração Solar Fotovoltaica	26
2.5 Conceitos Importantes	28
3. METODOLOGIA.....	30
3.1 Comparação Entre Precificação Horária e Semanal	30
3.2 Análise da Influência da Carga	32
3.3 Análise da Influência da Geração Solar	32
4. RESULTADOS	34
4.1. Análise Comparativa Entre Precificação Horária e Semanal	34
4.1.1 Comportamento no Médio a Longo Prazo	35
4.1.2 Comportamento no Curto Prazo	37
4.1.3 Liquidação Financeira.....	39
4.2 Análise da Influência da Carga no Preço Horário-Sombra	40
4.3 Análise da Influência da Geração Solar	42
5. CONCLUSÃO.....	45

1. INTRODUÇÃO

O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) vem se preparando desde 2019 para a implementação de uma mudança operativa no que tange ao aspecto de precificação da energia elétrica. Para o ano de 2021, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) pretende oficializar a aplicação da modalidade horária do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), substituindo o modelo atual de precificação baseada em patamares de carga semanal. Segundo Brandão *et al.* (2020), essa mudança é motivada por três principais causas. A primeira está associada à redução da participação percentual das usinas hidrelétricas na capacidade instalada total no Sistema Interligado Nacional (SIN). A segunda causa está relacionada a recente expansão da geração hidráulica, cuja predominância é de usinas a fio d'água sem capacidade de armazenamento, as quais não apresentam contribuição significativa para regulação do sistema e aumentam a exposição às oscilações e ao caráter sazonal da precipitação nas bacias hidrográficas do SIN e das aflúências dos rios que alimentam os grandes reservatórios. A terceira causa está associada ao forte movimento de expansão das fontes renováveis de geração de energia no SEB, sobretudo as fontes solar e eólica, cuja representatividade está prevista para ultrapassar 25% da capacidade instalada no SIN até o ano de 2029 (EPE, 2019), o que equivale a ao acréscimo de 150% deste tipo de geração.

De modo a aperfeiçoar o método computacional de cálculo dos preços, o Ministério de Minas e Energia autorizou a chamada “operação sombra do PLD horário” ao longo dos anos de 2019 e 2020 (MME, 2019), que é operação em caráter de teste. De acordo com Härdle e Trück (2017), a volatilidade de preços horários pode chegar a 50% dentro de uma escala diária, o que é maior do que qualquer *commodity*¹. Isso implica em risco para investimentos em usinas e parques de geração. Sendo assim, é realizada inicialmente a análise comparativa entre a aplicação do PLD por patamares e do PLD horário sombra. Com isso,

¹ *Commodity*: produtos de qualidade e características uniformes, que não são diferenciados de acordo com quem os produziu ou de sua origem, sendo seu preço uniformemente determinado.

busca-se um maior entendimento sobre o modelo de precificação horária e seu impacto na operação do mercado de energia brasileiro.

No novo cenário de mercado com precificação horária, a geração solar fotovoltaica apresenta um grande destaque, uma vez que seu auge de produção de energia ocorre nos períodos de maior demanda energética no SIN, que compreende o intervalo entre a metade da manhã e o final da tarde. Com o entendimento desse novo cenário operativo, a proposta deste trabalho é a análise da influência da demanda de energia na formação do preço horário e a participação da geração solar fotovoltaica no atendimento da carga instantânea do SIN, com foco no submercado Nordeste. Com isso, busca-se verificar o impacto da geração solar fotovoltaica na formação do PLD horário.

Tendo em vista as diferentes versões do modelo computacional de cálculo do preço horário e a situação atípica de carga ocasionada pelo surto do COVID-19, a análise delimita-se entre os meses de agosto de 2019, que é a data da implementação da versão 17.6 do programa DESSEM, e fevereiro de 2020, que foi o último mês completo antes do início das medidas de restrição social.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo são apresentadas informações importantes para auxiliar no embasamento e compreensão dos temas avaliados no trabalho. Alguns tópicos são apresentados de modo a contextualizar de forma resumida a constituição do setor elétrico nacional, as diferentes estruturas de mercado de energia e a geração solar fotovoltaica no Brasil.

2.1 Setor Elétrico Brasileiro

O modelo institucional estatal do setor elétrico brasileiro foi implementado em 1964, em um regime de tarifação equalizada baseada no custo de serviço e remuneração garantida. Nesse modelo ocorreu forte expansão da oferta de energia elétrica, impulsionada pelo processo de industrialização do Brasil pós Segunda Guerra Mundial. Conforme Pires (2000), uma série de fatores como má-gestão das empresas e inadequação do regime regulatório levaram à exaustão desse modelo, estimulando a busca por alternativas.

Seguindo a tendência mundial de liberalização da indústria energética da década de 1990, o Brasil realizou uma reforma que teve como objetivo central introduzir um ambiente de competição e aumentar a participação privada nos investimentos do setor, na medida em que se constatava o esgotamento do modelo de financiamento público (CASTRO e LEITE, 2016). O processo de reestruturação teve início em meados dos anos 1990, implementado pelas seguintes leis:

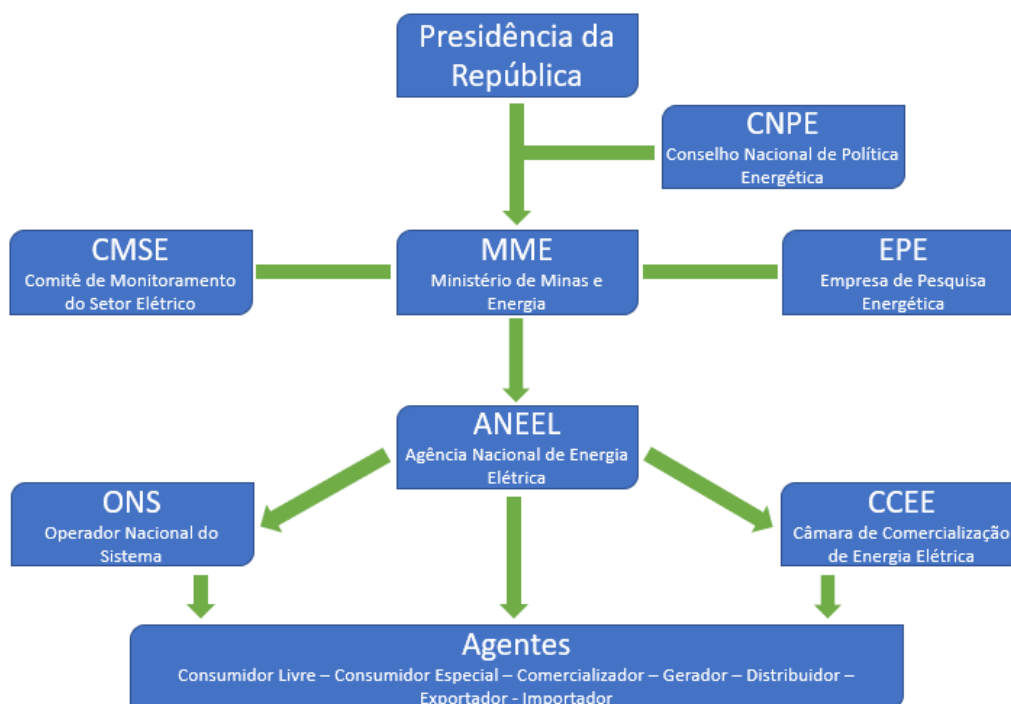
- Lei 8.631/93, que impôs a eliminação do regime de tarifação equalizada e a obrigatoriedade na celebração de contratos de fornecimento entre comercializadoras e distribuidoras de energia;
- Lei 9.074/95, que regula o regime de concessões para projetos de geração e transmissão de energia elétrica. Essa lei estabelece a possibilidade de contratação de energia elétrica por meio de contratos bilaterais entre consumidores livres e produtores independentes;
- Lei 9.427/96, que institui a ANEEL como órgão regulador e fiscalizador do setor elétrico e inaugura o novo modelo institucional.

De acordo com Castro e Leite (2016), algumas medidas foram tomadas para garantir a segurança do suprimento de energia no novo modelo, no que se destaca:

- a inversão do foco dos contratos de energia elétrica do curto para o longo prazo, com o objetivo de reduzir a volatilidade do preço e criar um mercado de contratos de longo prazo que possa ser utilizado como garantia firme para os financiamentos;
- obrigatoriedade de cobertura contratual, pelas distribuidoras e consumidores livres, de 100% de seu consumo de energia elétrica;
- criação do Comitê de Monitoramento de Setor Elétrico (CMSE) com a função de acompanhamento dos horizontes temporais de curto, médio e longo prazo;
- retomada do planejamento setorial integrado e centralizado pelo Estado, na figura da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Dada a necessidade de uma operação com segurança, qualidade e confiabilidade, com independência do governo e isonomia dos agentes, foi criado o Operador Nacional do Sistema (ONS). O ONS é o responsável por operar o SIN, realizando o despacho das usinas para atender o ponto ótimo entre geração e demanda, e assegurando que as linhas de transmissão e transformadores operem dentro de seus limites. No primeiro modelo implementado, o Mercado Atacadista de Energia (MAE) tinha a função de intermediar contratos entre comercializadores e consumidores. Na revisão do modelo do setor elétrico, ocorrida a partir de 2010, o MAE foi substituído pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que atua como operadora do mercado brasileiro de energia elétrica, voltada à viabilização de um ambiente de negociação competitivo, sustentável e seguro. A estrutura atual é exposta na Figura 1:

Figura 1 – Estrutura do setor elétrico brasileiro.



Fonte: Autor (2020).

2.1.1 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

No âmbito operacional, uma das principais atividades da CCEE é contabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica, apurando mensalmente as diferenças entre os montantes contratados e os montantes efetivamente gerados ou consumidos pelos agentes de mercado. Para tanto, registra os contratos firmados entre compradores e vendedores, além de medir os montantes físicos de energia movimentados pelos agentes.

A CCEE é responsável pela contabilização e pela liquidação financeira no mercado de curto prazo de energia. A instituição é incumbida do cálculo e da divulgação do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), utilizado para valorar as operações de compra e venda de energia no mercado *spot*². Para viabilizar de forma adequada a contabilização das operações e do PLD, o sistema elétrico brasileiro é dividido, do ponto de vista de mercado, em quatro subsistemas: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Norte e Nordeste.

² Mercado *spot*: mercado de energia marcado por preços determinados pelas condições de oferta e demanda de um certo intervalo (SCHWPPE et al., 1988).

O cálculo e divulgação do PLD horário acontece de forma paralela, sendo que a operação é chamada de “sombra” pois os preços são utilizados apenas para validação dos resultados e acompanhamento da capacidade dos modelos de cálculo.

2.1.2 Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país, sob a fiscalização e regulação da ANEEL. Além disso, o ONS é responsável por garantir que todos os agentes tenham acesso isonômico à rede de transmissão, uma vez que essa é uma necessidade fundamental para a existência de um mercado de livre concorrência.

O ONS tem como objetivo promover a otimização da operação do sistema elétrico, visando obter o menor custo operativo sistêmico, observados os padrões técnicos e os critérios de confiabilidade estabelecidos nos Procedimentos de Rede (ONS, 2016) aprovados pela ANEEL. Desta forma, o ONS realiza o despacho das usinas por meio do Programa Mensal de Operação (PMO), que utiliza modelos matemáticos estocásticos para buscar o equilíbrio entre a manutenção dos reservatórios e o custo de combustível para a geração térmica, levando em consideração variáveis como histórico de chuvas, níveis de reservatório, afluência e previsão hidrológica. O uso das usinas térmicas é feito com base na ordem de mérito constituída pelo ONS. As usinas são ordenadas com base no menor Custo Variável Unitário (CVU), que é o custo em R\$/MWh para geração e varia de acordo a capacidade da usina e o combustível utilizado.

Para viabilizar a cadeia operativa de tomada de decisão e formulação do despacho otimizado, o procedimento computacional é realizado por meio dos seguintes modelos (CCEE,2019):

- NEWAVE: Utilizado nos estudos de planejamento da etapa de médio prazo, percorrendo os cenários hidrológicos para o horizonte de cinco anos. Um dos principais resultados desse modelo são as funções de custo

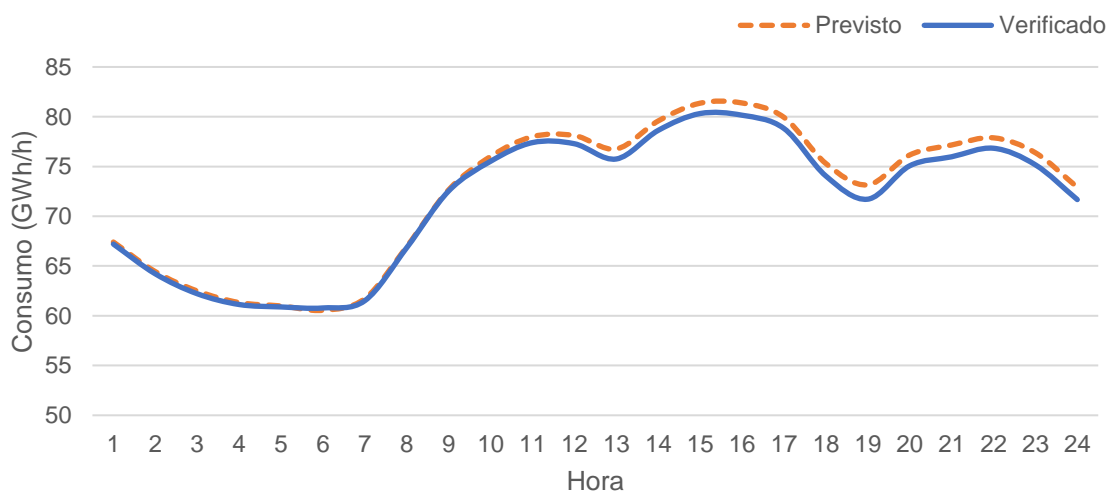
futuro, que traduzem para os modelos de outras etapas (de curto prazo) o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios;

- DECOMP: Utilizado no programa mensal da operação. Estabelece metas e diretrizes energéticas de otimização para o horizonte de curto prazo (até 12 meses), que representa o primeiro mês em base semanal, as vazões previstas, a aleatoriedade das vazões do restante do período através de uma árvore de possibilidades (cenários de vazões) e o parque gerador individualizado por subsistemas. Esse modelo é fundamental na composição do Custo Marginal de Operação (CMO);
- DESSEM: Utilizado na Programação Diária de Operação, com dados de previsão de carga em intervalos de meia-hora e horizonte de curtíssimo prazo. Esse modelo compõe a programação de despacho diário, assim como o CMO em base semi-horária. Sua operação sombra iniciou em janeiro de 2019 para análise e aperfeiçoamento e vem recebendo versões atualizadas mensalmente.

2.1.3 Consumo de Energia Elétrica no Brasil

O padrão de consumo de energia diário no Brasil é marcado pelo aumento na demanda no período entre às 10 e às 17 horas, causado principalmente pelo uso de ar-condicionado em residências e pelo horário comercial, onde indústria e comércio operam em maior escala. A Figura 2 exemplifica o formato da curva típica de consumo no Brasil.

Figura 2 – Curva média de consumo entre os dias 13 e 26 de janeiro/20.



Fonte: Autor, com base em ONS (2020).

O padrão antigo da curva de carga brasileira apresentava o pico entre às 17 e às 20 horas. Ao longo dos últimos anos, o padrão de consumo passou por mudanças que levaram ao deslocamento do pico para o período da tarde. Como principais motivos para essa mudança, destaca-se o crescimento na presença de equipamentos de climatização nos ambientes comerciais, o que leva a um aumento no consumo no período de maior temperatura do dia, e o aumento na eficiência dos eletrodomésticos residenciais, que reduz o consumo residencial no período da noite.

2.2 Mercado de Energia Elétrica

Um mercado de energia elétrica é um ambiente de comercialização para geradores e consumidores, cuja principal função é a mediação de negociações de eletricidade e seus preços. De acordo com Hunt e Suttleworth (1996), existem quatro modos fundamentalmente diferentes de estruturação da indústria de energia elétrica: Monopólio Integrado, Comprador Único, Competição no Atacado e Competição no Varejo. Os modos são detalhados abaixo e resumidos no Quadro 1.

- **Monopólio Integrado:** os serviços de geração e transmissão de energia são detidos por uma única empresa monopolista, atendendo as distribuidoras e consumidores finais em um modelo sem competição. Esse modo também é chamado de integralizado verticalmente;
- **Comprador Único ou *Pool*:** o acesso à transmissão não é permitido aos geradores nem às distribuidoras e consumidores finais. As empresas de geração submetem seus preços e disponibilidade de energia a um agente comprador único, também chamado de *Pool*, que centraliza a contratação. Distribuidoras e consumidores finais adquirem a energia elétrica do comprador único pela média dos preços de geração. Esse modo permite competição no âmbito da geração, porém as distribuidoras e consumidores não têm a liberdade de escolher seus fornecedores;
- **Competição no atacado:** geradores e distribuidores possuem acesso ao sistema de transmissão, criando um mercado atacadista de energia. As

distribuidoras escolhem seus fornecedores e a negociação de energia é feita diretamente com a empresa de geração ou por meio de leilão. Esse modelo traz maior competição ao mercado, porém o consumidor final não é livre para escolher seu fornecedor;

- Competição no varejo: todos os agentes possuem acesso ao sistema de transmissão, criando um mercado varejista de livre competição na geração e na comercialização. Com isso, os consumidores finais também podem escolher seus fornecedores. Além disso, o modelo de competição no varejo permite o surgimento de agente de compra e venda de energia que não necessariamente possuam vínculo com atividades de geração.

Quadro 1 – Resumo dos modos de operação em mercado de energia.

	Monopólio	Comprador Único ou Pool	Competição no atacado	Competição no varejo
Competição na geração	Não há	Significativa	Significativa	Significativa
Escolha do distribuidor	Não há	Não há	Significativa	Significativa
Escolha do consumidor	Não há	Não há	Não há	Significativa

Fonte: Hunt e Suttleworth (1996, p. 22).

Em mercados de energia desregulamentados, a contratação de energia acontece por meio de negociação bilateral entre comercializador e consumidor, com características como quantidade de energia e período de fornecimento sendo acordadas entre as partes. Entretanto, a necessidade de atendimento constante da demanda e as limitações na capacidade de transmissão trazem complicações ao fornecimento de longo prazo, principalmente se o programa de expansão da rede e da geração não são executados de forma cronológica com o aumento da demanda. De acordo Lucia e Schwartz (2001), a dificuldade no armazenamento da energia gerada faz com que a eletricidade entregue em diferentes momentos seja percebida pelo consumidor como produtos distintos.

As situações expostas acima criam espaço para o surgimento de um mercado paralelo ao de contratação bilateral, onde os montantes de energia possam ser ajustados de acordo o momento de geração e consumo. Esse mercado é conhecido como mercado *spot* (Mercado de Curto Prazo) e é

caracterizado por preços variáveis que oscilam de acordo com a oferta e a demanda. Um mercado *spot* cumpre algumas funções importantes: aumenta a flexibilidade das transações; permite ajustes entre energia contratada e energia gerada e serve como referência de preço para contratos de longo prazo. Dessa forma, um mercado *spot* é um importante mecanismo de ajuste entre demandantes e ofertantes (NEWBERY, 1998).

2.3 Mercado Brasileiro de Energia Elétrica

A reestruturação do setor elétrico brasileiro implementou um mercado híbrido, com divisão entre os modelos de Competição no Atacado, Competição no Varejo e Comprador Único.

O primeiro, chamado de **Ambiente de Contratação Regulado (ACR)**, visa atender as demandas dos consumidores cativos, cuja maioria é composta por consumidores industriais e comerciais de pequeno porte e residenciais, que exercem seu direito à energia através da contratação direta com a distribuidora da sua área de concessão.

O segundo, chamado de **Ambiente de Contratação Livre (ACL)**, é voltado para consumidores cuja demanda contratada seja superior à 500 kW³. O ACL tem o propósito de promover livre negociação bilateral entre consumidores e agentes geradores com mínima participação do Estado. Os consumidores presentes no ACL são divididos entre livres, que podem contratar energia oriunda de qualquer fonte de geração, e especiais, que podem contratar apenas energia categorizada como incentivada (de baixo impacto ambiental como solar, eólica, pequenas centrais hidrelétricas etc.).

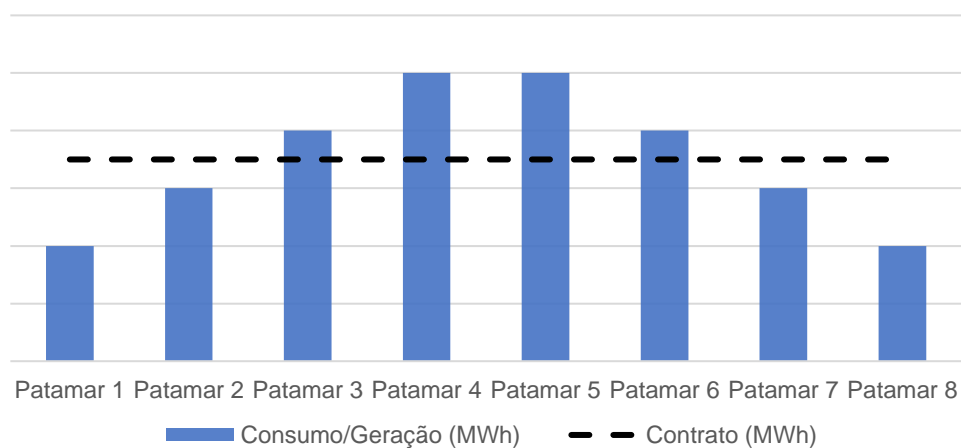
O **Mercado de Curto Prazo (MCP)** é o mercado *spot* brasileiro e segue o modelo de comprador único (papel desempenhado pela CCEE), que centraliza as transações de compra e venda de energia. Devido a obrigatoriedade de cobertura contratual de 100% da carga, existem mecanismos para coibir o uso do mercado de curto prazo, o que faz com que sua funcionalidade seja

³ Limite vigente na data de realização deste trabalho.

principalmente o ajuste de carga dentro dos patamares. A operação do mercado *spot* brasileiro acontece conforme destacado abaixo.

1. Os volumes consumidos/gerados pelos agentes em cada patamar de carga são contabilizados pela CCEE. Essas informações são confrontadas com o registro de contrato de compra/venda energia;

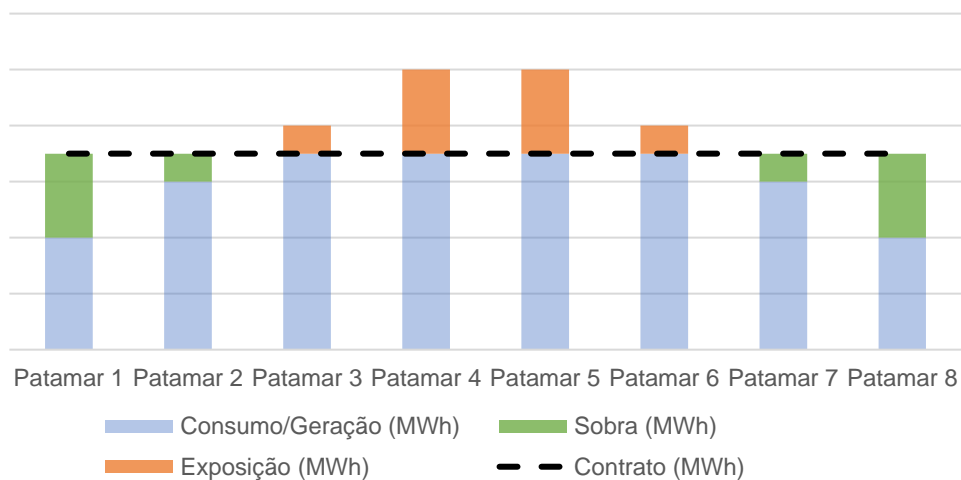
Figura 3 – Contabilização por patamar de carga.



Fonte: Autor (2020).

2. Em seguida, as diferenças entre contrato e consumo/geração são apuradas. Diferenças positivas resultam em sobra energética, enquanto diferenças negativas resultam em exposição;

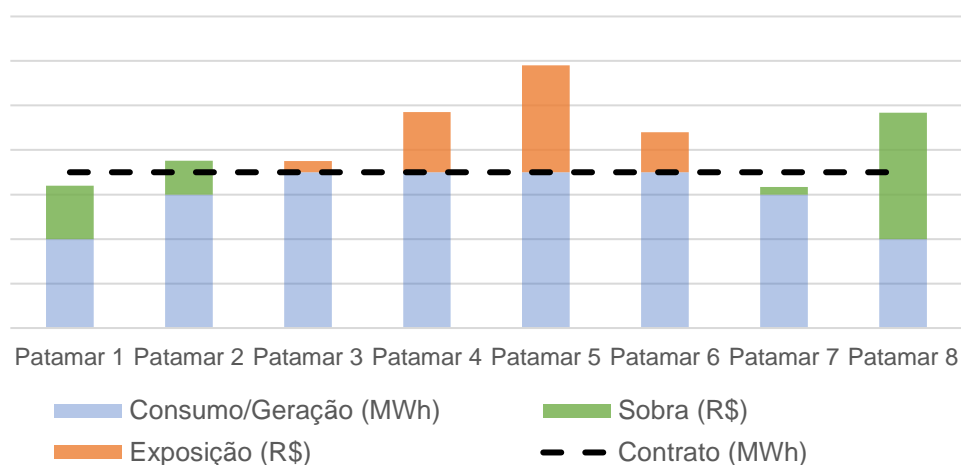
Figura 4 – Apuração das diferenças.



Fonte: Autor (2020).

- Finalmente, as diferenças apuradas são valoradas com base no PLD de seus respectivos patamares. A soma dos débitos e créditos compõe a Liquidação Financeira do agente.

Figura 5 – Valoração das diferenças com base no PLD.

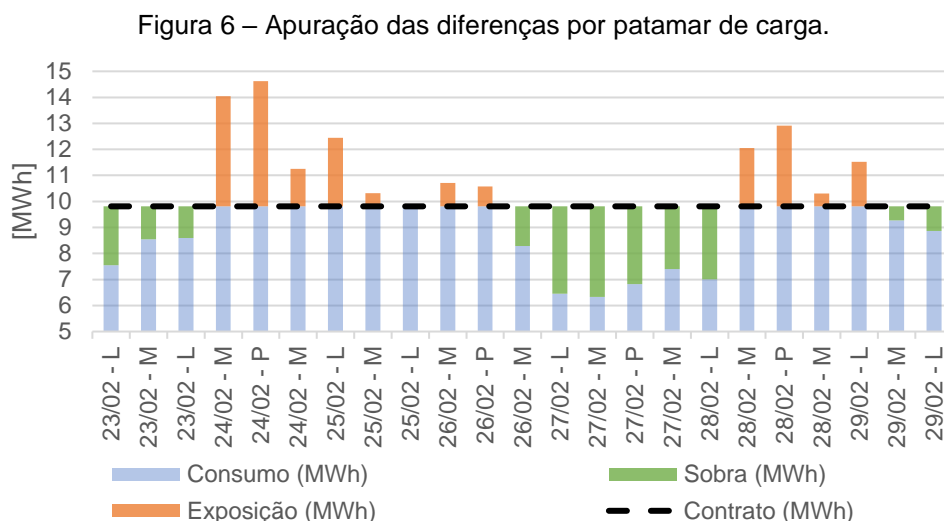


Fonte: Autor (2020).

2.3.1 Operação do Mercado de Curto Prazo

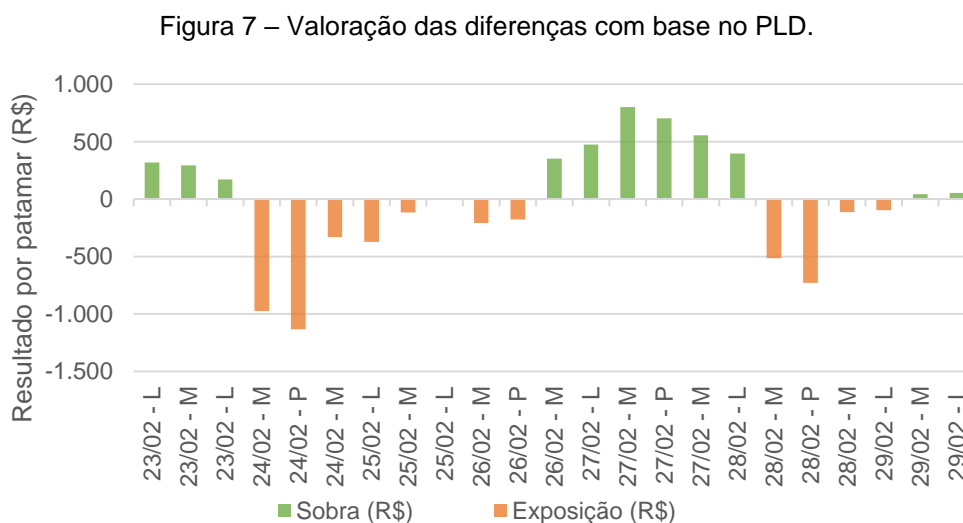
De modo a elucidar a operação do MCP de maneira mais clara, apresentase a seguir um exemplo do processo de contabilização. Para a composição do exemplo, considera-se o PLD por patamares do subsistema Sul da última semana de fevereiro de 2020 e uma curva de carga típica do segmento industrial automobilístico, com cobertura contratual para todo seu volume.

A Figura 6 apresenta a composição da curva de carga por patamares e o volume de contrato, onde são situações de sobra e exposição nos diferentes patamares. O eixo das abcissas destaca a data e o patamar de carga (Leve, Médio ou Pesado) através de suas iniciais.



Fonte: Autor (2020).

Valorando as diferenças em cada patamar por seu respectivo PLD, obtém-se a composição dos créditos e débitos do agente. A Figura 7 apresenta as informações de forma gráfica. Nisso, apresenta-se valores positivos para representar os créditos oriundos das sobras e valores negativos para os débitos resultantes das exposições.



Fonte: Autor (2020).

A Tabela 1 detalha o resumo contábil da composição da Liquidação Financeira. Como o consumo é completamente coberto pelo contrato, existem diferenças dentro dos patamares, porém os totais de consumo e contrato são iguais.

Tabela 1 - Análise matemática da composição da Liquidação Financeira.

Data	Patamar	PLD (R\$/MWh)	Diferença (MWh)	Liquidação Financeira (R\$)
23/02/2020	Leve	141,05	2,26	318,84
23/02/2020	Médio	230,22	1,27	292,24
23/02/2020	Leve	141,05	1,21	171,32
24/02/2020	Médio	230,22	-4,23	-973,36
24/02/2020	Pesado	235,35	-4,81	-1133,10
24/02/2020	Médio	230,22	-1,44	-331,75
25/02/2020	Leve	141,05	-2,63	-371,39
25/02/2020	Médio	230,22	-0,51	-116,45
25/02/2020	Leve	141,05	0,02	3,43
26/02/2020	Médio	230,22	-0,90	-208,20
26/02/2020	Pesado	235,35	-0,76	-178,41
26/02/2020	Médio	230,22	1,53	351,97
27/02/2020	Leve	141,05	3,36	473,74
27/02/2020	Médio	230,22	3,48	801,27
27/02/2020	Pesado	235,35	2,99	702,81
27/02/2020	Médio	230,22	2,41	555,24
28/02/2020	Leve	141,05	2,80	395,44
28/02/2020	Médio	230,22	-2,24	-515,68
28/02/2020	Pesado	235,35	-3,10	-729,64
28/02/2020	Médio	230,22	-0,50	-114,73
29/02/2020	Leve	57,34	-1,71	-98,17
29/02/2020	Médio	75,46	0,55	41,13
29/02/2020	Leve	57,34	0,95	54,59
Total			0,00	-608,86

Fonte: Autor (2020).

Nota-se que, mesmo não havendo diferença no volume total, a diferença de valor do PLD nos momentos de exposição e sobra leva a uma Liquidação Financeira negativa acumulada em R\$ 608,86. Isso se deve ao fato de as exposições estarem ocorrendo em períodos de PLD mais alto e as sobras

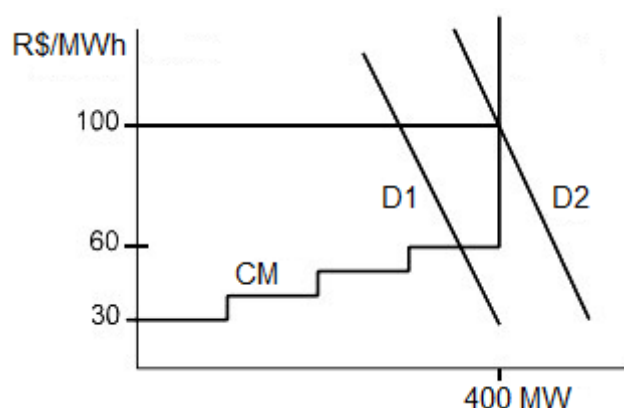
ocorrendo em PLD mais baixo, fazendo com que os créditos sejam menores que os débitos.

2.3.2 Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)

O PLD é utilizado pela CCEE para precificação do ajuste entre as quantidades contratadas, consumidas e geradas, de modo a valorar a energia em seu momento de geração e consumo. O cálculo do preço baseia-se no despacho “*ex-ante*”, ou seja, é apurado com base em informações previstas, anteriores à operação real do sistema, considerando-se os valores de disponibilidades declaradas de geração e o consumo previsto de cada submercado (CCEE, 2019).

O PLD é formado com base no custo marginal de geração. Segundo Loureiro (2009), o custo marginal representa o custo para atender-se à demanda adicional com o uso dos recursos disponíveis no sistema existente, a partir de deplecionamento de reservatórios, geração térmica ou déficit de energia. Este modelo de precificação é exemplificado na Figura 8, onde cada segmento da curva CM representa o despacho de uma nova usina para atendimento da demanda e o reflexo nos preços.

Figura 8 – Curva do preço marginal de geração.



Fonte: Stoft (2002, p. 73)

No SEB, o custo marginal é chamado de Custo Marginal de Operação (CMO) e é divulgado semanalmente, sendo que o período é segmentado em patamares de carga leve, média e pesada. O intervalo definido para cada patamar é reavaliado anualmente pela ANEEL de acordo o padrão de consumo nacional. O PLD reflete os valores do CMO, limitados entre o máximo e o mínimo

vigentes para cada período de apuração, determinado através da resolução normativa 858/2019 da ANEEL.

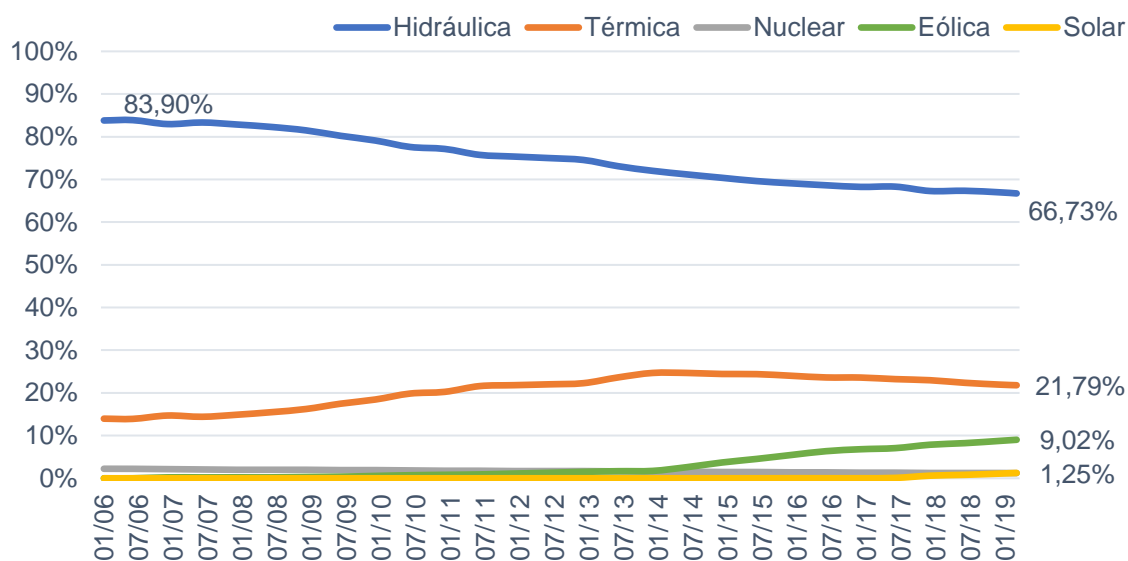
Segundo Castro e Leite (2010), o preço da energia é função da natureza da indústria de eletricidade. Em sistemas predominantemente hidráulicos, o preço da energia tende a ter pouca volatilidade no curto prazo e mais volatilidade no médio prazo, em função do volume de precipitação e do nível de reservatório. No caso brasileiro, esse foi o principal motivo da escolha original pela aplicação do PLD em patamares de carga, diferente de outros países do mundo que já tiveram seu mercado *spot* introduzido com precificação horária. Contudo, o aumento da representatividade de fontes de geração com variação estocástica e características de intermitência, como solar fotovoltaica e eólica, faz com que o modelo por patamares não seja mais adequado.

Visando a previsão de implementação oficial do PLD horário no ano de 2021, a CCEE iniciou a operação sombra dos preços em base horária em janeiro de 2020. Essa operação paralela foi implementada com o propósito de aperfeiçoar os modelos de cálculo, assim como testar a capacidade de processamento do volume de dados, a eficiência e acurácia do DESSEM no atendimento da operação energética do país.

2.4 Geração de Energia Elétrica no Brasil

O parque de geração brasileiro é composto predominantemente por usinas hidrelétricas (cerca 67% da potência instalada) e térmicas (cerca de 22% da potência instalada), o que é efeito da abundância em recursos hídricos que o país possui e das limitações tecnológicas do período de início da expansão do SEB. O avanço recente nas tecnologias de geração baseada em recursos renováveis e a tendência de descarbonização da indústria elétrica global têm levado o Brasil a explorar essas fontes que possuem menor impacto ambiental. A posição solar vantajosa e a grande margem litorânea do país com alta incidência de ventos deram espaço para um crescimento exponencial no número de parques solares e eólicos. Essa expansão das fontes de energia renovável vem reduzindo a predominância da geração hidráulica e térmica na capacidade instalada do SIN, como pode ser observado na Figura 9.

Figura 9 – Evolução percentual das fontes de geração ao longo dos últimos anos.



Fonte: Autor, com base em ONS (2020).

Essa expansão de fontes renováveis tende a se intensificar nos próximos anos. De acordo com os dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a projeção é que as fontes renováveis, além das centrais hidrelétricas, sejam responsáveis por mais de 30% da capacidade instalada no SIN até o ano de 2029, como pode ser observado no Quadro 2.

Quadro 2 – Projeção de expansão da capacidade instalada das fontes renováveis, além das centrais hidrelétricas.

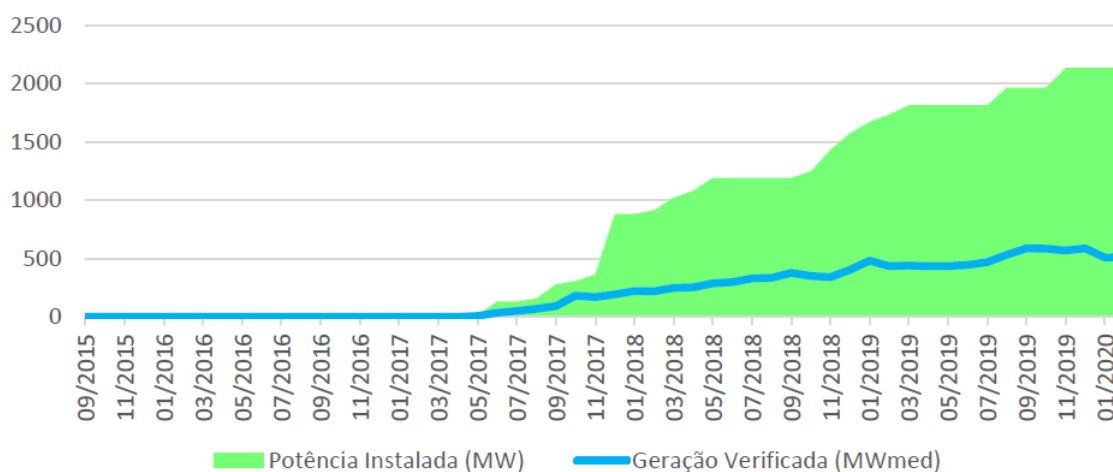
Fonte		2021	2023	2025	2027	2029
PCH	MWmed	6.787	7.207	7.845	8.445	9.045
	%	4,06	4,09	4,17	4,13	4,09
Eólica	MWmed	15.477	20.263	27.475	33.475	39.475
	%	9,3	11,5	14,6	16,4	17,9
Biomassa	MWmed	13.790	14.135	14.695	15.255	15.815
	%	8,3	8,0	7,8	7,5	7,2
Solar	MWmed	3.037	4.622	6.622	8.622	10.622
	%	1,8	2,6	3,5	4,2	4,8
Total	MWmed	166.805	176.070	188.015	204.059	220.974
	%	100	100	100	100	100

Fonte: Autor, com base em EPE (2019).

2.4.1 Geração Solar Fotovoltaica

Conforme publicado pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), o território brasileiro recebe mais de 2.200 horas anuais de insolação, o que equivale a 15 trilhões de megawatts (INPE, 2006). Isso coloca o Brasil como um dos países com maior potencial para geração solar fotovoltaica. Essa fonte de energia representa cerca de 1,25% da capacidade instalada no SIN em 2020, sendo que os dados mais recentes apontam picos de geração superiores a 1.800 MW (cerca de 3% da carga). A Figura 10 demonstra a expansão da geração e da potência solar instalada no SIN.

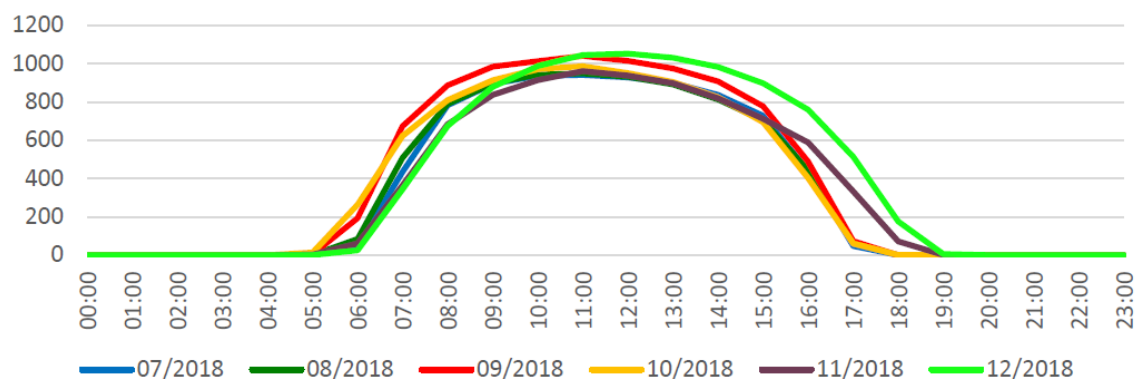
Figura 10 – Evolução da Geração e Potência Instalada no SIN



Fonte: Boletim Mensal de Geração Solar – fev/20 (ONS, 2020).

A eficiência da geração solar fotovoltaica é função do ângulo de incidência dos raios solares e da temperatura ambiente. Desta forma, o maior patamar de geração é atingido entre às 8 e às 15 horas, que é o período de maior incidência solar. A curva horária média da geração solar no SIN pode ser observada na Figura 11.

Figura 11 – Geração solar média horária (MWmed) no SIN



Fonte: ONS (2019).

A distribuição das usinas de geração solar não é homogênea ao longo do país, tendo maior concentração nas regiões sudeste e nordeste. Em função disso, a participação da geração solar no submercado nordeste pode ultrapassar 9% da carga no período de maior eficiência. O Quadro 3, apresentado no Boletim Mensal de Geração Fotovoltaica do ONS, resume a distribuição das usinas no país, onde é destacada a capacidade instalada de cada estado e os valores de pico de geração. O Quadro 4 apresenta os recordes de geração solar fotovoltaica no SIN e no submercado Nordeste.

Quadro 3 – Capacidade solar instalada por estado em fevereiro de 2020.

Estado	Capacidade Instalada (MW)	Participação por Estado no SIN	Fator de Capacidade Médio (%)
BA	702,04	29%	27,35%
CE	213,00	9%	21,43%
MG	453,00	19%	25,05%
PB	54,00	2%	27,62%
PE	10,00	0,42%	19,72%
PI	461,36	19%	11,02%
RN	116,00	5%	23,83%
SP	376,12	16%	17,81%
SIN	2.385,52	100%	21,52%

Fonte: Boletim Mensal de Geração Fotovoltaico do ONS – fev/20 (ONS, 2020)

Quadro 4 – Recorde histórico e mensal de geração solar fotovoltaica.

			Recorde histórico		Recorde fevereiro/20	
			Data/Hora	Valor	Data/Hora	Valor
SIN	Base Diária	Geração (MWmed)	16/12/2019	703,06	14/02/2020	630,10
		Percentual da carga		1,01%		0,88%
		Fator de capacidade		31,96%		26,75%
	Base Horária	Geração (MWmed)	16/01/2020	1.819,24	16/02/2020	1.775,23
		Percentual da carga	11 h	2,22%	10 h	3,01%
		Fator de capacidade		78,22%		75,36%
NE	Base Diária	Geração (MWmed)	14/12/2019	457,97	12/02/2020	446,20
		Percentual da carga		4,17%		3,85%
		Fator de capacidade		33,40%		29,81%
	Base Horária	Geração (MWmed)	13/11/2019	1.199,38	11/02/2020	1.132,72
		Percentual da carga	11 h	9,91%	14 h	9,07%
		Fator de capacidade		94,04%		75,68%

Fonte: Boletim Mensal de Geração Fotovoltaico do ONS – fev/20 (ONS, 2020)

2.5 Conceitos Importantes

É importante destacar alguns conceitos relativos ao sistema de energia brasileiro para um bom entendimento deste trabalho:

- **Capacidade instalada:** Capacidade bruta (kW) que determina o porte da central geradora para fins de outorga, regulação e fiscalização, definida pelo somatório das potências elétricas ativas nominais das unidades geradoras principais da central;
- **Potência líquida:** potência elétrica ativa (MW) máxima disponibilizada pela central geradora, definida em termos líquidos no seu ponto de conexão, ou seja, descontando da potência bruta gerada o consumo em serviços auxiliares e as perdas no sistema de conexão da central geradora e comprovada mediante dados de geração ou ensaio de desempenho;
- **Garantia física:** quantidade máxima de energia relativa à usina que poderá ser utilizada para comprovação de atendimento de carga ou comercialização por meio de contratos;
- **Geração verificada:** potência ativa trifásica medida no lado de baixa tensão dos transformadores elevadores, em MW;

- **Liquidação financeira:** contabilização que envolve o cálculo da diferença entre a energia medida e a contratada por agente, valorada ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) para efeito de liquidação financeira na CCEE;
- **Lastro de energia:** certificado emitido pelo Ministério de Minas e Energia (MME) correspondente à garantia física proporcionada por empreendimento de geração próprio ou de terceiros, sendo a contribuição, em MW médios de garantia física, de cada usina para a segurança do suprimento do sistema;
- **Inserção de geração solar fotovoltaica:** percentual da carga de determinada região que é atendida por geração solar fotovoltaica;
- **Fator de capacidade:** relação entre a garantia física de produção de energia elétrica atribuída à usina e sua potência instalada, em %;
- **Custo Variável Unitário (CVU):** valor expresso em R\$/MWh, necessário para cobrir todos os custos operacionais do empreendimento termoeletrônico.

3. METODOLOGIA

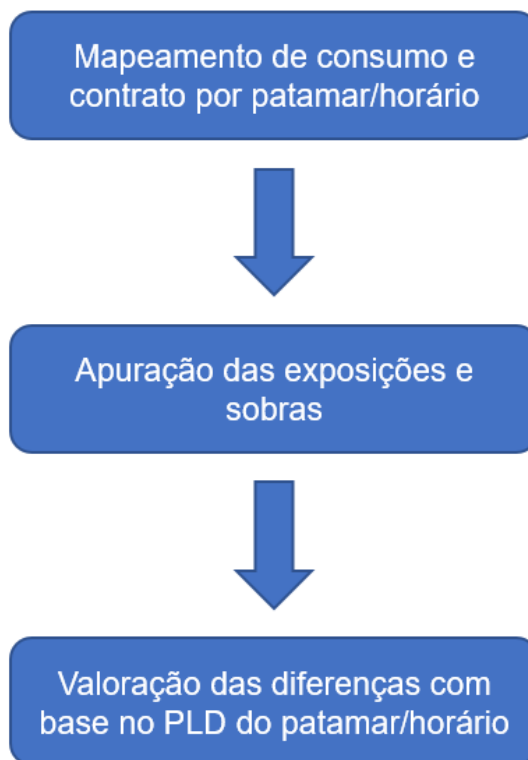
Neste capítulo descreve-se a metodologia adotada para o desenvolvimento deste trabalho. Inicialmente, detalha-se a análise comparativa entre a aplicação do PLD por patamares e do PLD horário sombra. Em seguida, descreve-se as metodologias de análise da influência da carga no preço e a avaliação da inserção de geração solar fotovoltaica.

3.1 Comparação Entre Precificação Horária e Semanal

Apesar do modelo de precificação horária já existir em diversos países do mundo como Inglaterra e Austrália (HÄRDLE e TRÜCK, 2017), cada mercado de energia possui um comportamento específico de acordo com sua matriz energética, padrão de consumo e regulamentação. Desta forma, para o avanço da análise do impacto da geração solar no PLD horário, do sistema elétrico brasileiro, é necessário compreender a diferença entre os dois formatos de precificação e o impacto que a mudança terá nas operações de mercado. Para essa análise estrutura-se uma base de dados contendo as informações dos preços semanais e horários-sombra entre os meses de agosto de 2019 e fevereiro de 2020. A escolha desse período se deve em primeiro lugar ao fato do DESSEM ter passado por rodadas de aperfeiçoamento e calibragem, o que torna os dados antigos incomparáveis aos mais recentes. Em segundo lugar, a escolha do mês de fevereiro de 2020 como o limitante superior ocorreu por esse ser o último mês completo antes do início da política de restrição social em função da pandemia de COVID-19, o que causou uma situação atípica de queda expressiva de consumo de energia elétrica no país.

A principal aplicação do PLD é a valoração das diferenças na operação de contabilização. De acordo com definição da ANEEL, a “Contabilização é o processo de apuração da comercialização de energia elétrica entre os agentes da CCEE, do qual, em intervalos temporais definidos, resulta a situação de cada agente como credor ou devedor no Mercado de Curto Prazo” (ANEEL, 2019). O processo da contabilização é aplicado na análise conforme descrito em 2.3 e seguindo os passos de acordo o esquemático da Figura 12.

Figura 12 – Esquemático da metodologia de contabilização.



Fonte: Autor (2020).

Inicialmente são confrontados os dados do PLD semanal e horário sombra, observando as diferenças médias e máximas e os motivos para o descolamento entre as duas formas de precificação. Em seguida, é analisado o aspecto da Liquidação Financeira e como ela se difere da operação atual. Para isso, converte-se a base de PLD semanal em uma nova base em termos horários, atribuindo-se o valor para cada hora em função do respectivo patamar de carga. Para o volume a ser liquidado, supõe-se o equivalente a 5% da carga horária do SIN. Essa escolha é feita com o objetivo de analisar o impacto para uma curva com distribuição similar ao consumo médio no país. Já a escolha do equivalente a 5% é feita apenas com o propósito de simplificar os cálculos, uma vez que o valor absoluto da Liquidação Financeira é pouco relevante nessa análise, sendo que o foco é a comparação da diferença percentual entre as precificações. Com isso, busca-se um maior entendimento sobre o comportamento dos preços horários.

3.2 Análise da Influência da Carga

A mudança do modelo de precificação semanal (três patamares) para horário (vinte e quatro intervalos) implica em uma maior segmentação dos preços ao longo do dia, uma vez que a divisão por patamares é abandonada, o que torna o preço horário-sombra mais adaptável às variáveis de entrada do modelo DESSEM, sendo a carga uma das principais. Sendo assim, analisa-se a operação de curto prazo de modo a explorar a correlação entre as curvas carga e preço horário-sombra.

A partir das informações de projeção de carga no SIN que são disponibilizadas pelo ONS e utilizadas como variável de entrada para os modelos computacionais de cálculo do CMO, elabora-se uma base de dados que compreende os meses entre agosto de 2019 e fevereiro de 2020. Confronta-se a curva de carga horária com a curva de preço horário-sombra para que se possa observar seus comportamentos e padrões. Por meio da análise comparativa das curvas, busca-se determinar qualitativamente a influência da variação diária da carga na composição dos preços no horizonte de curtíssimo prazo.

3.3 Análise da Influência da Geração Solar Fotovoltaica

Apesar da geração solar fotovoltaica representar pouco mais de 1% da matriz energética do SIN, em regiões como o Nordeste (especialmente o estado da Bahia) essa participação possui maior representatividade, principalmente em seus horários de pico. Por exemplo, destaca-se o dia 13 de novembro de 2019, onde a fonte solar fotovoltaica foi responsável por 9,91% da geração de energia (equivalente a 1.199,38 MWmed) no subsistema nordeste no horário das 11:00 horas.

Nos modelos computacionais adotados pelo ONS, as usinas térmicas e hidráulicas são programadas para despacho de acordo a previsão de carga. Já as usinas intermitentes não são programadas para despacho e seu efeito é observado pelo modelo em termos da projeção de atendimento da carga. Dessa forma, a projeção de geração para usinas de geração solar fotovoltaica participa de forma indireta na composição do preço influenciando a carga, que é uma das variáveis de entrada dos modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM.

Levando em consideração a forma como a geração solar é observada nos modelos computacionais e a sua representatividade na matriz energética, propõe-se uma análise da geração solar fotovoltaica horária frente as curvas de carga e preço de modo a aferir uma relação entre essas variáveis. Para isso, utiliza-se a base de dados que compreende os meses entre agosto de 2019 e fevereiro de 2020 com as informações horárias de geração solar disponibilizadas pela CCEE no relatório InfoMercado Dados Horários (CCEE, 2020), cujo segmento é destacado no Anexo A. A análise se limitará ao submercado nordeste, onde a presença da geração solar pode ser percebida com maior facilidade devido a sua maior presença.

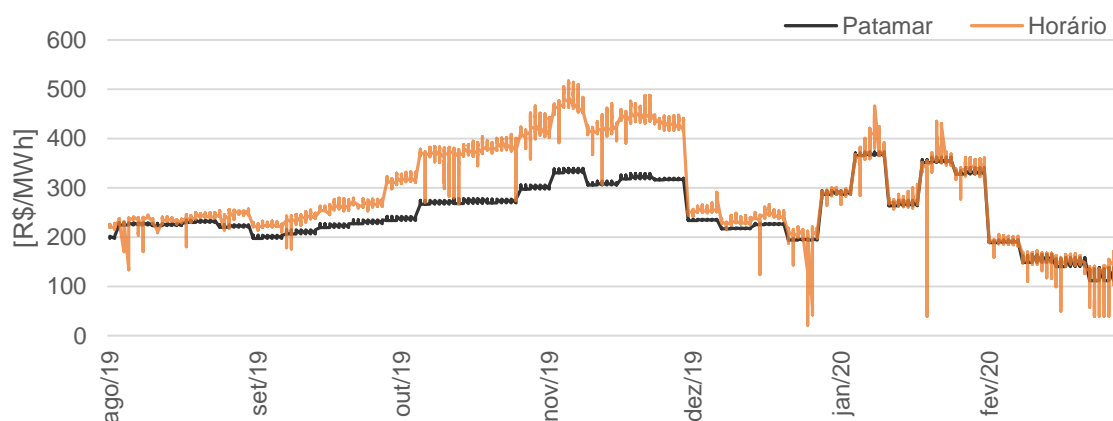
4. RESULTADOS

Neste capítulo são analisados os resultados obtidos a partir da aplicação da metodologia proposta na seção 3. Dado o volume de informações utilizado, a análise dos resultados é exposta graficamente e em resumos mensais.

4.1. Análise Comparativa Entre Precificação Horária e Semanal

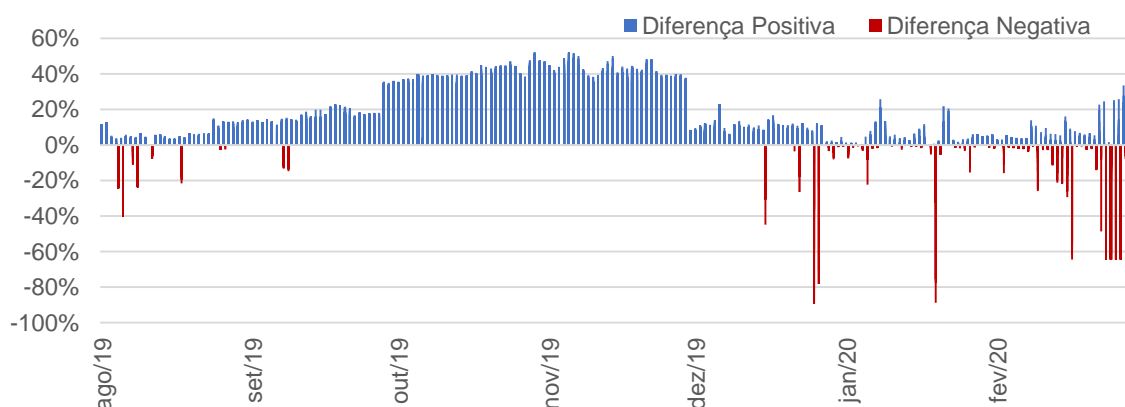
Com base no banco de dados estruturado, pôde-se comparar a diferença entre o preço horário e por patamares. A análise é realizada em termos absolutos, através da observação do comportamento dos preços no médio e no curto prazo, e em termos financeiros, por meio da liquidação financeira elaborada para ambos cenários de preço. A Figura 13 demonstra as curvas dos preços horários e semanais. A evolução da diferença entre os preços pode ser observada na Figura 14, com destaque para os dados mensais na Tabela 2.

Figura 13 – Curvas dos preços horários e semanais ao longo dos meses.



Fonte: Autor (2020).

Figura 14 – Evolução mensal da diferença entre os preços horário e semanais.



Fonte: Autor (2020).

Tabela 2 – Dados mensais de PLD semanal e horário.

Mês	Média mensal PLD semanal (R\$/MWh)	Média mensal do PLD horário-sombra (R\$/MWh)	Diferença média abs. (%)	Diferença máxima abs. (%)
ago/19	200,55	222,27	7,73%	40,55%
set/19	198,29	220,23	16,56%	36,19%
out/19	239,19	320,20	36,80%	52,39%
nov/19	302,87	422,61	37,63%	52,29%
dez/19	233,95	250,46	9,11%	89,09%
jan/20	288,03	283,35	3,50%	88,71%
fev/20	189,28	192,98	9,52%	64,50%

Fonte Autor (2020).

Analisando a Figura 13, observa-se que o preço horário apresenta valores consideravelmente mais altos no período anterior a dezembro de 2019. Esse comportamento é corroborado pelo gráfico das diferenças da Figura 14. A partir desse mês, os valores passam a operar de forma mais próxima, porém com o preço horário apresentando oscilações de maior amplitude.

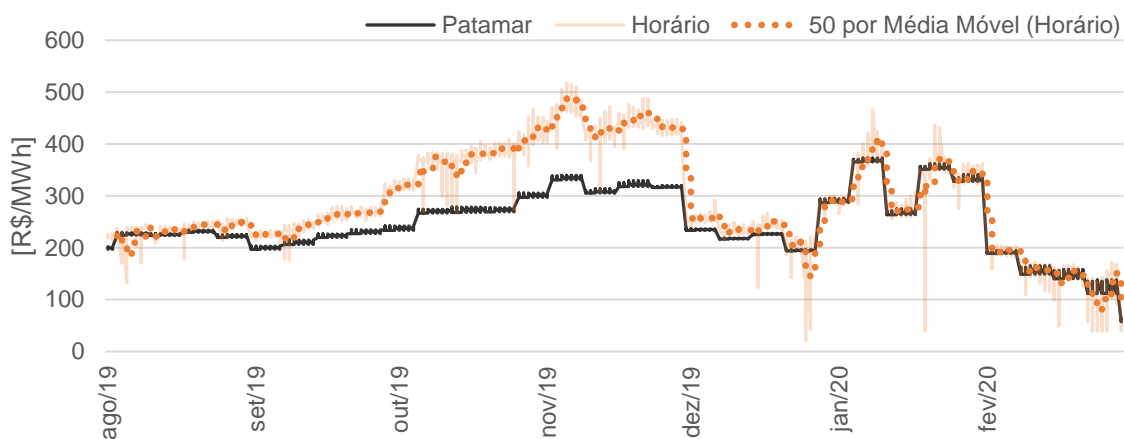
No comparativo de preço apresentado na Tabela 2, constata-se que o preço horário apresenta valores médios maiores que o PLD semanal em todos os meses. Observa-se também que a diferença média entre os preços reduz drasticamente a partir do mês de dezembro de 2019. Essa redução na diferença pode ser associada às rodadas de melhorias do DESSEM. Com os ajustes no modelo de cálculo, os valores horários e semanais passaram a comportar-se de maneira mais próxima em linhas gerais, com maiores desvios apenas em pontos isolados.

4.1.1 Comportamento no Médio a Longo Prazo

Na Figura 12, observa-se uma maior flutuação do preço horário a partir do mês de setembro, atingindo seu ápice em novembro. A partir do mês de dezembro, os valores passam a apresentar maior aderência, tendo variações mais intensas em intervalos de curto prazo. Esse comportamento demonstra os avanços no DESSEM ao longo de sua calibração. A visualização é facilitada na Figura 15, onde a volatilidade foi amortizada utilizando a média móvel para obter a linha de tendência da curva do preço horário. Nota-se certa oscilação na curva do preço semanal que pode sugerir a ideia de volatilidade, porém é causada pela

diferença de preço entre os patamares que cria a ilusão de variação de curto prazo devido a extensão do período plotado.

Figura 15 – Linha de tendência do preço horário ao longo dos meses

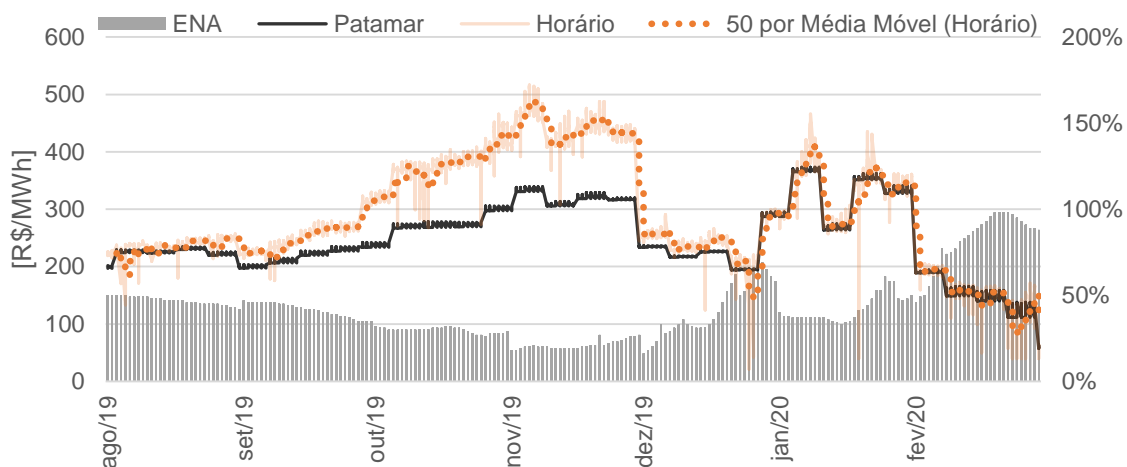


Fonte: Autor (2020).

Observa-se que, no longo prazo, a tendência do preço horário segue em linha com o preço semanal que acompanha a variável hidrológica. Isso mostra que, apesar da mudança no modelo de precificação, a política hidrológica segue sendo a referência de preço para o longo prazo, devido à alta participação dessa fonte no parque de geração brasileiro.

A Figura 16 apresenta os dados do gráfico da Figura 15 agregando as informações de Energia Natural Afluente – ENA, que é a energia gerada a partir da vazão de água nas bacias hidrográficas e pode ser definida em potencial de geração ou em percentual da média histórica. Nesse caso, apresenta-se a ENA em percentual para demonstrar a relação inversamente proporcional entre geração hidráulica e preço, onde observa-se que o aumento dessa variável é acompanhado por reduções no PLD.

Figura 16 – Linha de tendência do preço horário ao longo dos meses



Fonte: Autor (2020).

4.1.2 Comportamento no Curto Prazo

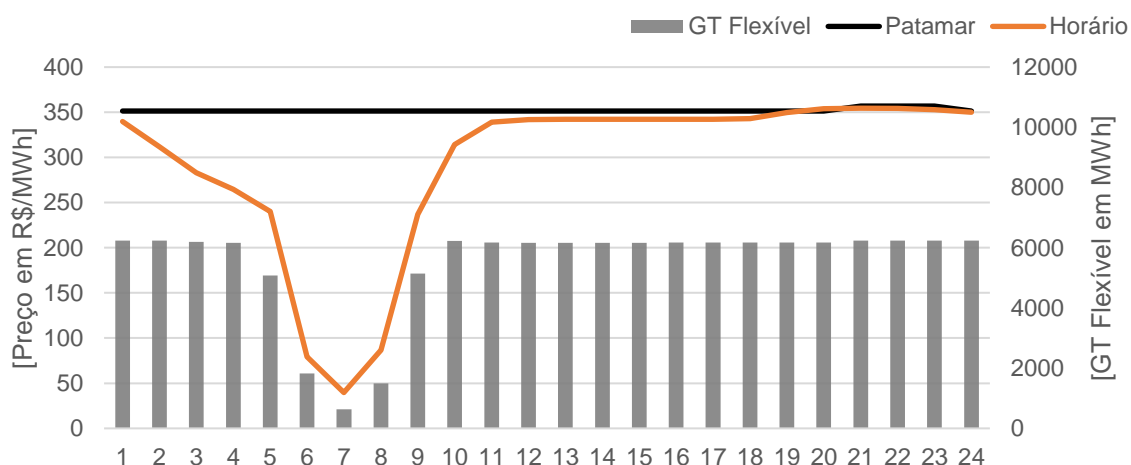
Para compreender a volatilidade na curva do preço horário, analisa-se a operação de curtíssimo prazo. A Figura 17 destaca o mês de janeiro de 2020, onde é possível notar pequenas oscilações dentro do intervalo diário, efeito do padrão de carga e geração. Além disso, nota-se desvios mais intensos da curva em certos pontos, onde destaca-se o dia 19. A grande amplitude e pequeno intervalo da oscilação sugere a influência de usinas de geração térmica flexível, que apresentam característica de acionamento rápido e CVU elevado. A relação fica evidente na Figura 18, onde são plotadas as curvas de preço e a geração térmica flexível por hora no SIN.

Figura 17 – Curva de preço no mês de janeiro/20.



Fonte: Autor (2020).

Figura 18 – Dados de preço e geração térmica flexível no dia 19/01/2020



Fonte: Autor (2020).

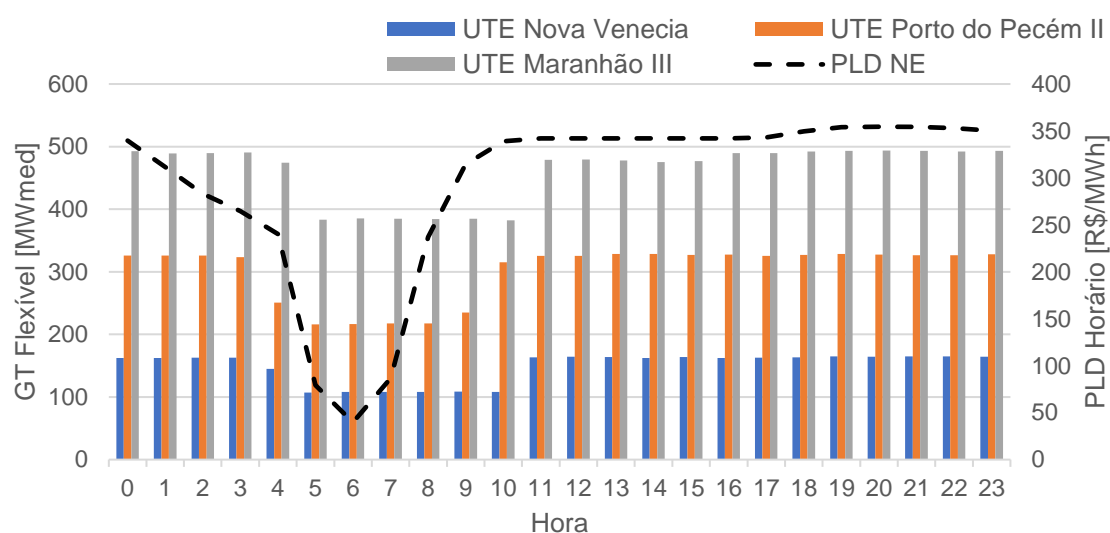
Nota-se que a queda na geração térmica flexível é acompanhada imediatamente pela queda no preço horário, voltando a subir assim que a geração é retomada. De acordo com o relatório divulgado pela CCEE (2020), a queda de geração térmica flexível no período entre às 4 e às 10 horas do dia 19 está associada a redução de geração nas usinas UTE Nova Venécia, UTE Porto do Pecém II e UTE Maranhão III. O quadro 5 apresenta as principais informações operacionais sobre essas usinas e a Figura 18 destaca a geração horária no dia 19.

Quadro 5. Principais informações sobre as usinas UTE Nova Venecia, UTE Porto do Pecém II e UTE Maranhão III.

Usina	CVU [R\$/MWh]	Tempo mínimo de desligamento (horas)
UTE Nova Venecia	223,51	48
UTE Porto do Pecém II	143,13	48
UTE Maranhão III	82,48	48

Fontes: Encontro mensal do PLD Horário – janeiro/20 (CCEE, 2020).

Figura 19. Geração horária das usinas UTE Nova Venecia, UTE Porto do Pecém II e UTE Maranhão III no dia 19.



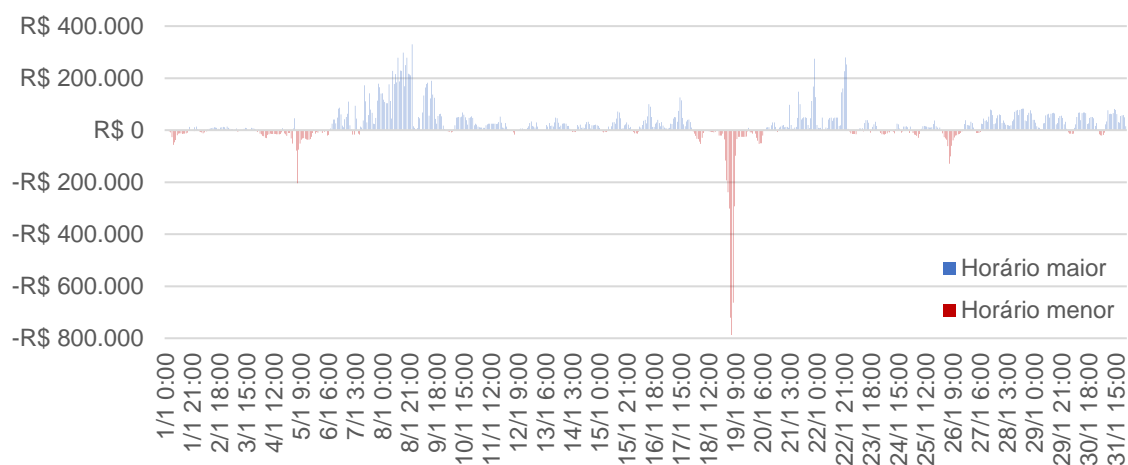
Fonte: Autor, com base em ONS (2020).

O relatório também destaca que a opção pela redução no despacho dessas usinas foi feita de modo a postergar a necessidade de desligamento, cujo tempo mínimo é de quarenta e oito horas para cada.

4.1.3 Liquidação Financeira

Utilizando a metodologia descrita no capítulo 3, elaborou-se a contabilização para o mês de janeiro de 2020 com base nas curvas de preço horário e semanal. A Figura 20 apresenta o gráfico da diferença entre a liquidação na forma semanal de operação do PLD e na forma horária, onde destaca-se em vermelho os pontos nos quais o preço horário é menor. A Tabela 3 resume os dados por semana.

Figura 20 – Diferença horária entre as duas liquidações



Fonte: Autor (2020).

Tabela 3 – Resumo dos resultados da liquidação

Semana	Liquidação PLD semanal (R\$)	Liquidação horária (R\$)	Diferença (R\$)	Diferença (%)
1ª	R\$ 65.059.673	R\$ 64.935.967	-R\$ 123.706	-0,19%
2ª	R\$ 200.916.514	R\$ 209.005.257	R\$ 8.088.743	4,03%
3ª	R\$ 153.730.095	R\$ 156.971.484	R\$ 3.241.388	2,11%
4ª	R\$ 191.560.695	R\$ 190.569.749	-R\$ 990.947	-0,52%
5ª	R\$ 187.601.262	R\$ 191.743.277	R\$ 4.142.014	2,21%
Total	R\$ 798.868.240	R\$ 813.225.733	R\$ 14.357.493	1,80%

Fonte: Autor (2020).

Observa-se que a diferença percentual apresenta variações ao longo do mês, com o PLD semanal resultando em valores maiores na primeira e na quarta semana, porém com pequena diferença. Nas demais semanas, a contabilização horária resulta em uma liquidação financeira maior, totalizando uma diferença de 1,8% no mês. Esse resultado condiz com a diferença entre os preços apresentada na Figura 14, que indica preços horários maiores, em média.

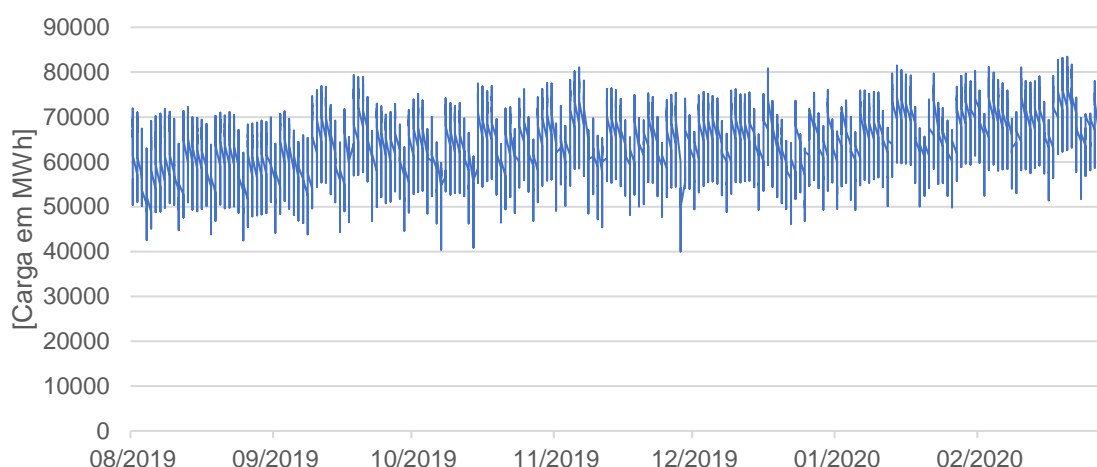
4.2 Análise da Influência da Carga no Preço Horário-Sombra

A partir das informações coletadas, conforme descrito em 3.2, realiza-se uma análise exploratória confrontando os dados de carga do SIN e preço horário-sombra com o objetivo de determinar a influência da carga na composição dos preços. Considerando o item 4.1.2, onde apresenta-se a relação entre a geração térmica flexível e as variações agudas no preço horário sombra, a análise

apresentada aqui se limita a períodos onde esse tipo de variação não é observado. Com isso, busca-se analisar intervalos onde a influência da geração térmica é reduzida para determinar a relação entre carga e preço de forma mais clara.

A Figura 21 destaca a curva de carga para o período entre agosto de 2019 e fevereiro de 2020. Observa-se que não há sazonalidade notável na curva ao longo dos oito meses plotados e que a variabilidade da carga ocorre em intervalos curtos. Isso sugere que a carga não seria um fator definidor de tendência no horizonte de médio prazo, sendo mais influente nas oscilações semanais e diárias dos preços.

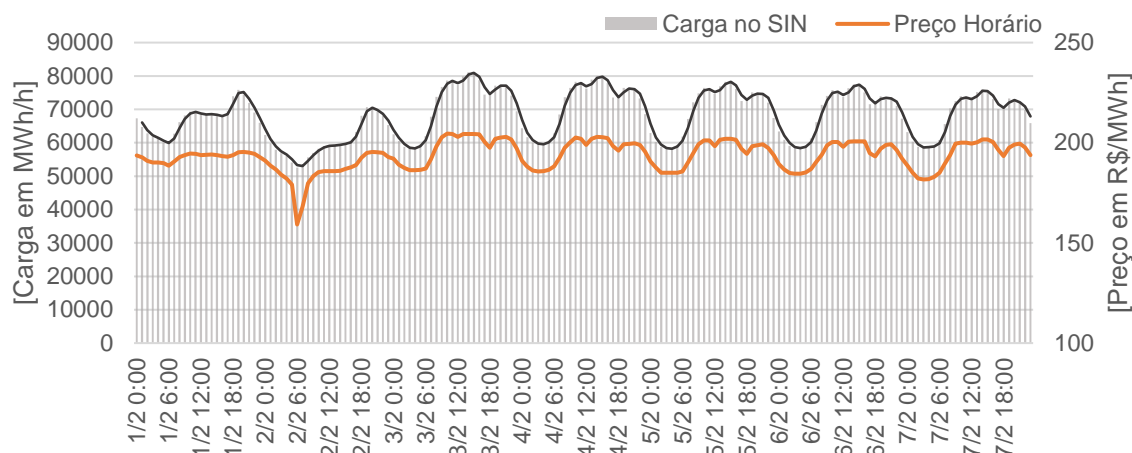
Figura 21 – Curva de carga no SIN entre agosto de 2019 e fevereiro de 2020



Fonte: Autor, com base em ONS (2020).

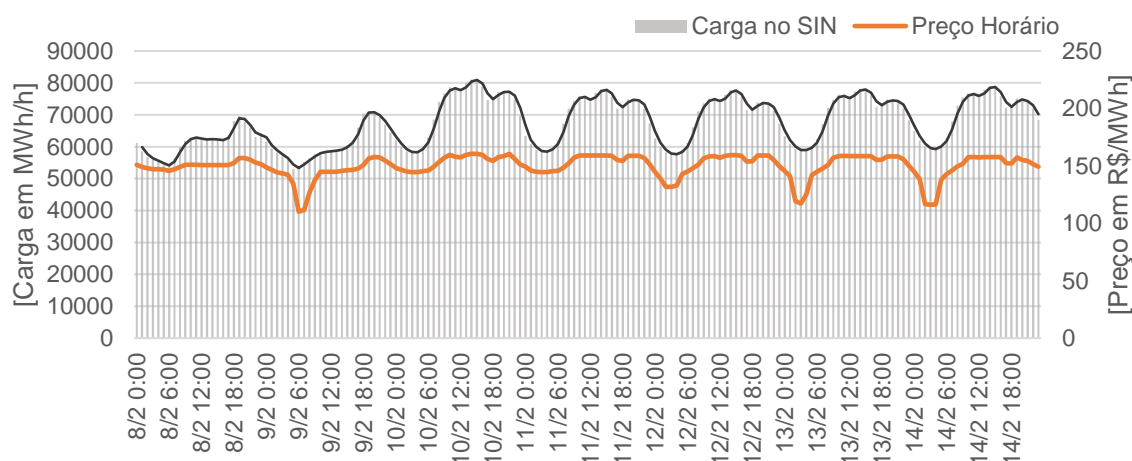
Destacando o intervalo semanal, as Figuras 22 e 23 apresentam as curvas de carga para as primeiras duas semanas de fevereiro de 2020, assim como os preços horários-sombra para o mesmo período. A separação da análise das duas semanas se deve a uma queda brusca de preços ocorrida entre os dias 7 e 8 de fevereiro, ocasionada pela variação no volume de intercâmbio de energia entre os subsistemas Nordeste e Sudeste, de acordo o Boletim Diário de Operação (ONS, 2020).

Figura 22 – Carga no SIN e Preço horário-sombra para a primeira semana de fevereiro



Fonte: Autor, com base em ONS (2020).

Figura 23 – Carga no SIN e Preço horário-sombra para a segunda semana de fevereiro



Fonte: Autor, com base em ONS (2020).

Nota-se nas Figuras 22 e 23 que, de modo geral, a curva do preço horário-sombra acompanha o comportamento da carga. Isso indica que além de existir uma relação entre as duas variáveis, o preço horário-sombra demonstra boa resposta às variações e sensibilidade a quedas da carga.

4.3 Análise da Influência da Geração Solar

Com base nas informações coletadas e seguindo a metodologia descrita no capítulo 3, elabora-se a análise da curva de geração solar fotovoltaica em comparação a curva de carga. O Tabela 4 apresenta a soma da carga e geração solar fotovoltaica para os meses entre agosto de 2019 e fevereiro de 2020, assim como a relação do percentual da carga atendido por essa fonte. Observa-se que

o percentual de atendimento da carga no subsistema Nordeste oscila entre 6,5% e 7,9% dos valores totais mensais.

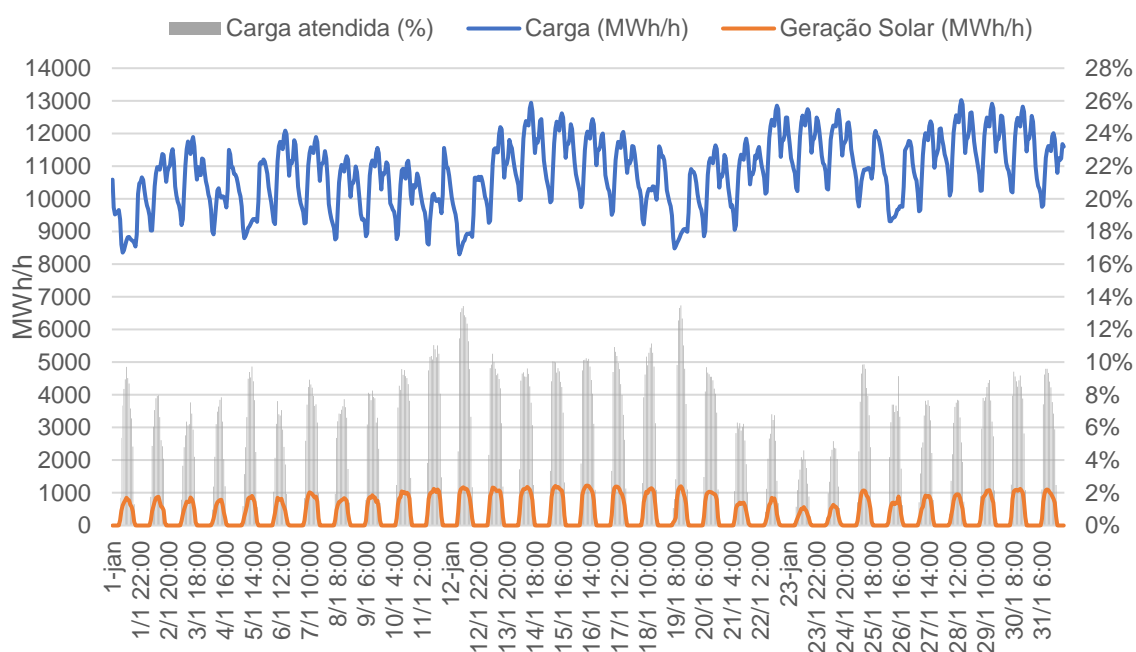
Tabela 4 – Carga, geração solar fotovoltaica e a relação percentual no subsistema Nordeste

Mês	Carga (GWh)	Geração solar fotovoltaica (GWh)	Carga atendida pela geração solar fotovoltaica (%)
ago/19	4.042,04	287,07	7,1%
set/19	3.984,34	305,42	7,7%
out/19	4.072,09	312,23	7,7%
nov/19	3.976,25	300,10	7,5%
dez/19	3.980,92	314,60	7,9%
jan/20	4.017,81	259,98	6,5%
fev/20	3.829,33	262,75	6,9%

Fonte: Autor, com base em ONS (2020).

Analisando a operação mensal em maiores detalhes, a Figura 24 traz os dados do mês de janeiro de 2020, apresentando as curvas de geração e carga no eixo principal e a relação do percentual da carga atendida pela geração solar fotovoltaica no eixo secundário.

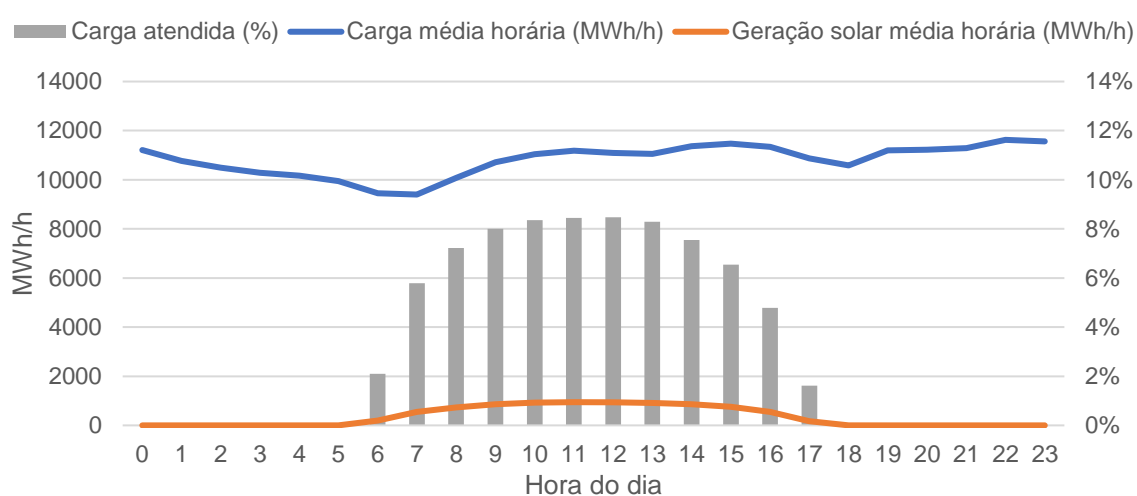
Figura 24 – Curvas de carga e geração fotovoltaica e a relação percentual para o mês de janeiro de 2020



Fonte: Autor, com base em ONS (2020).

Devido às características da geração solar fotovoltaica, o percentual da carga atendida por essa fonte oscila ao longo do intervalo diário. Nota-se que, em seu período de maior geração, a fonte solar fotovoltaica atendeu cerca de 8% a 10% da carga no subsistema Nordeste e apresentou picos acima de 12%. A Figura 24 apresenta as informações citadas em termos das médias horárias, onde o comportamento médio é observado com maior facilidade.

Figura 25 – Médias horárias da de carga e geração fotovoltaica e a relação percentual para o mês de janeiro de 2020



Fonte: Autor, com base em ONS (2020).

Verifica-se que, na média, a geração solar fotovoltaica é responsável pelo atendimento de mais de 8% da carga entre o período das 10 às 13 horas. Isso evidencia a representatividade da fonte dentro da matriz energética do subsistema Nordeste para o mês de janeiro de 2020.

5. CONCLUSÃO

A análise comparativa entre as modalidades de precificação horária e semanal permitiu constatar que, em média, os preços horários apresentam valor superior. Esse comportamento se reflete na contabilização que, para uma curva de carga distribuída de maneira proporcional a demanda energética do submercado Nordeste, resulta em um montante financeiro superior. Para o caso analisado observado o mês de janeiro de 2020, notou-se que o PLD horário leva a uma Liquidação Financeira 1,8% maior que a mesma curva de carga valorada ao PLD semanal. Esse aumento observado no custo da Liquidação pode ser justificado pelo fato da curva de carga do subsistema apresentar maior concentração no período diurno, onde os preços são mais elevados.

Ao observar a operação de médio a longo prazo, notou-se que o preço horário tende a seguir em linha com o preço semanal, seguindo a variável hidrológica. Esse padrão pode ser justificado pelo fato de a política de uso da água ainda ser a maior responsável pela formação estrutural dos preços de energia no longo prazo, mesmo apesar de sua representatividade percentual no SIN estar em queda ao longo dos últimos anos.

A principal diferença de operação entre as precificações horária e semanal é observada no curto prazo. Como já antecipado, a maior segmentação do intervalo diário leva a maior volatilidade nos preços, onde as maiores oscilações são associadas a interrupção, acionamento ou redução do despacho de usinas de geração térmica flexível de CVU elevado por curtos períodos. Considerando a evolução do modelo DESSEM, a tendência é que essas alterações no despacho térmico em curtos intervalos sejam reduzidas, uma vez que o tempo de resposta das usinas pode inviabilizar mudanças drásticas na geração por apenas algumas horas.

Confrontando as curvas de carga e preço, notou-se clara relação entre as duas variáveis. Em situações de operação sem grandes variações no despacho térmico flexível, a curva de preços demonstrou sensibilidade aos aumentos e quedas na carga. Isso evidencia os avanços que a nova forma de precificação trará para as operações de mercado, uma vez que uma das críticas ao modelo de PLD semanal era a dificuldade da precificação por patamares em se adaptar

as oscilações diárias da demanda, o que leva a uma remuneração incorreta às usinas que geram nos períodos de maior demanda energética.

No aspecto da geração solar fotovoltaica, a análise do intervalo mensal demonstra que, no subsistema Nordeste, a fonte é responsável por cerca de 7,5% do atendimento da carga, em média. Esse percentual varia ao longo do dia, podendo apresentar uma inserção de geração solar fotovoltaica de mais de 12%. Isso evidencia a importância que a geração solar fotovoltaica representa no subsistema Nordeste no ano de 2020. Considerando as projeções apresentadas em 2.4, a tendência é que a inserção de geração solar fotovoltaica apenas aumente ao longo dos próximos anos.

Tendo sido demonstrada a influência da carga na formação do preço de energia e a participação da geração solar fotovoltaica na matriz energética, conclui-se que a geração solar fotovoltaica tem o potencial de impactar na redução do preço horário de energia. Esse impacto é potencializado pela sensibilidade que o PLD horário possui em relação as quedas na demanda, e demonstra como essa fonte de geração pode ser um artifício a ser adotado no Setor Elétrico Brasileiro para reduzir a amplitude das oscilações do preço no intervalo diário, principalmente em horário de maior consumo que se concentram no horário de maior insolação.

Referências

PIRES, J. C. L. Desafios da Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro. Textos para Discussão 76. Disponível em: <https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream>. Acesso em: 28 de dezembro de 2019.

HÄRDLE, W. K.; TRÜCK, S. **The dynamics of hourly electricity prices**. 2017. SFB 649 Discussion Paper. Disponível em: <http://sfb649.wiwi.hu-berlin.de>. Acesso em: 28 de dezembro de 2019.

HUNT, S.; Shuttleworth, G. **Competition and choice in electricity**. John Wiley & Sons Ltd, 1ª edição, 1996.

LUCIA, Julio J.; SCHWARTZ, Eduardo S. **Electricity Prices and Power Derivates: Evidence form the Nordic Power Exchange**. Artigo – Depto. Economia Financeira y Matematica, Universidad de Valencia, Valência, 2002.

CASTRO, N. J., LEITE, A. L. **Preço spot de eletricidade: teoria e evidência do caso brasileiro**. IV Encontro de Economia Catarinense, Criciúma, 2010.

NEWBERRY, D. **Competition, Contracts and Entry in the Electricity Spot Market**. Department of Economics, vol. 29(4), 1998, pp. 726-749.

Câmara de Comercialização de Energia - CCEE. **Metodologia de Preços**. Disponível em: < <https://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 27 de dezembro de 2019.

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. **Preço de Liquidação de Diferenças**. Disponível em: < <https://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 27 de dezembro de 2019.

Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. **Boletim Diário de Operação**. Disponível em: < <http://sdro.ons.org.br>>. Acesso em: 31 de outubro de 2020.

Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. **Histórico da Operação**. Disponível em: < <http://sdro.ons.org.br>>. Acesso em: 02 de abril de 2020.

BRASIL. **Lei nº 8.631, 4 de março de 1993**. Institui o Código Civil. Diário Oficial da União. Brasília, DF.

BRASIL. **Lei nº 9.074, 7 de julho de 1995**. Institui o Código Civil. Diário Oficial da União. Brasília, DF.

BRASIL. **Lei nº 9.427, 26 de dezembro de 1996**. Institui o Código Civil. Diário Oficial da União. Brasília, DF

BRASIL. **Lei nº 10.848/2004, 15 de março de 2004**. Institui o Código Civil. Diário Oficial da União. Brasília, DF

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução Normativa nº 583 de 22 de outubro de 2013**. Capítulo I: DAS TERMINOLOGIAS E DOS CONCEITOS. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/>>. Acesso em: janeiro 2020.

STOFT, Steven. **Power System Economics: Designing markets for electricity**. IEEE/Wiley Inter-Science: Pistacaway, 2002a.

BRANDÃO, R. et al, 2020. **Análise Preliminar sobre a Implementação de Preços Horários no SEB a partir dos valores de Preço Sombra**. Grupo de Estudos do Setor Elétrico – UFRJ. Disponível em: <<http://www.gesel.ie.ufrj.br/>>. Acesso em: 2 de fevereiro de 2020.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; ABREU, S. L. DE.; RÜTHER, R. **Atlas brasileiro de energia solar**. 1 ed. São José dos Campos: INPE, 2006.

Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. **Boletim Mensal de Geração Solar Fotovoltaica**. Disponível em: < <http://sdro.ons.org.br>>. Acesso em: 11 de julho de 2020.

Câmara de Comercialização de Energia - CCEE. **Encontro Mensal do PLD Horário – janeiro de 2020**. Disponível em: < <https://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 20 de fevereiro de 2020.

Empresa de Pesquisa Energética - EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**. Disponível em: < <https://www.epe.gov.br/>>. Acesso em: 31 de outubro de 2020.

SCHWEPPE, F. C. et al. **Spot pricing of electricity**. Kluwer Academic Publishers, 1ª edição, 1988.

Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. **Procedimentos de Rede**. Disponível em: < <http://sdro.ons.org.br>>. Acesso em: 19 de dezembro de 2019.

LOUREIRO, P.G.C. **Custo Marginal do Déficit de Energia Elétrica: Histórico, Avaliação e Proposta de uma Nova Metodologia**. Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia – Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, 2009.

Ministério de Minas e Energia. Gabinete do Ministro. Portaria nº 300, de 31 de julho de 2019. Brasília, 2019.

ANEXO A – INFOMERCADO DADOS HORÁRIOS CCEE

Notas Explicativas do relatório InfoMercado em Dados Horários da CCEE.



Leia-me antes de acessar os resultados.

A CCEE recomenda a leitura desta aba para esclarecimentos de algumas premissas, conceitos e dados contidos nas abas deste relatório.

Premissas utilizadas:

- (i) O arquivo apresenta apenas resultados contabilizados;
- (ii) A CCEE apresenta os resultados na menor granularidade possível respeitando as dimensões dos acrônimos (semana, patamar, submercado);
- (iii) Não são considerados os impactos de eventuais liminares apuradas através de MAC - Mecanismo Auxiliar de Cálculo;

Inclusões no relatório em 2020:

Geração por Unit Commitment (G_UNITp,j) - MWh
 Geração Final na Ordem de Mérito (G_DOMPp,j) - MWh
 Garantia Física Modulada Ajustada pelo Fator de Disponibilidade (GFIS_2p,j)
 Garantia Física de Repasse de Risco Hidrológico Modulada e Ajustada (GFIS_2_RRHp,j)
 Garantis Física Modulada Ajustada de Repasse do Risco Hidrológico (GFIS_3_RRHp,j)
 Fator de Risco Hidrológico aceito pelo gerador, variando entre 0 e 11% (Fp,j)
 Geração Verificada pelo Operador do Sistema para Atendimento ao Despacho para Manutenção da Reserva de Potência

Fonte: CCEE (2020).

Quadro 6 – Índice do relatório InfoMercado em Dados Horários da CCEE.

Relatório	Conteúdo
001 Dados Horários	Dados horários
002 Usinas com CVU	Dados horários de usinas que possuem CVU (INCp,j não nulo)
003 Biomassa	Dados horários de usinas a biomassa
004 Eólicas	Dados horários de usinas eólicas
005 Hidráulicas não MRE	Dados horários de usinas hidráulicas não participantes do MRE
006 Hidráulicas MRE	Dados horários de usinas hidráulicas participantes do MRE
007 Demais Usinas	Dados horários das demais usinas

Fonte: CCEE (2020).

Quadro 7 – Segmento da planilha “007 Demais Usinas” do relatório.

Cód. Da Parcela de Usina	Sigla da Usina	Fonte	Submercado	Hora	Dia	Geração no Centro de Gravidade - MW médios (Gp,j) - MWh
8858	TAUA	Solar Fotovoltaica	NORDESTE	1	01/02/2020	0,000
8858	TAUA	Solar Fotovoltaica	NORDESTE	2	01/02/2020	0,000
8858	TAUA	Solar Fotovoltaica	NORDESTE	3	01/02/2020	0,000

8858	TAUA	Solar Fotovoltaica	NORDESTE	4	01/02/2020	0,000
8858	TAUA	Solar Fotovoltaica	NORDESTE	5	01/02/2020	0,000
8858	TAUA	Solar Fotovoltaica	NORDESTE	6	01/02/2020	0,000
8858	TAUA	Solar Fotovoltaica	NORDESTE	7	01/02/2020	0,033
8858	TAUA	Solar Fotovoltaica	NORDESTE	8	01/02/2020	0,110
8858	TAUA	Solar Fotovoltaica	NORDESTE	9	01/02/2020	0,245
...						
889659	GALVANI - CILEM	Térmica Reação Exotérmica	NORDESTE	687	29/02/2020	0,000
889659	GALVANI - CILEM	Térmica Reação Exotérmica	NORDESTE	688	29/02/2020	0,000
889659	GALVANI - CILEM	Térmica Reação Exotérmica	NORDESTE	689	29/02/2020	0,000
889659	GALVANI - CILEM	Térmica Reação Exotérmica	NORDESTE	690	29/02/2020	0,000
889659	GALVANI - CILEM	Térmica Reação Exotérmica	NORDESTE	691	29/02/2020	0,000
889659	GALVANI - CILEM	Térmica Reação Exotérmica	NORDESTE	692	29/02/2020	0,000
889659	GALVANI - CILEM	Térmica Reação Exotérmica	NORDESTE	693	29/02/2020	0,000
889659	GALVANI - CILEM	Térmica Reação Exotérmica	NORDESTE	694	29/02/2020	0,000
889659	GALVANI - CILEM	Térmica Reação Exotérmica	NORDESTE	695	29/02/2020	0,000
889659	GALVANI - CILEM	Térmica Reação Exotérmica	NORDESTE	696	29/02/2020	0,000

Fonte: CCEE (2020).