

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

CLAUDIA RECH DE OLIVEIRA

PROJETO DE DIPLOMAÇÃO II

**ESTUDO DO FUTURO PREÇO HORÁRIO DE ENERGIA E SEU EFEITO SOBRE
OS CONTRATOS DE CONSUMIDORES LIVRES NO SETOR ELÉTRICO
BRASILEIRO**

Porto Alegre

2020

CLAUDIA RECH DE OLIVEIRA

**ESTUDO DO FUTURO PREÇO HORÁRIO DE ENERGIA E SEU EFEITO SOBRE
OS CONTRATOS DE CONSUMIDORES LIVRES NO SETOR ELÉTRICO
BRASILEIRO**

Projeto de Diplomação apresentado como
requisito parcial para a obtenção do grau de
Bacharel em Engenharia Elétrica na
Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Orientadora: Prof.^a Dra. Gladis Bordin

Porto Alegre

2020

RESUMO

A priorização de hidrelétricas a fio d'água e o constante crescimento de fontes de energia intermitentes ocasionam volatilidade ao preço de energia elétrica. Em conjunto, variações abruptas na carga do Sistema Interligado Nacional – SIN e alterações no perfil de consumo do país (como a inserção de veículos elétricos), ressaltam a necessidade de uma valoração de energia que acompanhe de forma precisa variações de carga e geração que ocorram em um horizonte de curto prazo.

O preço de energia de curto prazo – PLD, serve como base para valorar contratos de médio e longo prazo de energia, e precificar a Liquidação Financeira dos agentes no Mercado de Curto Prazo – MCP.

O cálculo do PLD é realizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, tem publicação semanal e é dividido por Submercado e patamares de carga. O PLD Semanal resulta em um descolamento entre o preço de energia e a realidade operativa do sistema. Para modernizar o Setor Elétrico Brasileiro - SEB, ficou determinado a implementação do Preço Horário de Energia Elétrica – PLDh para 2021 [23]. A energia será precificada diariamente em base horária, sendo esperado com essa alteração um preço de energia mais preciso e dinâmico, que responda as variações sentidas pelo CMO.

Como resultado, espera-se uma representação real do custo de energia em um dado instante, um preço de energia de curto prazo confiável para ser utilizado em processos do Mercado de Energia Elétrica e uma maior atenção nas Flexibilizações Contratuais, em especial, a Modulação.

Com a implementação do preço horário, o objetivo deste trabalho é verificar, através de estudos de caso com consumidores livres de diferentes setores, o impacto da mudança em seus contratos de energia elétrica.

Palavras-Chave: Precificação de energia elétrica, PLD, Preço horário de energia elétrica, Liquidação Financeira.

ABSTRACT

The prioritization of run-of-the-river hydroelectricity and the constant growth of intermittent energy sources cause volatility in the price of electricity. Together, abrupt variations in the load of the National Interconnected System - SIN and changes in the country's consumption profile (such as the insertion of electric vehicles), highlight the need for an short-term price that accurately accompanies variations in load and generation that occur in a short term horizon.

The short-term energy price - PLD, serves as a basis to value medium and long-term energy contracts, and to price the Financial Settlement of agents in the Short-Term Market - MCP.

The PLD calculation is performed by the Electric Energy Trading Chamber - CCEE, published weekly and divided by Submarket and load levels. Weekly PLD results in a mismatch between the price of energy and the operating reality of the system. In order to modernize the Brazilian Electricity Sector - SEB, it was determined to implement the Hourly Electricity Price - PLDh for 2021 [23]. Energy will be priced daily on an hourly basis, with this change expected to provide a more accurate and dynamic energy price that responds to the variations felt by the CMO.

As a result, a real representation of the energy cost is expected at a given moment, a reliable short-term energy price to be used in processes in the Electricity Market and greater attention to Contract Flexibilities, in particular Modulation.

With the implementation of the hourly price, the objective of this work is to verify, through case studies with free consumers from different sectors, the impact of the change in their electricity contracts.

Keywords: Electricity spot prices, PLD, short-term price, Financial settlement.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	10
1.1 CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA E RELEVÂNCIA DO TEMA	10
1.2 MOTIVAÇÃO	11
1.3 OBJETIVOS.....	11
1.4 TRABALHOS RELACIONADOS.....	12
1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO	13
2 CONSIDERAÇÕES SOBRE O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	14
3 O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO	17
3.1 FLEXIBILIZAÇÕES CONTRATUAIS	18
3.2 MERCADO DE CURTO PRAZO	20
3.3 EXPOSIÇÃO DO AGENTE AO MERCADO DE CURTO PRAZO	21
3.4 EFEITO DA MODULAÇÃO NO MERCADO DE CURTO PRAZO	23
3.5 BALANÇO ENERGÉTICO DOS AGENTES	24
3.6 PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS.....	26
4 O PREÇO HORÁRIO DE ENERGIA ELÉTRICA	28
4.1 OPERAÇÃO SOMBRA.....	29
5 ESTUDOS DE CASO	35
5.1 DETALHAMENTO DOS ESTUDOS DE CASO	37
5.2 ESTUDO DE CASO: CONSUMIDOR 1	40
5.2.1 ANÁLISE DOS RESULTADOS: CONSUMIDOR 1.....	48
5.3 ESTUDO DE CASO: CONSUMIDOR 2	56
5.3.1 ANÁLISE DOS RESULTADOS: CONSUMIDOR 2.....	62
5.4 ESTUDO DE CASO: CONSUMIDOR 3	69
5.4.1 ANÁLISE DOS RESULTADOS: CONSUMIDOR 3.....	74
6 CONSIDERAÇÕES FINAIS	80
REFERÊNCIAS	82
ANEXO I	86

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1	Tomada de decisão para sistemas hidrotérmicos.	15
FIGURA 2	Modelos matemáticos para o Planejamento do SEB.	16
FIGURA 3	Representação gráfica da Sazonalização.	19
FIGURA 4	Representação gráfica da Flexibilidade Mensal.	20
FIGURA 5	Representação gráfica da Modulação.	20
FIGURA 6	Representação gráfica do Processo de Contabilização.	21
FIGURA 7	Exposição do agente: déficit de energia	22
FIGURA 8	Exposição do agente: excedente de energia	22
FIGURA 9	Balanco Energético: Agente com débito na CCEE	23
FIGURA 10	Balanco Energético, caso valorado a PLD semanal	25
FIGURA 11	Balanco Energético, caso valorado a PLDh	25
FIGURA 12	Relação entre PLD e demais módulos das Regras de Comercialização	27
FIGURA 13	Operações ONS e CCEE em 2020	30
FIGURA 14	Operações ONS e CCEE em 2021	30
FIGURA 15	Comparação do PLD semanal e PLDh – Sudeste/Centro-Oeste	31
FIGURA 16	Comparação do PLD semanal e PLDh – Sul	32
FIGURA 17	Comparação do PLD semanal e PLDh – Nordeste	32
FIGURA 18	Comparação do PLD semanal e PLDh – Norte	33
FIGURA 19	Comparação entre PLDh dos submercados	33
FIGURA 20	Balanco Energético do SIN	34
FIGURA 21	Carga Líquida do SIN x PLDh	35
FIGURA 22	Energia Faturável	38
FIGURA 23	Comparação entre Preços de Curto Prazo – Submercado S: dezembro	49
FIGURA 24	Exposição ao MCP – consumidor 1: dezembro	49
FIGURA 25	Consumo x Contrato consumidor 1 – dezembro	50
FIGURA 26	Comparação entre Preços de Curto Prazo – Submercado S: janeiro	51
FIGURA 27	Exposição ao MCP – consumidor 1: janeiro	51
FIGURA 28	Consumo x Contrato consumidor 1 – janeiro	52
FIGURA 29	Comparação entre Preços de Curto Prazo – Submercado S: fevereiro	52
FIGURA 30	Exposição ao MCP – consumidor 1: fevereiro	53

FIGURA 31	Consumo x Contrato consumidor 1 – fevereiro	53
FIGURA 32	Comparação entre Preços de Curto Prazo – Submercado S: abril	54
FIGURA 33	Exposição ao MCP – consumidor 1: abril	54
FIGURA 34	Consumo x Contrato consumidor 1 – abril	55
FIGURA 35	Comparação entre Preços de Curto Prazo – Submercado NE: dezembro	62
FIGURA 36	Exposição ao MCP – consumidor 2: dezembro	63
FIGURA 37	Consumo x Contrato Consumidor 2 – dezembro	63
FIGURA 38	Comparação entre Preços de Curto Prazo – Submercado NE: janeiro	64
FIGURA 39	Exposição ao MCP – consumidor 2: janeiro	64
FIGURA 40	Consumo x Contrato Consumidor 2 – janeiro	65
FIGURA 41	Comparação entre Preços de Curto Prazo – Submercado NE: fevereiro	65
FIGURA 42	Exposição ao MCP – consumidor 2: fevereiro	66
FIGURA 43	Consumo x Contrato Consumidor 2 – fevereiro	66
FIGURA 44	Comparação entre Preços de Curto Prazo – Submercado NE: abril	67
FIGURA 45	Exposição ao MCP – consumidor 2: abril	67
FIGURA 46	Consumo x Contrato Consumidor 2 – abril	68
FIGURA 47	Exposição ao MCP – consumidor 3: dezembro	75
FIGURA 48	Consumo x Contrato Consumidor 3 – dezembro	75
FIGURA 49	Exposição ao MCP – consumidor 3: janeiro	76
FIGURA 50	Consumo x Contrato Consumidor 3 – janeiro	76
FIGURA 51	Exposição ao MCP – consumidor 3: fevereiro	77
FIGURA 52	Consumo x Contrato Consumidor 3 – fevereiro	77
FIGURA 53	Exposição ao MCP – consumidor 3: abril	78
FIGURA 54	Consumo x Contrato Consumidor 3 – abril	78

LISTA DE TABELAS

TABELA 1	PLD em R\$/MWh para o mês de março	24
TABELA 2	Balanço Energético de agente do submercado sul	25
TABELA 3	Relação dos agentes estudados	37
TABELA 4	Contratos de Energia do Consumidor 1	42
TABELA 5	Balanço de Energia – Consumidor 1: dezembro, Parte 1	43
TABELA 6	Balanço de Energia – Consumidor 1: dezembro, Parte 2	44
TABELA 7	Balanço de Energia – Consumidor 1: dezembro, Parte 3	45
TABELA 8	Balanço de Energia – Consumidor 1: janeiro	46
TABELA 9	Balanço de Energia – Consumidor 1: fevereiro	47
TABELA 10	Balanço de Energia – Consumidor 1: abril	48
TABELA 11	Resultados do Estudo de caso do Consumidor 1	49
TABELA 12	Momentos que o PLDh ficou acima do PLD Semanal	50
TABELA 13	Contratos de Energia do Consumidor 2	55
TABELA 14	Balanço de Energia – Consumidor 2: dezembro	56
TABELA 15	Balanço de Energia – Consumidor 2: janeiro	57
TABELA 16	Balanço de Energia – Consumidor 2: fevereiro	58
TABELA 17	Balanço de Energia – Consumidor 2: abril	59
TABELA 18	Resultados do Estudo de caso do Consumidor 2	61
TABELA 19	Balanço de Energia – Consumidor 3: dezembro	66
TABELA 20	Balanço de Energia – Consumidor 3: janeiro	67
TABELA 21	Balanço de Energia – Consumidor 3: fevereiro	68
TABELA 22	Balanço de Energia – Consumidor 3: abril	69
TABELA 23	Análise dos resultados para o Consumidor 3	70

LISTA DE SIGLAS

ACL	-	Ambiente de Contratação Livre
ACR	-	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	-	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	-	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCEAL	-	Contrato de Compra de Energia no Ambiente Livre
CCEAR	-	Contrato de Compra de Energia no Ambiente Regulado
CMO	-	Custo Marginal de Operação
DECOMP	-	Determinação da Coordenação da Operação a Curto Prazo
DESSEM	-	Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo
MAE	-	Mercado Atacadista de Energia
MPC	-	Mercado de Curto Prazo
MME	-	Ministério de Minas e Energia
NEWAVE		Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes Interligados
ONS	-	Operador Nacional do Sistema
PEN	-	Planejamento Anual de Operação Energética
PMO		Programa Mensal de Operação Energética
PLD	-	Preço de Liquidação das Diferenças
PLDh	-	Preço horário de energia elétrica
SIN	-	Sistema Interligado Nacional
SCDE	-	Sistema de Coleta de Dados de Energia

1 INTRODUÇÃO

1.1 CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA E RELEVÂNCIA DO TEMA

O PLD Semanal é separado em três patamares de carga, representando horários de alto, médio e baixo consumo, todavia essa segregação não acompanha fielmente as mudanças do custo de operação.

O PLD como calculado atualmente não valoriza precisamente a energia proveniente da inclusão das fontes de energia intermitentes, pois o valor atribuído à energia deve variar de acordo com o momento de produção da mesma, alcançando preços maiores em períodos de maior demanda, ou de menor produção, e preços menores em períodos de menor demanda, ou maior produção. A geração eólica, por exemplo, possui a maior produção durante a madrugada, período de menor demanda no SEB.

Além das fontes intermitentes, o Sistema Interligado Nacional – SIN, pode apresentar demasiada variabilidade devido a situações imprevisíveis, como problemas na rede de transmissão e distribuição, ou ainda, drástica diminuição ou aumento da carga. O PLD apresenta problemas para responder a situações que ocorrem em intervalos curtos de tempo, enquanto o CMO consegue acompanhar de forma precisa essas alterações nas cargas.

As usinas geralmente vendem sua produção a preços previamente combinados, através de contratos de médio e longo prazo, todavia, os geradores também estão sujeitos a comprar/vender energia no MCP, caso entreguem menos, ou mais que o previsto nos contratos. Os grandes consumidores buscam firmar contratos que contemplem seus montantes de energia elétrica, mas por diversos fatores podem, da mesma forma que os geradores, ficarem sujeitos ao MCP. O mesmo ocorre para comercializadoras e distribuidoras do SEB.

O agente exposto ao MCP liquida a diferença entre contrato e consumo à PLD, o que pode ser favorável ao agente, se o mesmo estiver com sobra de energia e o PLD estiver com valor acima do preço acordado em contrato, ou desfavorável, se o agente estiver com sobra de energia e o PLD estiver com valor menor que o preço contratado. Essa incerteza pode ser prejudicial para as empresas, que tem como um de seus principais insumos a energia elétrica, surge então as flexibilizações contratuais,

sazonalização e modulação. A modulação consiste na variação percentual do consumo que o contrato pode ter para cada hora do dia. Atualmente, essa flexibilização é importante devido a existência dos patamares de carga, mas com o preço horário a modulação se tornará um fator de extrema importância no fechamento de um contrato. Com a implementação do preço horário os agentes deverão atentar-se e precificar corretamente a modulação nos contratos de médio e longo prazo, pois o agente responsável pelo risco da modulação poderá ficar exposto ao MCP em muitos períodos do dia.

1.2 MOTIVAÇÃO

O PLDh irá impor grandes desafios, juntamente com grandes oportunidades aos agentes do SEB. Os agentes passarão a analisar seus contratos de energia elétrica em decorrência do seu consumo contratado hora a hora. Um consumidor livre contratado satisfatoriamente evitará se expor a preços desconhecidos, que podem custar grande parte do seu faturamento diário. Os geradores e comercializadores precisarão repensar seus contratos e valorar as flexibilidades contratuais levando em conta o risco que elas exercem.

Considerando o panorama acima, o intuito deste trabalho é avaliar os impactos que o preço horário de energia elétrica trará para os grandes consumidores livres, através de estudos de caso, com clientes de diferentes setores. Ainda, fornecer ao leitor um trabalho autocontido sobre o preço da energia elétrica e sua modernização com a implementação do preço horário, por tratar-se de assunto ainda não encontrado na literatura.

1.3 OBJETIVOS

Estudar o novo modelo de precificação da energia elétrica no mercado de curto prazo, através da análise do Preço de Liquidação das Diferenças atual, e elaborar uma metodologia para avaliar os efeitos do Preço Horário sobre os contratos de energia elétrica de consumidores livres.

1.4 TRABALHOS RELACIONADOS

Nesta seção são apresentados alguns trabalhos que dissertam sobre a formação dos preços de energia elétrica e assuntos pertinentes que embasam o estudo do presente trabalho.

- FORMAÇÃO DE PREÇOS EM MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA – Edson Luiz da Silva [27]

O livro contempla assuntos referentes a organização do mercado de energia, o despacho e formação de preço da produção, o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos: formulação do problema e solução do problema, dentre outros assuntos de interesse neste projeto.

- NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO – Mauricio T. Tolmasquim [28]

Enquanto o livro anterior é destinado ao mercado de energia elétrica, este livro é voltado ao entendimento geral do setor elétrico brasileiro, abordando desde o Planejamento e Operação do Sistema até a Comercialização de Energia Elétrica.

- SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: Aspectos Regulamentares, Tributários e Contábeis – Antônio Ganin [20]

O livro disponibiliza conteúdo sobre compra e venda de energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, introduzindo o mercado de curto prazo, o mecanismo de compensação de sobras e déficits, o preço de energia na CCEE, dentre outros assuntos que são abordados de forma recorrente neste trabalho.

Além dos livros mencionados anteriormente, como objeto de pesquisa foram utilizados Projetos de Diplomação na área de Engenharia Elétrica. Por tratar de um assunto bem específico, o preço de liquidação das diferenças, muitas vezes é encontrado de forma detalhada e tratado em profundidade em teses e dissertações.

Neste contexto, o projeto de diplomação “A FORMAÇÃO DO PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS (PLD) E O IMPACTO DA VOLATILIDADE NO

CÁLCULO DAS GARANTIAS FINANCEIRAS” [7], cujo autor é Fernando Sossmeier Arnhold, permite um melhor entendimento sobre os modelos matemáticos até então empregados, NEWAVE e DECOMP.

O projeto de diplomação “UM ESTUDO SOBRE O MERCADO LIVRE DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL” [21] de Lauro Cezar Kyoshilto, auxilia em um olhar geral sobre os contratos de energia elétrica para os consumidores livres e as tarifas e encargos para o cliente livre.

Uma parte da pesquisa realizada ocorre nos sites dos agentes do setor elétrico brasileiro, como a CCEE e ANEEL, que disponibilizam todas as leis, decretos, portarias e resoluções normativas empregadas no setor. A CCEE conta ainda, com materiais didáticos que explicam o desenvolvimento do mercado de energia e formação do preço de liquidação de diferenças.

1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente trabalho é composto de seis capítulos, incluindo este introdutório. Assim, o Capítulo 2, Planejamento do Sistema Elétrico Brasileiro, disserta sobre o planejamento da operação e os modelos matemáticos NEWAVE, DECOMP e DESSEM.

O Capítulo 3 apresenta o Mercado de Energia Elétrica Brasileiro, o Mercado de Curto Prazo e diversos fatores relevantes ao Agente do Mercado sujeito ao tema do presente trabalho, como aspectos contratuais, preço de liquidação das diferenças e o balanço energético dos agentes.

O Capítulo 4 apresenta o preço horário de energia elétrica, a Operação Sombra, e os resultados das análises referentes ao PLD sombra horário.

O Capítulo 5 apresenta os estudos de caso realizados e as conclusões para cada consumidor e gerador estudado.

O Capítulo 6 é referente as considerações finais do projeto.

2 CONSIDERAÇÕES SOBRE O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Ainda que a matriz energética esteja se modificando, o SEB é um sistema hidrotérmico constituído, em sua maioria, de usinas hidrelétricas e usinas térmicas, além de redes de transmissão e distribuição. A energia oriunda de usinas hidrelétricas possui menor preço em comparação a usinas térmicas, procura-se então, substituir a geração térmica pela energia resultante de reservatórios de água, através de geração hidrelétrica.

O planejamento de operação energética determina as metas de geração para todas as usinas visando atender a demanda de energia ao menor custo de operação possível, considerando as restrições operativas e as restrições elétricas do sistema.

A geração de energia através de termelétricas possui um custo associado ao valor do combustível, a manutenção necessária nas usinas e ao tempo necessário para acioná-las/desativá-las. O custo associado a usinas hidrelétricas, por sua vez, depende da capacidade de armazenamento dos reservatórios e das afluições futuras. O “preço da água” representa o preço da falta de água nos reservatórios (déficit) e despacho das usinas térmicas – UTEs.

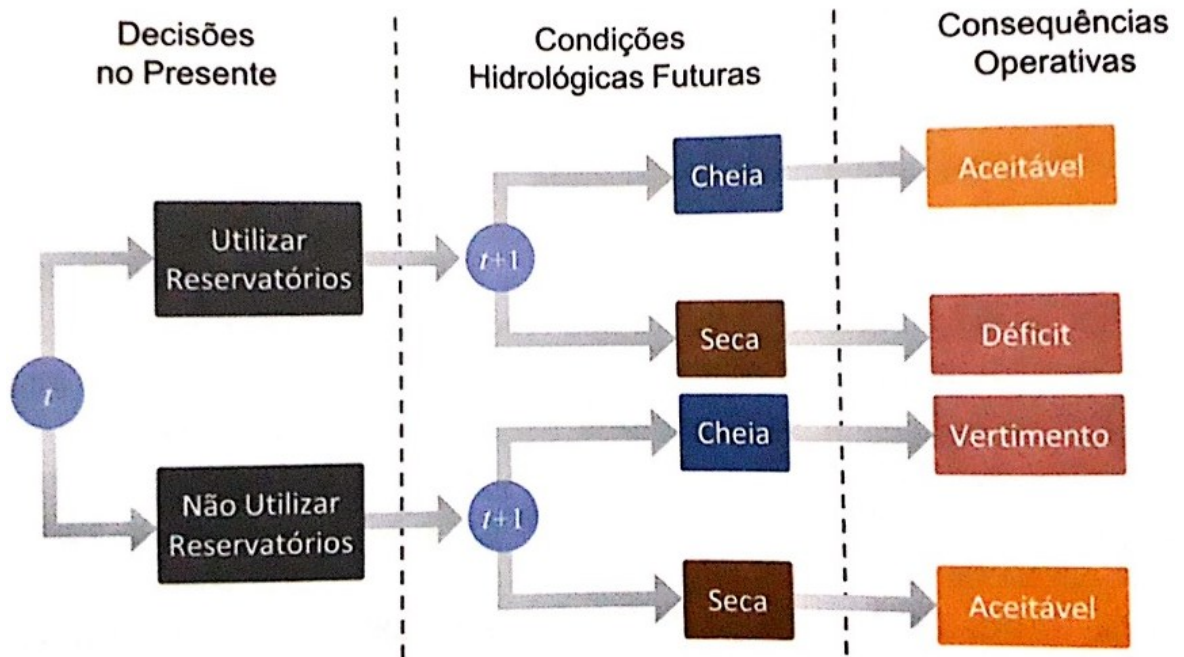
A Figura 1 ilustra a tomada de decisão para um sistema hidrotérmico, com característica estocástica, em razão da incerteza sobre as afluições futuras. As consequências operativas dependem da decisão do uso ou não uso dos reservatórios para geração hidrelétrica e da quantidade de chuva prevista para o futuro. Dependendo da escolha desses fatores, o resultado pode ser positivo ou negativo, ou seja, vertimentos ou déficits.

Caso ocorra um vertimento dos reservatórios, tem-se um desperdício de energia e um custo elevado no início da operação, resultante da escolha por geração térmica. No caso de um déficit, será necessário o uso de térmicas com custo elevado para não haver interrupção no atendimento da carga.

A melhor decisão de operação em sistemas hidrotérmicos, comparara o benefício imediato do uso da água com o benefício de seu armazenamento para uso futuro.

O Planejamento do sistema expõe a complexidade da operação do sistema de geração brasileiro e o ganho que coordenar e otimizar o despacho das usinas ao menor custo operativo possível pode trazer. Assim, tem-se o problema subdividido em três etapas, com diferentes horizontes de planejamento.

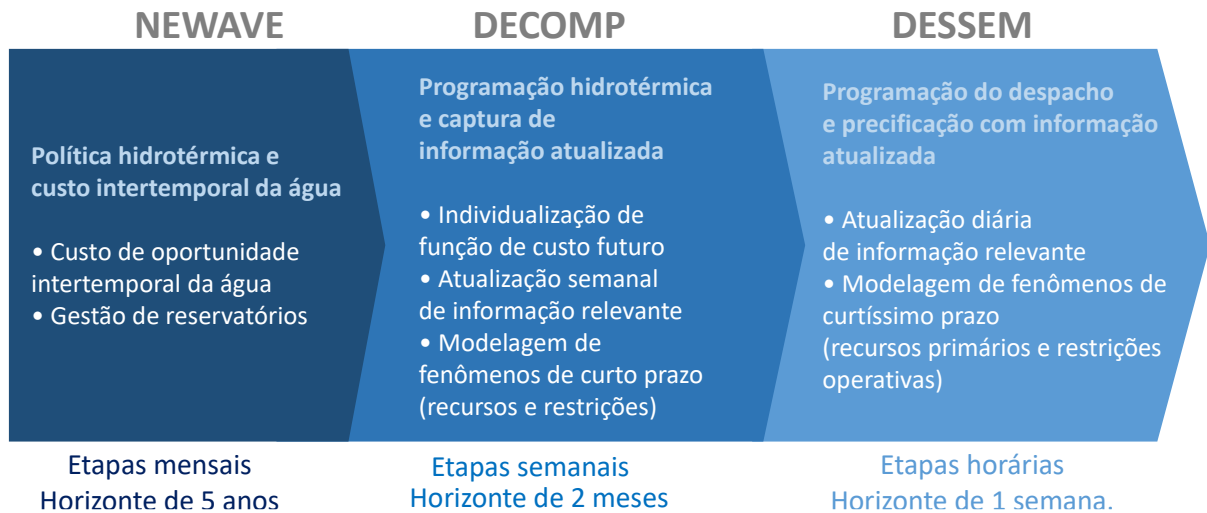
Figura 1 – Tomada de decisão para sistemas hidrotérmicos.



Fonte – Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica [27].

O problema de despacho das usinas é de responsabilidade do Operador Nacional do Sistema - ONS, agente do setor elétrico que tem por objetivo garantir o funcionamento do sistema eletroenergético em conformidade com padrões de qualidade e confiabilidade estabelecidos [27]. Além disso, é responsável por utilizar os recursos disponíveis da melhor forma possível para garantir a segurança do sistema ao mínimo custo operativo [27]. Para atingir estes objetivos, o ONS utiliza três modelos matemáticos com intuito de definir as metas de geração de cada usina para determinado período de interesse de planejamento. A Figura 2 ilustra as atividades realizadas pelos modelos matemáticos NEWAVE, DECOMP e DESSEM, que são abordados a seguir.

Figura 2 – Modelos matemáticos para o Planejamento do Setor Elétrico Brasileiro.



Fonte – IV Encontro Preço Horário 08/04/2020 CCEE, [9].

O modelo NEWAVE é responsável por determinar a política hidrotérmica do país, determinando os totais de geração térmica e hidráulica para seu horizonte de estudo. O modelo também é responsável por valorar o custo da água no tempo, sendo responsável pela gestão dos reservatórios nas etapas mensais. É discretizado mensalmente, com horizonte de estudo de cinco anos dentro do planejamento de longo prazo.

O modelo DECOMP recebe uma função de custo futuro do NEWAVE com o custo de oportunidade da água. Sendo responsável pela programação hidrotérmica do sistema e modelagem de fenômenos de curto prazo. Fornece uma atualização semanal do sistema e uma função de custo futuro para o DESSEM. É discretizado semanalmente, com horizonte de estudo de dois meses.

O modelo DESSEM possui atualizações diárias sobre os recursos energéticos e também modelagens de curtíssimo prazo, expondo restrições operativas e situação dos recursos primários. Discretizado em formas horárias, com horizonte de estudo de uma semana.

3 O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO

Em Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica [27], o autor mostra a organização do Setor Elétrico Brasileiro, discriminando as etapas de regulação, planejamento, operação e contabilização do sistema, conforme trecho retirado do livro.

“No Brasil, tem-se uma organização na qual as funções de operação do sistema, operação do mercado, planejamento indicativo da transmissão/geração e regulação do mercado são desempenhadas, respectivamente, por:

- Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS);
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE);
- Empresa de Pesquisa Energética (EPE);
- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)”.

Dentre os agentes mencionados anteriormente, um tem destaque neste trabalho, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, que regulariza o Ambiente de Contratação Livre - ACL.

No decreto Nº 5.177, de 12 de agosto de 2004 [26] são discriminadas as funções exercidas pela CCEE. Dentre elas:

- Registro dos contratos de energia elétrica firmados no Ambiente de Contratação Livre – ACL;
- Cálculo do PLD;
- Contabilização dos montantes de energia elétrica contabilizados no SIN;
- Liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica no MCP.

No ACL encontram-se os agentes de geração, comercialização, consumidores livres e especiais, e importadores e exportadores de energia elétrica.

Os consumidores livres - consumidores que possuem demanda igual ou superior a 2MW - escolhem livremente de quem irão adquirir energia e de qual fonte proverá a energia adquirida (fonte convencional ou incentivada). Os consumidores especiais - consumidores que possuem demanda entre 500kW e 2500kW - só podem adquirir energia de fonte incentivada, conforme Portaria Nº 514, de 27 de dezembro de 2018 [16].

A Energia Convencional é oriunda de hidrelétricas e de usinas térmicas. Enquanto a Energia Incentivada, é a energia que provém de fontes renováveis, como PCHs,

solar, eólica e biomassa. Por se tratar de fontes em menor abundância e com maiores custos atrelados a sua geração, a Energia Incentivada é mais cara em comparação à Convencional, todavia, essa energia possui um incentivo, que pode torná-la mais viável em diversos casos. A energia pode ser incentivada 50% ou 100%, onde a porcentagem refere-se ao desconto atrelado as tarifas de demanda que o agente que adquire essa energia terá.

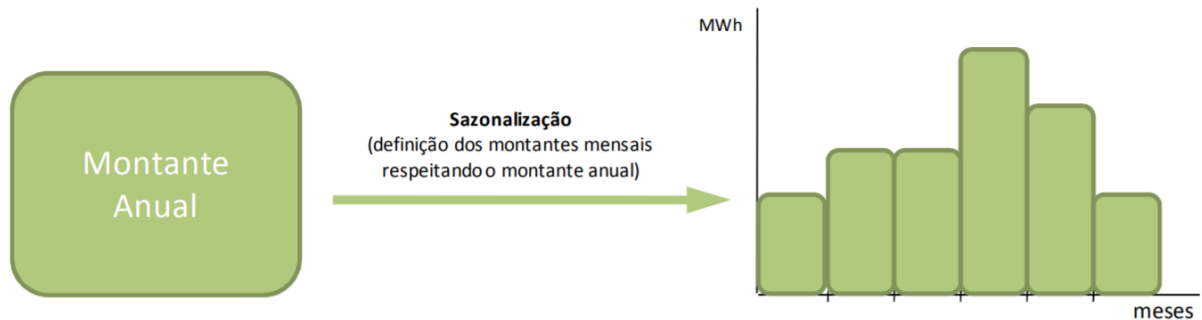
Enquanto consumidores cativos, inseridos no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, contratam sua demanda necessária com a distribuidora de sua área de concessão, onde firmam em conjunto um Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD e um Contrato de Compra de Energia Regulada – CCER, os consumidores do ACL, continuam cumprindo com seus CUSD, mas passam a ter liberdade de negociação com todos os fornecedores autorizados pela ANEEL e CCEE, ou seja, os consumidores livres e especiais, não adquirem energia através da concessionária, e sim de um fornecedor previamente escolhido. O valor cobrado pela distribuidora de energia, limita-se a custos referentes a conexão.

3.1 FLEXIBILIZAÇÕES E CONDIÇÕES CONTRATUAIS

Ao estar inserido no ACL, o agente que deseja comprar energia inicia um processo de contratação no qual ele poderá definir diversas características contratuais, como a fonte de energia, volume, preço e período de fornecimento, além das flexibilizações nos volumes de energia fornecidos, como a sazonalização do contrato ao longo do ano, modulação do contrato ao longo do dia, e realização de paradas programadas.

A Sazonalização é o processo de determinação dos volumes mensais de energia com base no volume anual contratado (CCEE, 2013 [13]), ou seja, o volume contratado de energia anual é distribuído mensalmente, de forma a acompanhar o consumo do consumidor. A Figura 3 mostra a representação gráfica da Sazonalização.

Figura 3 – Representação gráfica da sazonalização.

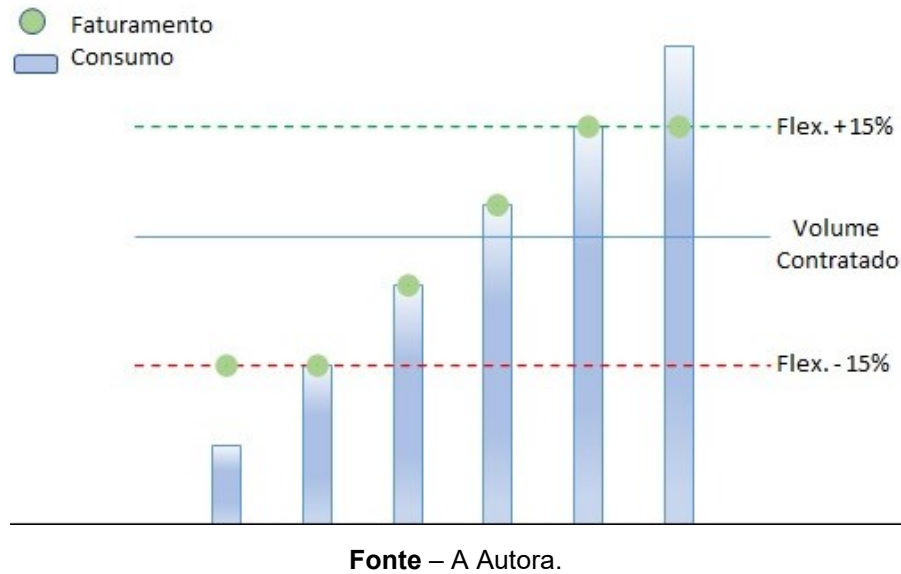


Fonte - Regras de Comercialização – CCEE, [13].

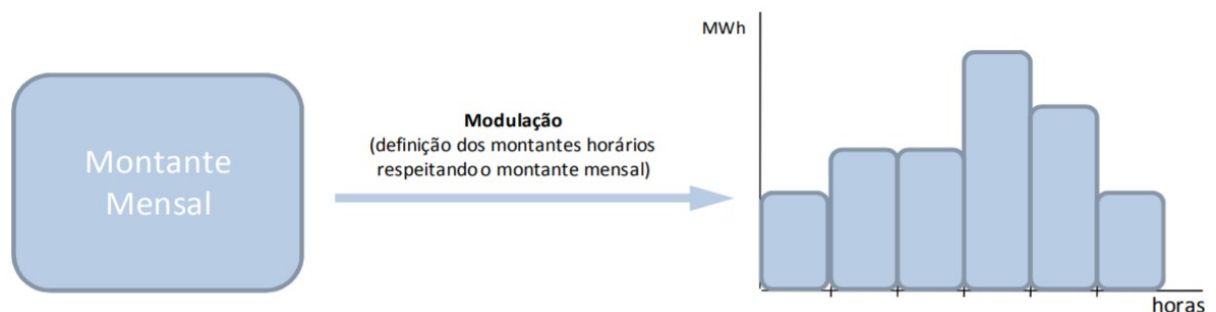
Ao se firmar um Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente de Contratação Livre – CCEAL, o consumidor informa ao fornecedor a Sazonalização para o ano subsequente. Caso a Sazonalização não seja informada, ou não seja contratada, a energia mensal contratada será sazonalizada de maneira uniforme em todos os períodos de suprimento, onde esse processo é conhecido como Sazonalização *Flat*, e é uma das características contratuais que baixam o custo final do contrato.

A Flexibilidade mensal, mostrada na Figura 4, consiste nos limites mínimo e máximo que são aplicados aos volumes mensais. Esses limites permitem que a energia mensal contratada varie dentro dos limites mínimo e máximo, e ainda assim, o fornecedor garanta o volume e o preço de contrato.

As possíveis opções de faturamento serão exemplificadas através da Figura 4. Se o consumo efetuado estiver dentro do volume contratado, a energia faturada será o consumo efetuado, todavia, se o consumo efetuado estiver extrapolando os limites contratuais para cima ou para baixo, a energia faturada será o volume contratado acrescido dos 15%, ou a energia faturada será o volume contratado subtraindo-se os 15%, respectivamente.

Figura 4 – Representação gráfica da Flexibilidade Mensal.

A Modulação é o processo de determinação dos valores horários de energia (período de comercialização da CCEE) com base no volume mensal contratado (CCEE, 2020 [13]). A Figura 5 mostra a representação gráfica da modulação.

Figura 5 – Representação gráfica da modulação.

Um contrato com modulação permite a distribuição do volume mensal no número de horas do dia ou semanalmente pelos patamares de carga, de forma a acompanhar o perfil de carga do consumidor. Já um contrato com modulação *flat* apresenta distribuição uniforme da energia mensal durante todas as horas do dia.

3.2 MERCADO DE CURTO PRAZO

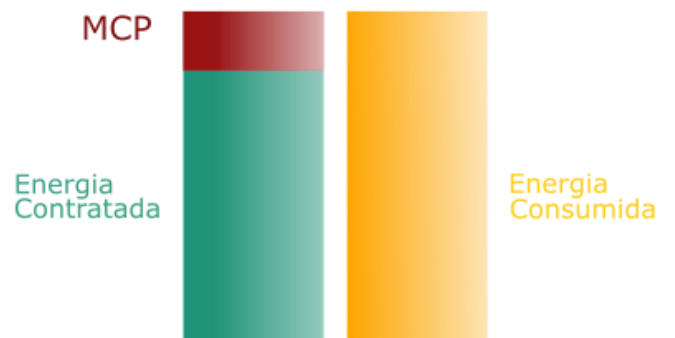
Mensalmente a CCEE realiza a Contabilização dos agentes, processo em que são comparados medição de energia e registro de energia contratada, ou seja, o consumo

registrado é comparado com o consumo medido. Após efetuada a contabilização, agentes expostos ao mercado de curto prazo, ou seja, que tenham seu consumo superior ao limite máximo estabelecido em contrato, ou consumo inferior ao limite mínimo estabelecido em contrato, participam da Liquidação Financeira, liquidando as diferenças a preço *spot*.

Liquidação Financeira é o processo em que ocorrem os pagamentos dos débitos e recebimento dos créditos resultantes da Contabilização, e como dito anteriormente, só é necessário liquidar montantes de energia quando o consumo extrapolar para cima ou para baixo os limites contratuais.

Para o consumo que estiver dentro dos limites contratuais, o consumidor paga pela energia o preço negociado previamente no CCEAL. Entretanto, ao agente exposto ao MCP, o montante de energia excedente ou faltante é liquidado a PLD. A Figura 6 ilustra um exemplo de processo de contabilização da CCEE.

Figura 6 – Representação gráfica do processo de Contabilização.



Fonte – A Autora.

No caso da Figura 6, o agente consumiu mais energia do que contratou previamente, sendo necessário adquirir o déficit de energia no MCP.

3.3 EXPOSIÇÃO DO AGENTE AO MERCADO DE CURTO PRAZO

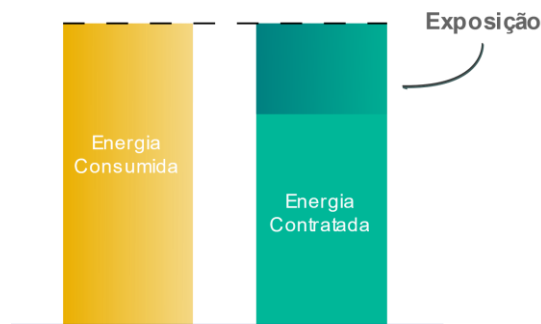
Devido a liquidação das diferenças ser valorada a PLD, os agentes do mercado de curto prazo ficam expostos ao risco, pois sujeitam-se às variações do preço de liquidação, que devido ao montante de energia envolvido, pode resultar em grandes perdas financeiras ou grandes ganhos, dependendo do preço de liquidação no momento. Se o preço de liquidação estiver abaixo do preço de energia estipulado em contrato, o agente obtém lucros com a operação, caso contrário, prejuízo.

É possível que o Agente realize toda sua aquisição de energia no mercado de curto prazo, especulando com o histórico de baixas médias anuais do PLD. Entretanto, como mencionado anteriormente, o agente estará sujeito a baixa previsibilidade do preço de energia de curto prazo, sendo uma prática não usual entre os agentes.

A seguir será ilustrado os casos em que o Agente é exposto ao mercado de curto prazo.

Caso a Energia consumida seja superior a energia contratada, a diferença será a exposição do Agente ao MCP. Essa exposição pode ser adquirida livremente de qualquer fornecedor ao preço do PLD. Este cenário é exposto na Figura 7.

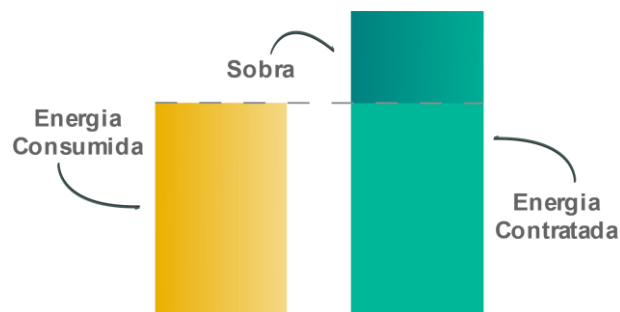
Figura 7 – Exposição do agente: déficit de energia.



Fonte – A Autora.

Caso a Energia consumida seja inferior a energia contratada, a diferença será a sobra do Agente no MCP. Essa sobra pode ser vendida livremente a qualquer fornecedor ao preço do PLD. Na Figura 8 tem-se o caso enunciado anteriormente.

Figura 8 – Exposição do agente: excedente de energia.



Fonte – A Autora.

Após compreensão dos processos de Contabilização e Liquidação Financeira no Mercado de Curto Prazo, no capítulo 3.4 será apresentada o efeito da modulação no MCP.

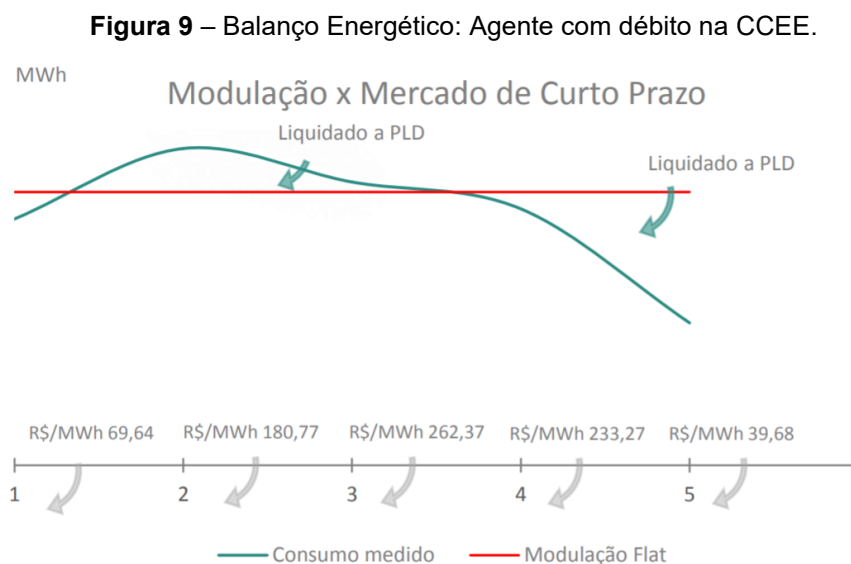
3.4 EFEITO DA MODULAÇÃO NO MERCADO DE CURTO PRAZO

Ainda que o agente Comprador tenha seu consumo dentro dos valores estipulados em contrato, devido à ausência da modulação em seu contrato de fornecimento de energia, o agente poderá ter créditos ou débitos na CCEE.

A modulação, conforme mencionado anteriormente, distribui o consumo mensal de forma a acompanhar a curva de carga do consumidor. A ausência de modulação em contrato – Modulação *Flat* – está representada na Figura 9, onde para todas as semanas do mês, e conseqüentemente, todas as horas do dia, o consumo registrado é constante. Como resultado, nos momentos em que há consumo medido superior ao registrado em contrato, há falta de energia, e nos momentos em que o consumo medido é inferior ao registrado em contrato, há sobra de energia. As diferenças são liquidadas a preço de liquidação de diferenças.

O crédito ou débito na CCEE depende do tipo de modulação acordada em contrato, consumo medido x consumo registrado e do valor do PLD nos momentos de consumo divergente ao contratado.

A Figura 9 ilustra um cenário onde o Agente possui débitos na CCEE após a Contabilização.



Fonte – A Autora.

Nas primeiras três semanas, o consumo medido do Agente foi superior ao seu consumo registrado, enquanto nas semanas subseqüentes, o consumo medido foi

inferior ao consumo registrado. A relação de consumo, em conjunto com a variação do PLD, que apresentou valores conforme Tabela 1, resultaram em um débito na CCEE, pois nos momentos que o Agente teve falta de energia e a comprou no MCP, pagou pela energia um valor superior ao pago nos momentos em que teve sobra e vendeu no MCP.

Tabela 1 – PLD em R\$/MWh para o mês de março.

Semana	PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DE DIFERENÇAS R\$/MWh			
	Pesado	Médio	Leve	Média Patamares
1 - 29/02/2020 - 06/03/2020	76,13	75,46	57,34	69,64
2 - 07/03/2020 - 13/03/2020	230,47	228,12	83,72	180,77
3 - 14/03/2020 - 20/03/2020	348,16	340,79	98,16	262,37
4 - 21/03/2020 - 27/03/2020	303,41	298,2	39,68	233,27
5 - 28/03/2020 - 03/04/2020	39,68	39,68	39,68	39,68

Fonte – A Autora.

A Tabela 2, apresenta os dados do exemplo.

Tabela 2 – Balanço Energético de agente do submercado sul.

Semana	Balanço Energético de agente do submercado Sul			
	Consumo registrado (MWh)	Posição Contratual Líquida (MWh)	Balanço Energético (MWh)	Resultado do MCP
1º Semana	147,895	-143,664	-4,231	-R\$ 516,06
2º Semana	189,981	-167,686	-22,294	-R\$ 6.692,55
3º Semana	169,097	-167,673	-1,424	-R\$ 2.927,21
4º Semana	153,378	-167,599	14,221	R\$ 237,97
5º Semana	85,08	-95,677	10,597	R\$ 420,48
Total Mensal	745,43	-742,299	-3,131	-R\$ 9.477,37

Fonte – A autora.

3.5 BALANÇO ENERGÉTICO DOS AGENTES

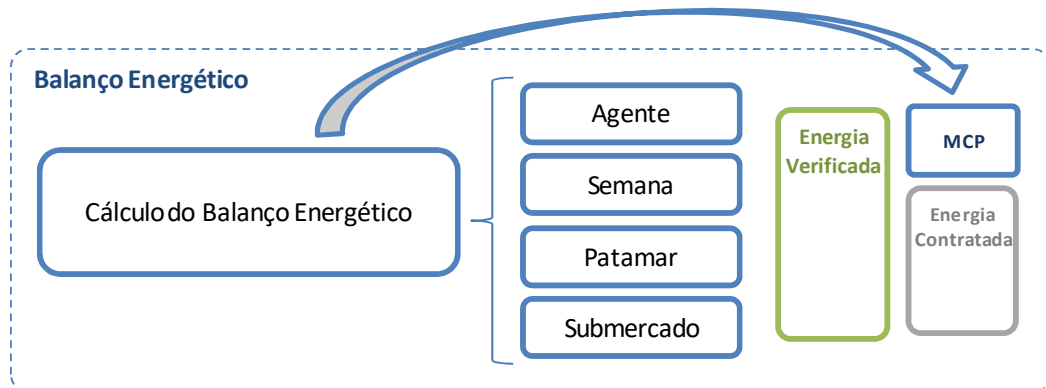
A etapa de Contabilização realizada pela CCEE, descrito anteriormente na seção 4.2 Mercado de Curto Prazo, é feita realizando-se o Balanço Energético de cada agente, processo detalhado a seguir.

O Balanço Energético é realizado comparando a Energia Verificada com a Energia Contratada. Esse cálculo, atualmente, é realizado para cada agente, por submercado,

semana e patamar de carga, com o objetivo de valorar as diferenças apuradas no MCP a PLD, conforme mostra a Figura 10.

Ao agente que obteve sobra de energia, será simulada a venda da energia a preço de PLD, e ao agente que teve falta de energia, será simulada a compra de energia a preço de PLD.

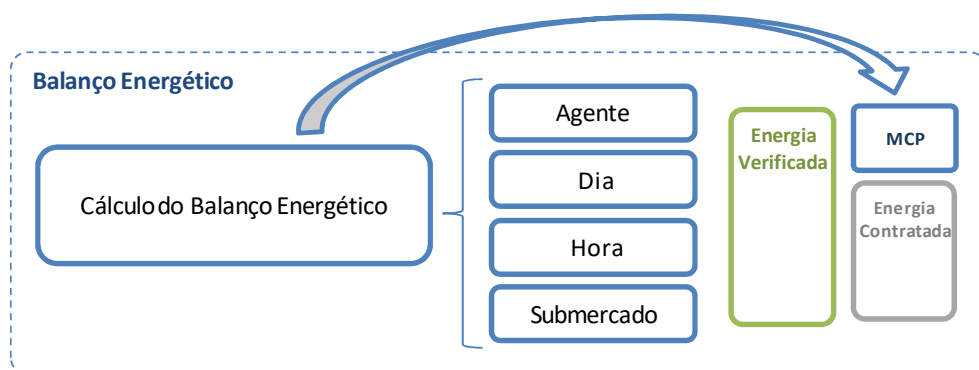
Figura 10 – Balanço Energético, caso valorado a PLD semanal.



Fonte – Regras de Comercialização – Balanço Energético [11].

A partir de 2021, o Balanço Energético dos agentes será realizado, oficialmente, para cada agente, por submercado, dia e hora, com o objetivo de valorar as diferenças apuradas no MCP a PLDh, conforme ilustra a Figura 11.

Figura 11 – Balanço Energético, caso valorado a PLDh.



Fonte – Modificado pela Autora, original de Regras de Comercialização – Balanço Energético [11].

Ao agente que obteve sobra de energia, será simulada a venda da energia a preço de PLDh, e ao agente que teve falta de energia, será simulada a compra de energia à preço de PLDh.

3.6 PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DE DIFERENÇAS

Os modelos matemáticos NEWAVE e DECOMP fornecem o Custo Marginal de Operação - CMO, que corresponde ao custo para se produzir o próximo MWh que o sistema necessita, sendo estabelecido para cada submercado, semana e período de comercialização (CCEE, 2007 [10]).

O CMO reflete o custo de atender a carga adicional ao que o sistema previa suprir, utilizando os recursos existentes. Varia principalmente em função do nível dos reservatórios, se houver vertimento, o custo marginal é baixo, o necessário para cobrir despesas como manutenção e operação das hidrelétricas. Quando não há vertimento, o custo torna-se variável, em função da escolha de utilizar a água no momento, ou no futuro. E quando as termelétricas são acionadas, na ordem crescente de seus custos de operação, o CMO segue esse aumento de preço.

Atualmente o PLD é divulgado pela CCEE, calculado ex-ante, com periodicidade semanal, para cada submercado, patamar de carga e com base no CMO, limitado por um preço mínimo e por um preço máximo, estabelecidos anualmente pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (CCEE, 2013 [13]). As principais diferenças entre o PLD e o CMO, são que no PLD exclui-se as restrições internas de cada Submercado, desconsidera-se as usinas de teste e limita-se seu valor entre um valor máximo e mínimo.

O PLD é determinado de acordo com a expressão (1) (Regras de Comercialização – CCEE [13] mostrada a seguir).

$$PLD_{s,r,w} = \min \left(\max \left(CMO_{SREA_{s,r,w}}, PLD_{MIN_{fPLD}} \right), PLD_{MAX_{fPLD}} \right) \quad (1)$$

Onde:

$PLD_{s,r,w}$: é o Preço de Liquidação de Diferenças determinado por Submercado “s”, patamar de carga “r” e semana “w”.

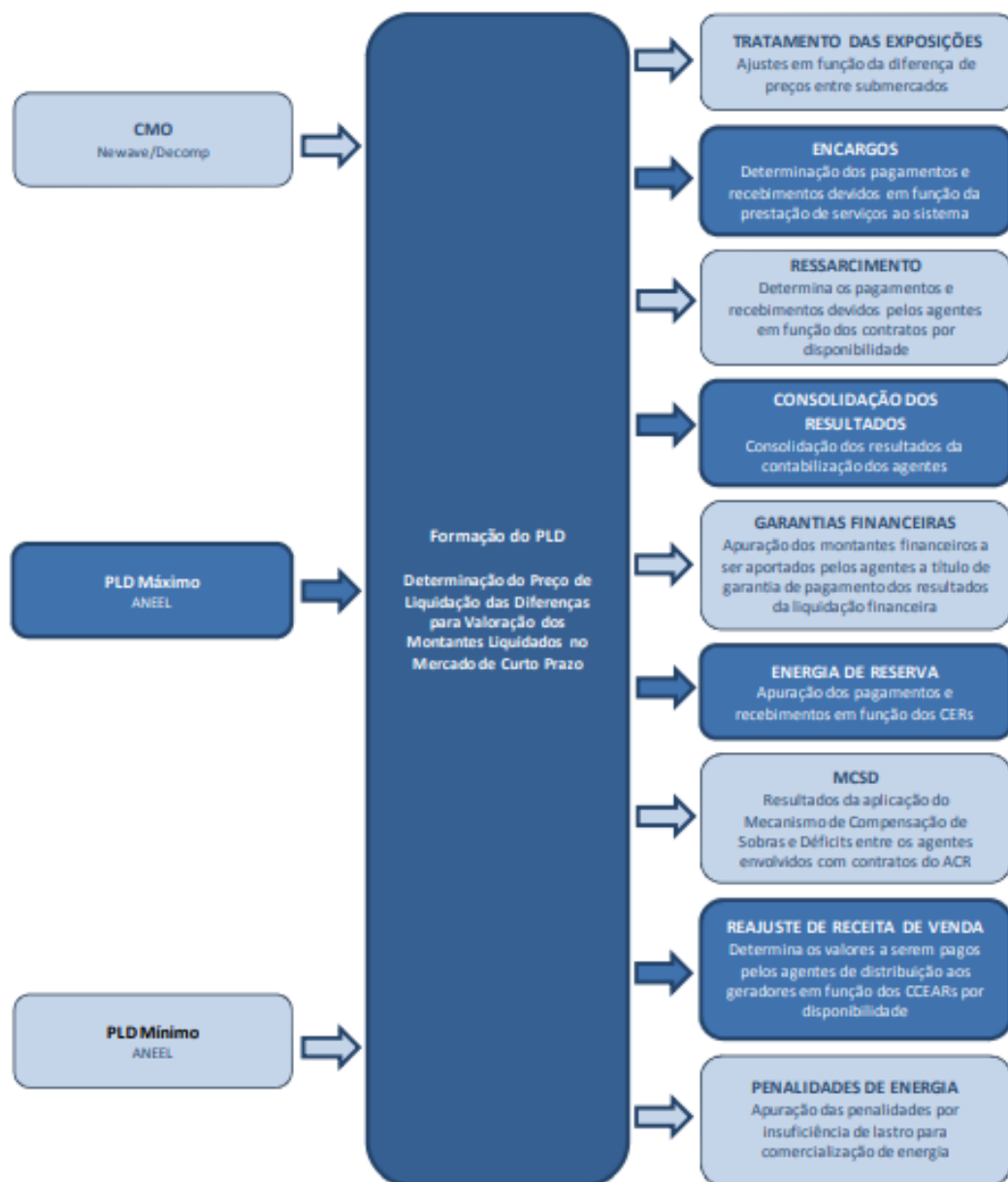
$CMO_{SREA_{s,r,w}}$: Custo para se produzir o próximo MWh para o sistema, calculado pela aplicação dos modelos NEWAVE e DECOMP antes da operação física do sistema (cálculo ex-ante). Definido por Submercado “s”, patamar de carga “r” e semana “w”, valor fornecido pelo DECOMP em R\$/MWh.

$PLD_{MIN_{fPLD}}$: é o valor mínimo que o PLD pode assumir para um determinado ano “fPLD”, compreendido entre a primeira e a última semana operativa de preços, valor fornecido pela ANEEL em R\$/MWh.

$PLD_{MAX_{fPLD}}$: é o valor máximo que o PLD pode assumir para um determinado ano “fPLD”, compreendido entre a primeira e a última semana operativa de preços, valor fornecido pela ANEEL em R\$/MWh.

A Figura 12 apresenta as entradas para o cálculo do PLD e as saídas, ou seja, onde o PLD é utilizado no Mercado de Energia Elétrica.

Figura 12 - Relação entre PLD e demais módulos das Regras de Comercialização.



Fonte -
Regras
de

Comercialização – CCEE [13].

Como visto na Figura 12, o PLD é utilizado em vários processos realizados pela CCEE. Um preço de curto prazo mais confiável aumenta a confiabilidade de todo o Mercado de Energia.

4 O PREÇO HORÁRIO DE ENERGIA ELÉTRICA

A Portaria MME 301/2019 [23] normalizou a vigência do preço horário de energia elétrica, em 2021 o preço de curto prazo passará a ter publicação horária. Dentre os fatores que ilustram a necessidade da implementação do PLDh, pode-se citar a redução da participação hídrica, aumento da participação das fontes intermitentes, como solar e eólica e a expansão hídrica com base em usinas a fio d'água.

De acordo com os dados do Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 (EPE, 2019 [18]) a participação da fonte eólica alcançará 16,0% do total da potência instalada no SIN em 2029, enquanto a fonte solar fotovoltaica representará 8,0%. Fontes com geração intermitentes dificultam a operação do sistema e afetam sua previsibilidade. Assim como usinas a fio d'água, que não possuem grandes capacidades de armazenamento, expondo o sistema ao caráter sazonal das afluições.

O cenário mencionado anteriormente impõe uma maior participação de fontes de caráter controlável, como usinas termelétricas de partida rápida, além de gerar novas oportunidades de negócio, como o armazenamento químico de energia, através de sistemas de baterias, e gerenciamento pelo lado da demanda.

A alteração para o preço horário é necessária também devido às alterações no perfil de consumo do país, onde tem-se o exemplo do desenvolvimento da frota de veículos elétricos no Brasil. Devido aos patamares de carga, recarregar as baterias do veículo durante o patamar leve, onde há os preços mínimos de energia, é a opção econômica escolhida. Todavia, se no futuro muitos veículos forem recarregados no mesmo horário, implicando em despachos de usinas com custo maior, o CMO aumentará, mas o preço de energia não irá refletir o aumento rapidamente.

Outro ganho com a implementação do PLDh será a redução do tempo de resposta do preço em relação a realidade operativa do sistema. Um bom exemplo de variação abrupta de carga é o período de atipicidade em função da quarentena decorrente do Covid-19. Muitas empresas cessaram sua produção, reduzindo em aproximadamente 15% a demanda solicitada ao sistema, porém a queda no preço só foi observada no PLD da semana seguinte, não representando a curva de carga do SIN.

O preço de curto prazo é um sinal econômico para os agentes do Mercado de Energia Elétrica, que influencia os preços de médio e longo prazo, devendo refletir o custo real da energia no sistema e sinalizar o uso eficiente de recursos. O sinal de

preço de curto prazo terá maior credibilidade com a redução das incertezas na previsão das variáveis que o compõe, como aflúências, ventos, insolação solar, restrições de geração e transmissão - o que ocorrerá devido ao menor tempo de publicação e avanços tecnológicos no DECOMP - e adaptação ao perfil de consumo do SIN.

O PLDh será calculado e divulgado diariamente para todas as horas do dia seguinte. Como os preços serão horários, os atuais patamares de carga deixarão de existir. A contabilização mensal do agente comparará energia contratada e energia medida para todas as horas do mês, e ocorrendo exposição ao MCP, o agente estará exposto as variações do PLDh, ou seja, os parâmetros de contrato terão que ser atendidos de forma horária, enfatizando a importância da modulação contratual.

4.1 A OPERAÇÃO SOMBRA

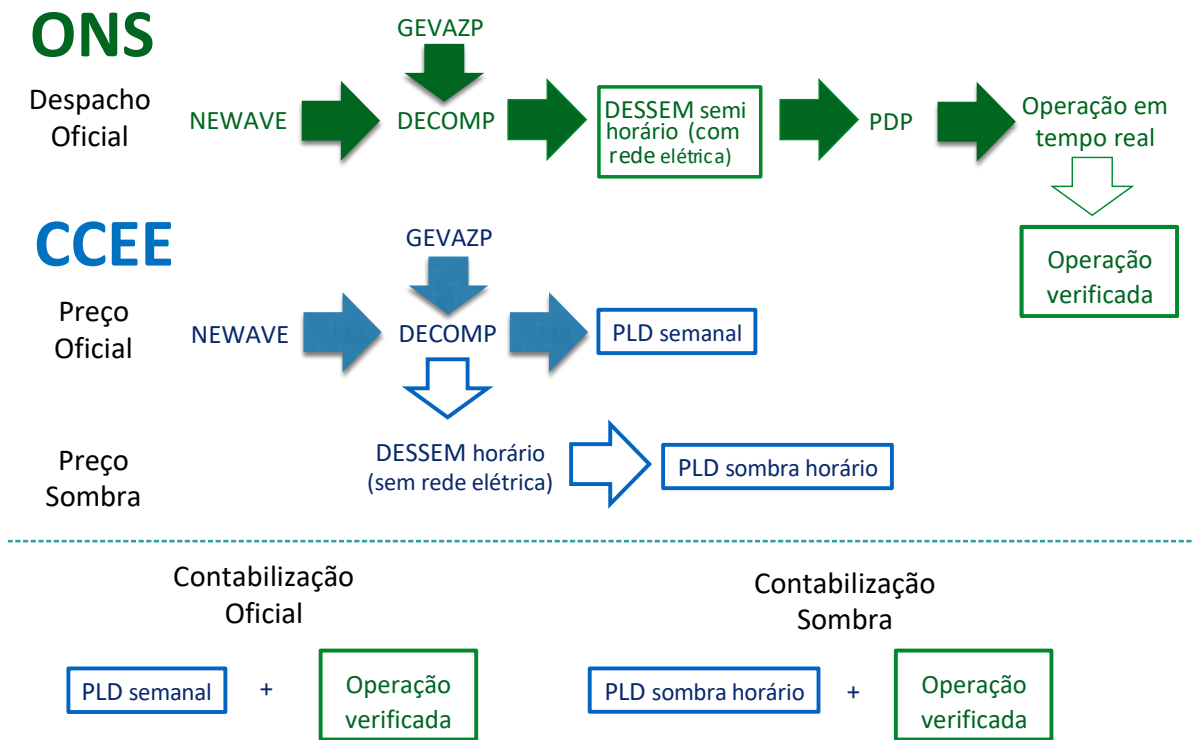
Com o intuito de auxiliar na compreensão da implementação do preço horário, a CCEE iniciou em agosto de 2019 a Operação Sombra, que consiste em executar as atividades dos agentes do setor ONS e CCEE de forma a considerar o modelo DESSEM e o Preço Horário. A Operação Sombra ocorre de forma extraoficial e seguirá até a data da efetiva implementação do preço horário para fins oficiais, almejando antecipar os eventuais impactos no mercado da implementação do PLDh, subsidiando estudos acerca do assunto.

De agosto a dezembro de 2019, a Operação Sombra ocorreu paralelamente às operações oficiais do sistema, sem que o NOS e a CCEE utilizassem o DESSEM e o PLDh em atividades oficiais.

A partir de janeiro de 2020 (MME, 2019 [23]), o ONS incluiu o DESSEM no processo de Despacho Oficial. Enquanto a CCEE, oficialmente, prossegue até dezembro de 2020 com os dados provenientes do ONS, mas realizando as atividades oficiais através do DECOMP e PLD. Paralelamente, de maneira extraoficial, a CCEE continua com a Operação Sombra. O cenário de 2020 pode ser verificado na Figura 13.

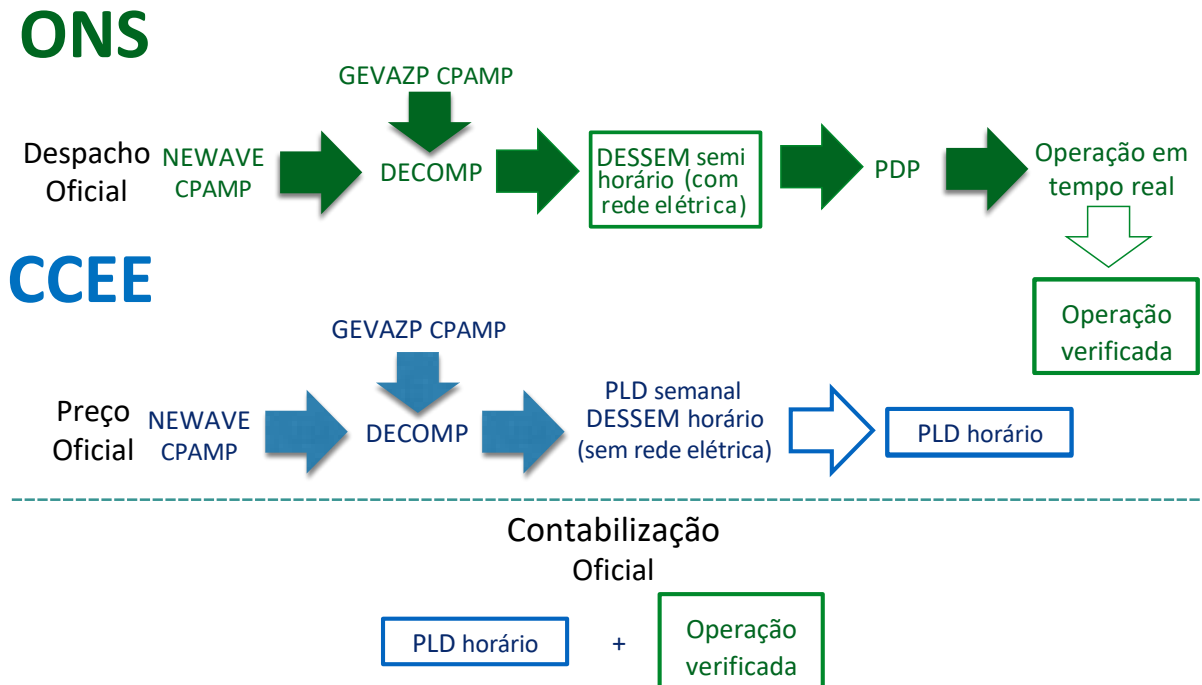
Em 2021 (MME, 2019 [23]), no entanto, o despacho do ONS ocorrerá como no ano de 2020 e os processos da CCEE ocorrerão utilizando o DESSEM e PLDh. Este cenário está exposto na Figura 14.

Figura 13 – Operações ONS e CCEE em 2020.



Fonte – IV Encontro Preço Horário 08/04/2020 CCEE, [9].

Figura 14 – Operações ONS e CCEE em 2021.



Fonte – IV Encontro Preço Horário 08/04/2020 CCEE, [9].

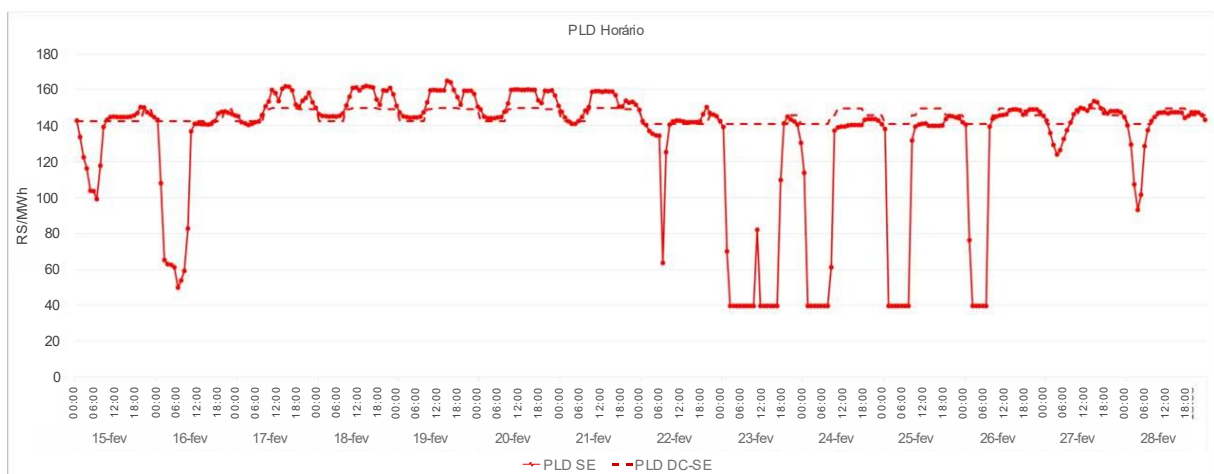
Buscando incentivar os agentes a compreender melhor os efeitos do Preço Horário, a CCEE realiza encontros mensais onde expõe a Operação Sombra e verifica a confiabilidade do PLDh.

Serão analisadas, a seguir, partes da apresentação realizada no mês de março de 2020.

As figuras apresentam a comparação entre o PLD semanal e o PLD em base horária, onde a linha tracejada representa o PLD semanal utilizando o DESSEM e a linha contínua o PLDh.

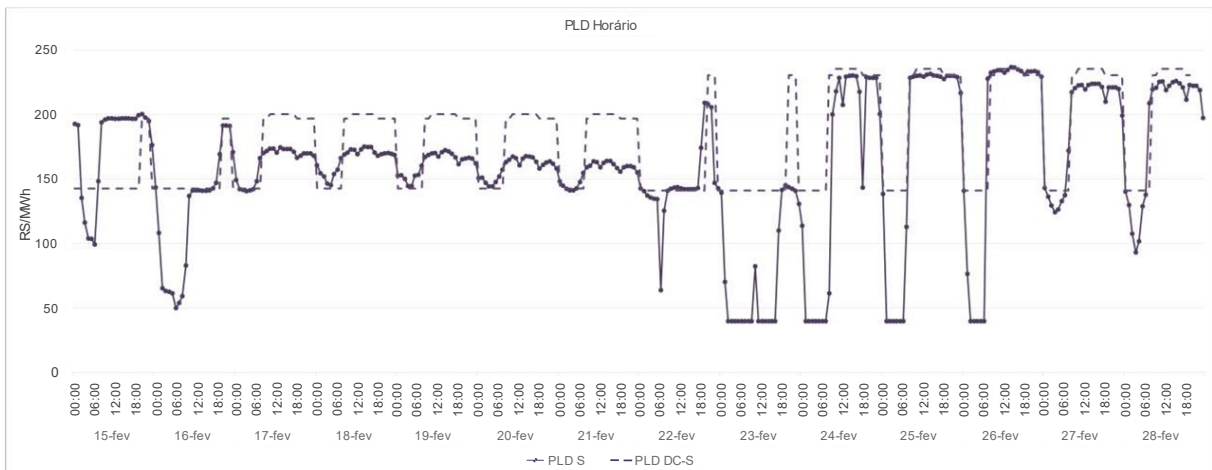
A comparação entre os preços semanal e horário para o submercado Sudeste/Centro-Oeste pode ser visto na Figura 15, onde são mostradas duas semanas operativas de fevereiro. Analisando a figura observa-se um acoplamento entre os preços na maior parte das horas, em alguns momentos há excursão do PLDh para valores próximos ao piso, ou ao teto, esses descolamentos devem-se ao acompanhamento do PLDh à demanda do SIN.

Figura 15 – Comparação do PLD semanal e PLDh – Sudeste/Centro-Oeste.



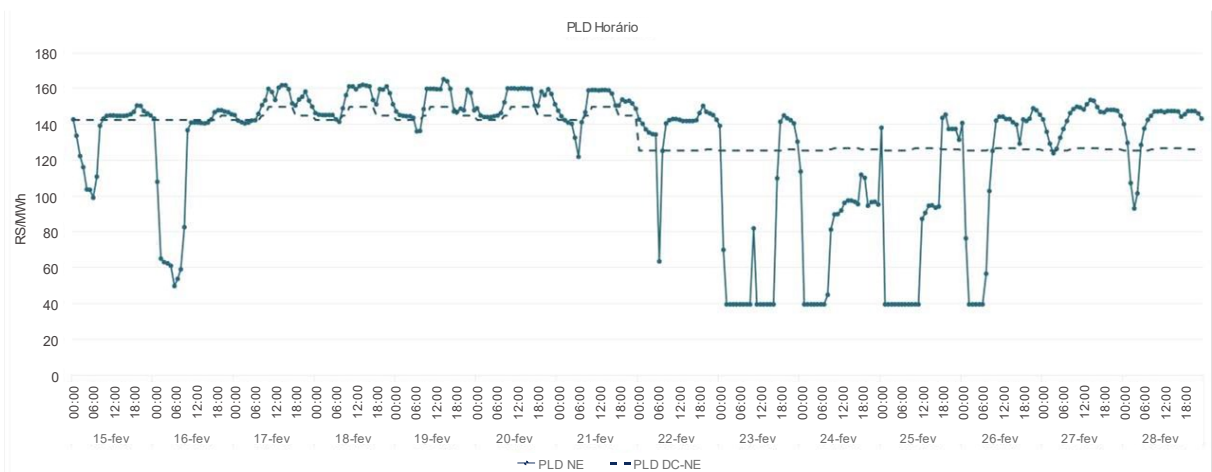
Fonte – III Encontro Preço Horário 12/03/2020 CCEE, [8].

A comparação entre PLDs para o submercado Sul pode ser vista na Figura 16, onde o preço semanal encontra-se deslocado em relação aos demais submercados e ao PLDh. O descolamento deve-se principalmente pelas condições energéticas do Sul e seu limite de exportação de energia nas redes de transmissão.

Figura 16 – Comparação do PLD semanal e PLDh – Sul.

Fonte – III Encontro Preço Horário 12/03/2020 CCEE, [8].

Para o submercado Nordeste, há um comportamento semelhante ao visto para o submercado Sudeste, onde os descolamentos do PLDh acontecem principalmente em horários de pico de geração eólica, e conjuntamente, horários de menor demanda no SIN, além de acoplamento entre os submercados, que geralmente leva os preços para baixo. A Figura 17 apresenta a comparação PLDh x PLD Semanal para o submercado Nordeste.

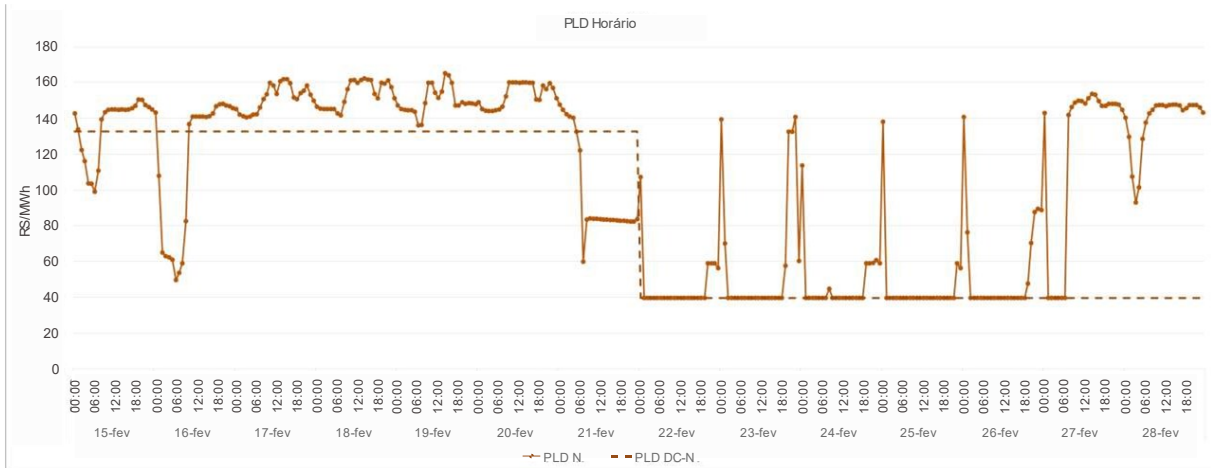
Figura 17 – Comparação do PLD semanal e PLDh – Nordeste.

Fonte – III Encontro Preço Horário 12/03/2020 CCEE, [8].

Por fim, a comparação para o submercado Norte pode ser vista na Figura 18, onde o submercado estava em condição favorável para geração hidráulica, o que foi acompanhado no PLD Semana e PLDh. O vale do dia dezesseis deve-se,

principalmente, ao acoplamento entre submercados, e os demais picos, devem-se ao acompanhamento a demanda.

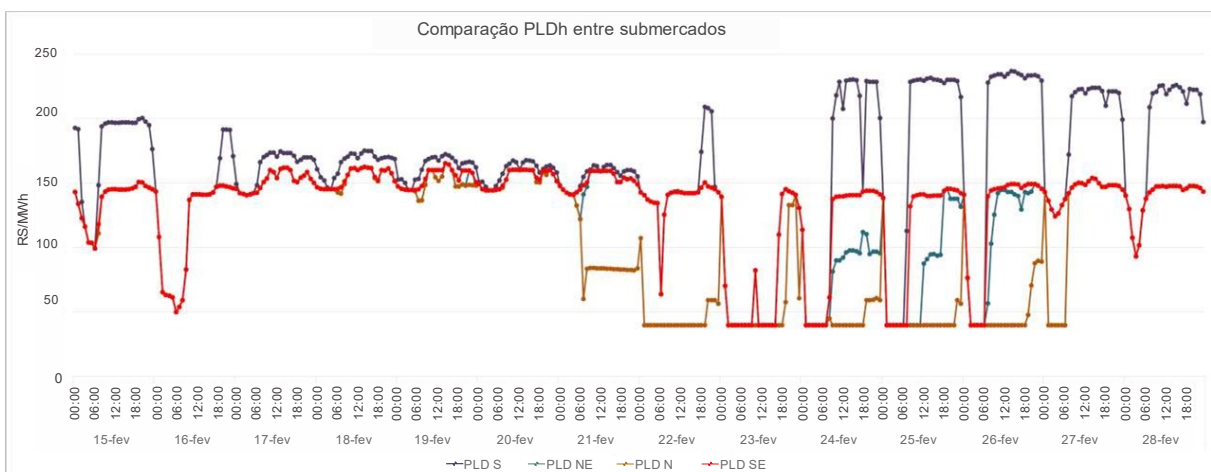
Figura 18 – Comparação do PLD semanal e PLDh – Norte.



Fonte – III Encontro Preço Horário 12/03/2020 CCEE, [8].

Ainda para as duas semanas operativas de fevereiro tem-se, na Figura 19, uma comparação entre os preços horários de cada submercado, onde percebe-se um maior descolamento do Submercado Sul, que como mencionado anteriormente, exportou energia de outros submercados, até alcançar seu limite de recebimento, quando foi necessário acionamento de termelétricas para suprir a carga.

Figura 19 – Comparação entre PLDh dos submercados.



Fonte – III Encontro Preço Horário 12/03/2020 CCEE, [8].

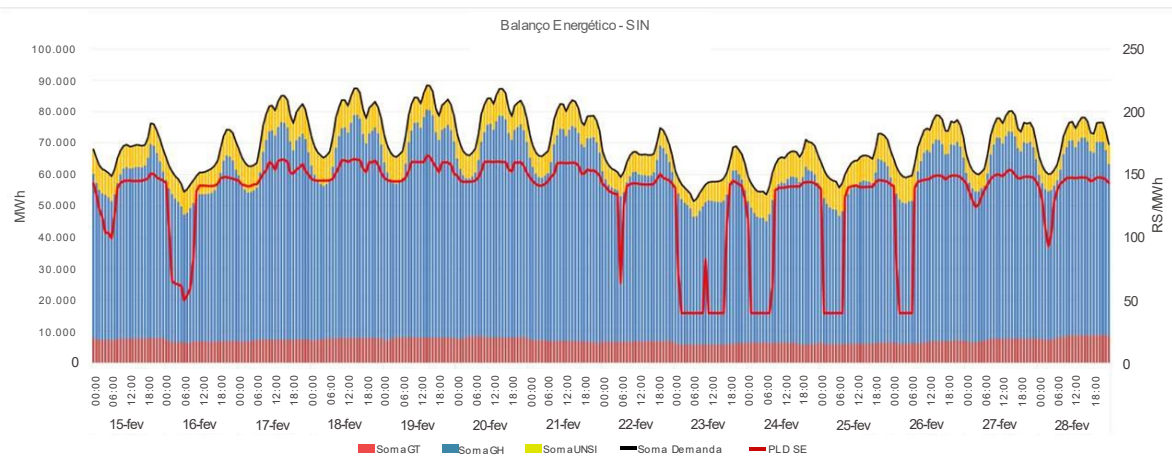
A análise das semanas operativas do mês de fevereiro encerra-se com a apresentação das Figuras 20 e 21, apresentando, respectivamente, o Balanço

Energético do SIN e a comparação entre a carga líquida do SIN e o PLDh do submercado Sudeste.

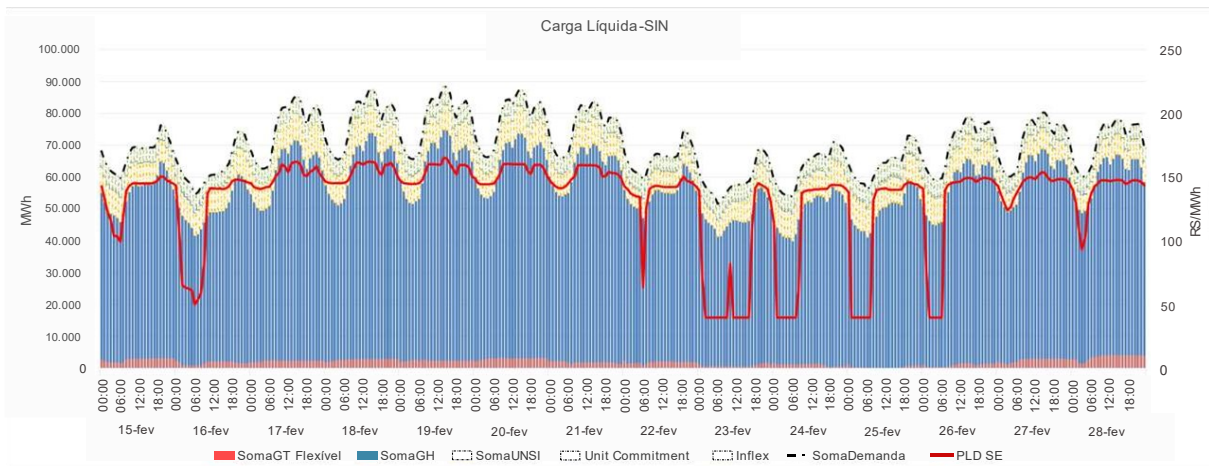
O Balanço Energético do SIN é mostrado na Figura 20, onde a geração térmica total (em vermelho), a soma da geração hidráulica (em azul), as usinas não simuladas (em amarelo), somam-se resultando no atendimento da demanda do SIN, que consiste na envoltória em preto na imagem.

Ao analisar a Figura 20, observa-se uma das premissas da implementação do PLDh, o acoplamento entre carga e preço de energia. Esse acoplamento é melhor visto na Figura 21, onde é mostrada a Carga Líquida do SIN, que consiste em retirar a parte de geração compulsória que atende parte da demanda, ou seja, retirar as gerações não simuladas, a parcela de *unit commitment* e a parcela de inflexibilidade. Ao fazer isso, o PLDh do submercado Sudeste está mais próximo dos vales e picos da carga Líquida.

Figura 20 – Balanço Energético do SIN



Fonte – III Encontro Preço Horário 12/03/2020 CCEE, [8].

Figura 21 – Carga Líquida do SIN x PLDh.

Fonte – III Encontro Preço Horário 12/03/2020 CCEE, [8].

Buscando verificar o efeito do PLDh nos contratos de consumidores livres, o próximo capítulo apresenta os estudos de caso.

5 ESTUDOS DE CASO

De forma a estimar o impacto que a liquidação em base horária trará em termos financeiros aos agentes que estejam expostos ao Mercado de Curto Prazo, o presente capítulo apresenta os estudos de caso realizados para agentes do setor com diferentes características contratuais, modulação *flat* e modulação conforme a carga, situados em diferentes Submercados, e que apresentem sobra ou falta de energia nos meses estudados.

Para que o foco do trabalho fosse mantido no PLDh, três considerações foram realizadas, sendo elas descritas a seguir.

1. 0% de inadimplência – Nos resultados das Liquidações Financeiras que foram créditos para o agente, foi recebido o valor integral, não sendo sujeito ao rateio de inadimplência do setor elétrico;
2. MCP sem possibilidade de Cessão ou recompra de energia – A energia excedente ou faltante foi valorada a PLD juntamente à Liquidação Financeira da CCEE;
3. Perdas da rede básica fixas em 2,5% para contratos de fornecimento de energia e processos da CCEE.

O estudo de caso para cada agente consistiu na execução das etapas listadas a seguir.

1. Coleta da medição no Sistema de Coleta de Dados de Energia - SCDE;
2. Integralização do consumo de energia por semana e patamares de carga;
3. Balanço Energético em base semanal;
4. Balanço Energético em base horária;
5. Liquidação Financeira considerando PLD em base semanal;
6. Liquidação Financeira considerando PLDh;
7. Análise dos Resultados.

A Tabela 3 indica a relação de consumidores e geradores que foram estudados, mostrando sua exposição no Mercado de Curto Prazo, submercado pertencente e meses analisados.

Tabela 3 – Relação dos agentes estudados.

Agente	ESTUDOS DE CASO			Meses de Estudo
	Sobra de Energia	Falta de Energia	Submercado	
Consumidor 1	x	x	Sul	Dez; Jan; Fev; Abr.
Consumidor 2	x		Nordeste	Dez; Jan; Fev; Abr.
Consumidor 3	x		Sul	Dez; Jan; Fev; Abr.

Fonte – A Autora.

Na unidade de cada agente da CCEE são instalados equipamentos para medição do fluxo de energia, o conjunto desses equipamentos é denominado Sistema de Medição para Faturamento - SMF. O Sistema de Coleta de Dados de Energia – SCDE realiza a coleta diária dos dados de medição de energia elétrica para cada ponto de medição e por período de coleta (intervalos de cinco minutos). Os dados são integralizados em períodos de uma hora, tornando-os compatíveis com o período de comercialização realizado na CCEE.

Mensalmente a CCEE contabiliza as diferenças entre o que foi produzido, ou consumido e o que foi contratado, através dos dados medidos e dos contratos de energia registrados. As sobras/faltas de energia apuradas para cada agente são valoradas a PLD através de Cessão – quando o consumidor tem sobra de energia e revende para um fornecedor que não seja o mesmo de seu contrato de longo prazo –

recompra, quando o consumidor compra a energia faltante no MCP ou liquidação financeira da CCEE.

A Contabilização é feita realizando o Balanço Energético do agente, processo que compara a Energia Verificada com a Energia Contratada, considerando os parâmetros do contrato, como flexibilização mensal, sazonalização e modulação.

Os estudos de caso seguiram os passos descritos anteriormente, onde a liquidação financeira da CCEE foi simulada considerando dois preços de energia de curto prazo, PLD semanal e PLDh.

5.1 DETALHAMENTO DOS ESTUDOS DE CASO

Os consumidores estudados possuem pelo menos dois contratos de energia, o contrato oriundo do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA e um, ou mais, contratos negociados livremente com fornecedores de energia elétrica (CCEAL).

Nos contratos do PROINFA há sazonalização e modulação flat, ou seja, o volume de energia contratado anualmente será distribuído nos meses da maneira desejada pelo consumidor (Conforme Figura 3 – Capítulo 3), enquanto o volume de energia contratado diariamente será o mesmo para todas as horas dos dias. Todavia, nos CCEAL alguns consumidores possuem modulação conforme a carga e outros modulação flat (Conforme Figura 5 – Capítulo 3).

Para melhor compreensão dos estudos de caso, a seguir, estão discriminadas as informações que compõem os campos das Tabelas de Balanço de Energia que estão mostradas na sequência do trabalho.

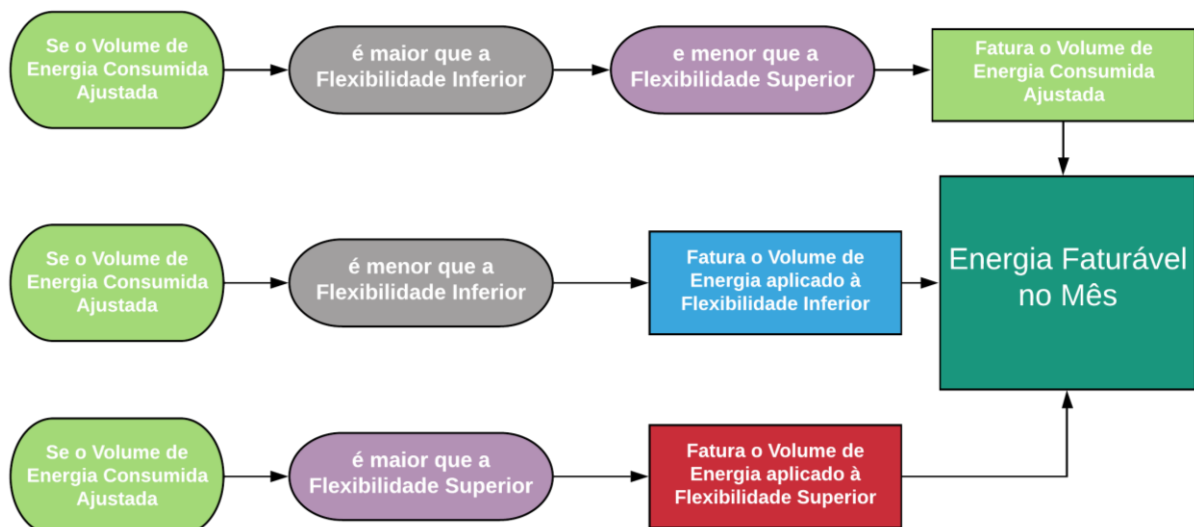
- Volume de Energia Contratada – Informação proveniente da Tabela de Contratos de Energia (CCEAL) de cada agente. Consiste no volume de energia contratada após aplicada a sazonalização para o mês estudado;
- Flexibilidades Superior e Inferior – Deriva da Tabela de Contratos de Energia (CCEAL) de cada agente, e consiste na aplicação das Expressões (2) e (3), mostradas a seguir.

$$\text{Limite Superior} = \text{Flexibilidade Superior} \times \text{volume de energia contratada} \quad (2)$$

$$\text{Limite Inferior} = \text{Flexibilidade Inferior} \times \text{volume de energia contratada} \quad (3)$$

- PROINFA – Volume de Energia contratado sazonalizado para o mês estudado proveniente do PROINFA, obtido a partir das Tabelas de Contratos de Energia (PROINFA);
- Volume de Energia Consumida – Somatório dos dados de medição do SCDE;
- Perdas de Rede Básica – Nos dados de medição obtidos pelo SCDE são desconsideradas as Perdas de Rede Básica, sendo necessário realizar um Proporcional entre as perdas consideradas (fixadas nesse trabalho em 2,5%) e o Volume de Energia Consumida;
- Volume de Energia Consumida Ajustada – Somatório entre o Volume de Energia Consumida e as Perdas de Rede Básica;
- Energia Faturável – Verifica o Volume de Energia contratada (CCEAL) que será faturada, analisando a Flexibilidade mensal, conforme mostrado na Figura 22.

Figura 22 – Energia Faturável.



Fonte – A Autora.

- Consumo de Energia por semana e patamares de carga – Divide-se o consumo de Energia (Medição do SCDE) nas semanas operativas do mês estudado e nos patamares de carga para cada dia, conforme definido em Tabela Patamares de Carga 2019 – CCEE e Tabela Patamares de Carga 2020 – CCEE, cujo acesso é restrito a agentes da CCEE e pode ser encontrado pelo acesso: Site da CCEE > Minha CCEE > Biblioteca Virtual > Busca - Patamares >;

- Modulação conforme a carga - será aplicada conforme as equações (4) e (5), mostradas a seguir. A equação (4) refere-se ao Balanço Energético em base semanal (PLD semanal), enquanto, a equação (5) é referente ao balanço energético realizado de forma horária (PLDh).

$$\text{Modulação}_{\text{Semanal}} = \frac{\text{Energia consumida ajustada}}{\text{Energia faturável}} \times \text{Consumo}_{\text{Por semana e patamares de carga}} \quad (4)$$

$$\text{Modulação}_{\text{Horária}} = \frac{\text{Energia consumida ajustada}}{\text{Energia faturável}} \times \text{Consumo}_{\text{Horário}} \quad (5)$$

Será calculado o percentual contratado do agente, através da relação entre o Volume de Energia Consumida Ajustada, e a Energia faturável. O percentual contratado do agente será multiplicado pelo consumo medido por semana e patamares de carga, ou horário, a depender da análise. A modulação conforme a carga resulta em uma curva de consumo modulada próxima a curva de consumo medida.

- Balanço de Energia – Para a Liquidação Financeira em base semanal, o balanço de energia é realizado para cada semana operativa e patamar de carga, conforme mostrado nas equações (6) e (7), onde o volume de energia contratado para a semana e patamar (modulado ou não, dependendo do contrato do agente) é somado ao PROINFA sazonalizado e subtraído do Volume de Energia Consumido, também dividido por semanas operativas e patamares de carga.

Nos contratos estudados o PROINFA possui modulação *flat*, dessa forma, o volume de energia proveniente desse contrato é constante para todas as semanas e patamares. Isso pode ser observado nas Equações de Balanço de Energia mostradas a seguir.

$$\text{Balanço de Energia}_{\text{Semana e Patamares de Carga}} = \text{Volume Contrato Modulado}_{\text{Semana e patamares de carga}} + \text{Proinfa} - \text{Volume Consumido}_{\text{Semana e patamares de carga}} \quad (6)$$

$$\text{Balanço de Energia}_{\text{Semana e Patamares de Carga}} = \text{Volume Contrato}_{\text{Semana e patamares de carga}} + \text{Proinfa} - \text{Volume Consumido}_{\text{Semana e patamares de carga}} \quad (7)$$

Para a liquidação em base horária, é realizado o balanço de energia conforme mostrado nas equações (8) e (9), onde o volume de energia contratado para cada hora do dia (modulado ou não, dependendo do contrato do agente) é somado ao Proinfa sazonalizado e subtraído do Volume de Energia Consumido em cada hora do dia.

$$\text{Balanço de Energia}_{\text{Base Horária}} = \text{Volume Contrato Modulado}_{\text{Horário}} + \text{Proinfa} - \text{Volume Consumido}_{\text{Horário}} \quad (8)$$

$$\text{Balanço de Energia}_{\text{Base Horária}} = \text{Volume Contrato}_{\text{Horário}} + \text{Proinfa} - \text{Volume Consumido}_{\text{Horário}} \quad (9)$$

Embora existam diferenças na obtenção do Balanço de Energia do consumidor sujeito às bases semanal e horária, o resultado é o mesmo, pois o consumidor terá a mesma exposição ao Mercado de Curto Prazo, independente do Preço de Curto Prazo a qual estará sujeito.

- Liquidação Financeira – Resultado do proporcional entre a Exposição do Agente ao MCP (resultado do Balanço de Energia) e o Preço de Liquidação de Diferenças, em base horária e base semanal, conforme mostrado nas Equações (10) e (11).

$$\text{Liquidação Financeira}_{\text{Semanal}} = \text{PLD}_{\text{Semanal}} \times \text{Resultado do Balanço de Energia}_{\text{Semanal}} \quad (10)$$

$$\text{Liquidação Financeira}_{\text{Horário}} = \text{PLDh} \times \text{Resultado do Balanço de Energia}_{\text{Horário}} \quad (11)$$

5.2 ESTUDO DE CASO: CONSUMIDOR 1

A Tabela 4 exibe os contratos de energia do primeiro consumidor estudado, onde estão mostrados dois contratos, o PROINFA e um Contrato de Compra de Energia no Ambiente Livre – CCEAL, a Tabela 4 também aponta o volume de energia contratada sazonalizada para os meses estudados e informa a modulação de cada contrato e flexibilização mensal.

O consumidor está localizado no submercado Sul e atua na área de Fabricação de painéis de madeira.

Tabela 4 – Contratos de Energia do Consumidor 1.

CONSUMIDOR 1 - CONTRATOS DE ENERGIA			
PROINFA			
Modulação <i>Flat</i>			
Energia Sazonalizada		MWh	MWm
	dez/19	39,899	0,054
	jan/20	34,925	0,047
	fev/20	31,023	0,045
	abr/20	32,635	0,045
CCEAL			
Modulação conforma a carga ($\pm 100\%$)			
Flexibilidade Máxima	10%		
Flexibilidade Mínima	-10%		
Energia Sazonalizada		MWh	MWm
	dez/19	1.264,80	1,700
	jan/20	1265,240	1,701
	fev/20	1124,040	1,615
	abr/20	1390,188	1,931

Fonte – A Autora.

Na Tabela 5, é mostrado o início do Balanço de Energia do Consumidor 1 – para o mês de dezembro - onde são definidas a Energia Consumida Ajustada e Energia Faturável, conforme explicado no Subcapítulo 5.1. O volume de energia médio para o mês foi obtido a partir da relação mostrada na Equação (12).

$$\text{Volume médio de Energia}_{\text{Mensual}} = \frac{\text{Energia Faturável}}{\text{Número de horas do mês}} \quad (12)$$

Tabela 5 – Balanço de Energia – Consumidor 1: dezembro, Parte 1

ESTUDO DE CASO - CONSUMIDOR 1			
DEZ/2019 - Submercado S			
		Horas Mês	744
		MWm	MWh
	LIMITE SUPERIOR	1,870	1391,280
CCEAL: VOLUME DE ENERGIA CONTRATADA		1,700	1264,800
	LIMITE INFERIOR	1,530	1138,320
PROINFA		0,054	39,899
PERDAS DE REDE BÁSICA (2,5%)		0,052	38,885
VOLUME DE ENERGIA CONSUMIDA		2,091	1555,385
VOLUME DE ENERGIA CONSUMIDA AJUSTADA		2,143	1594,269
ENERGIA FATURÁVEL		1,870	1391,280

Fonte – A Autora.

A Tabela 6 mostra o volume de energia consumido e contratado, e o volume de energia contratada modulado.

Os dados do SCDE - medição mensal de energia do consumidor – foram segmentados por semanas operativas e patamares de carga. Essa operação é necessária devido a simulação da Liquidação Financeira em base semanal, que ocorre valorando a exposição do consumidor (contabilizada por semana e patamar de carga) ao PLD Semanal.

A obtenção do consumo da primeira semana e patamar de carga leve está mostrada na Equação (13). Da mesma forma, na Equação (14), está mostrado o consumo médio para o mesmo período e patamar de carga. Para cada semana e patamar de carga o processo acima foi realizado, o resultado pode ser visualizado na Tabela 6.

$$\text{Consumo}_{S1_LEVE_MWh} = \text{Consumo_SCDE}_{S1_LEVE} * (1 + 2,5\%) \quad (13)$$

$$\text{Consumo}_{S1_LEVE_MWm} = \frac{\text{Consumo}_{S1_LEVE_MWh}}{\text{Horas}_{S1_LEVE}} \quad (14)$$

Para o caso horário, o consumo não precisa ser dividido, pois os dados estão apresentados em forma horária, sendo necessário somente adicionar as perdas de rede básica, conforme equação (15).

$$\text{Consumo}_{\text{Horário_Mensal_MWh}} = \text{Consumo_SCDE}_{\text{Mensal}} * (1 + 2,5\%) \quad (15)$$

A Energia faturável consiste no volume de energia contratada do CCEAL e foi encontrada conforme definições mostradas na Figura 22. Enquanto, o volume médio de energia foi obtido conforme Equação (12).

Na Tabela 6 é mostrado o volume de energia contratada não modulada e modulada. Como trata-se de um valor médio de energia, o volume não modulado é constante para todos os momentos analisados. Entretanto, o volume de energia contratada modulada, para a base semanal foi obtido conforme Equação (4), e para a base horária, seguiu-se a Equação (5).

Tabela 6 – Balanço de Energia – Consumidor 1: dezembro, Parte 2

CONSUMO DE ENERGIA POR SEMANA E PATAMAR DE CARGA						
PATAMAR LEVE						
		Consumo		Contrato		
Semana Operativa	Horas	MWm	MWh	Volume Modulado		Não Modulado
				MWm	MWh	MWm
S1: 01/12-06/12	84	2,226	187,013	1,943	163,202	1,870
S2: 07/12-13/12	77	2,335	179,833	2,038	156,936	1,870
S3: 14/12-20/12	77	1,680	129,361	1,466	112,890	1,870
S4: 21/12-27/12	77	2,111	162,513	1,842	141,821	1,870
S5: 28/12-31/12	28	2,255	63,140	1,968	55,101	1,870

PATAMAR MÉDIO						
		Consumo		Contrato		
Semana Operativa	Horas	MWm	MWh	Volume Modulado		Não Modulado
				MWm	MWh	MWm
S1: 01/12-06/12	36	2,325	83,697	2,029	73,040	1,870
S2: 07/12-13/12	51	2,347	119,697	2,048	104,456	1,870
S3: 14/12-20/12	51	1,912	97,536	1,669	85,117	1,870
S4: 21/12-27/12	51	2,161	110,192	1,886	96,162	1,870
S5: 28/12-31/12	36	2,209	79,524	1,928	69,398	1,870

PATAMAR PESADO						
		Consumo		Contrato		
Semana Operativa	Horas	MWm	MWh	Volume Modulado		Não Modulado
				MWm	MWh	MWm
S1: 01/12-06/12	24	2,315	55,558	2,020	48,484	1,870
S2: 07/12-13/12	40	2,328	93,126	2,032	81,269	1,870
S3: 14/12-20/12	40	1,975	78,988	1,723	68,931	1,870
S4: 21/12-27/12	40	2,202	88,086	1,922	76,871	1,870
S5: 28/12-31/12	32	2,063	66,006	1,800	57,602	1,870

Fonte – A Autora.

O Balanço de energia semanal e por patamares de carga está mostrado na Tabela 7, onde seguiu-se a Equação (6). O Balanço de Energia horário foi realizado diretamente nos dados do SCDE devido a simplicidade do processo, e realizado de acordo com a Equação (8). Como dito anteriormente, o PROINFA aparece de maneira constante nas Equações (6) e (8), em decorrência de possuir modulação *flat*.

A Tabela 7 mostra ainda a valoração da exposição do consumidor ao PLD Semanal, que ocorre de acordo com a Equação (10). Devido a densidade de dados, para o PLDh o processo foi realizado diretamente nos dados do SCDE, seguindo a Equação (11). Por fim, é apresentada a Liquidação Financeira do consumidor nas

duas bases, semanal e horária. A análise dos resultados foi realizada no final dos estudos de caso para o consumidor.

Tabela 7 – Balanço de Energia – Consumidor 1: dezembro, Parte 3

BALANÇO DE ENERGIA						
	PATAMAR LEVE		PATAMAR MÉDIO		PATAMAR PESADO	
	MWm	MWh	MWm	MWh	MWm	MWh
S1: 01/12-06/12	-0,230	-19,307	-0,242	-8,726	-0,241	-5,787
S2: 07/12-13/12	-0,244	-18,768	-0,245	-12,505	-0,243	-9,712
S3: 14/12-20/12	-0,160	-12,341	-0,190	-9,684	-0,198	-7,912
S4: 21/12-27/12	-0,215	-16,563	-0,221	-11,295	-0,227	-9,070
S5: 28/12-31/12	-0,233	-6,538	-0,228	-8,195	-0,209	-6,688

MERCADO DE CURTO PRAZO - PLD Semanal						
	PATAMAR LEVE		PATAMAR MÉDIO		PATAMAR PESADO	
	PLD	MCP	PLD	MCP	PLD	MCP
S1: 01/12-06/12	R\$ 233,62	-R\$ 4.510,411	R\$ 236,29	-R\$ 2.061,88	R\$ 236,29	-R\$ 56,97
S2: 07/12-13/12	R\$ 216,53	-R\$ 4.063,796	R\$ 218,56	-R\$ 2.733,15	R\$ 218,56	-R\$ 53,07
S3: 14/12-20/12	R\$ 225,33	-R\$ 2.780,895	R\$ 227,80	-R\$ 2.205,93	R\$ 227,80	-R\$ 45,06
S4: 21/12-27/12	R\$ 194,17	-R\$ 3.215,950	R\$ 196,39	-R\$ 2.218,24	R\$ 196,39	-R\$ 44,53
S5: 28/12-31/12	R\$ 287,17	-R\$ 1.877,425	R\$ 294,02	-R\$ 2.409,40	R\$ 294,99	-R\$ 61,65

LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA	
Exposição do consumidor (MWh)	-163,090
Liquidação Financeira - PLD Semanal	-R\$ 28.338,38
Liquidação Financeira - PLDh	-R\$ 44.874,48

Fonte – A Autora.

De maneira análoga, foram feitos os Balanços de Energia para os meses de janeiro, fevereiro e abril. As Tabelas 8, 9 e 10 mostram o detalhamento desses Balanços.

Tabela 8 – Balanço de Energia – Consumidor 1: janeiro

ESTUDO DE CASO - CONSUMIDOR 1			
JAN/2020 - Submercado S			
			Horas Mês
			744
		MWm	MWh
CCEAL: VOLUME DE ENERGIA CONTRATADA		LIMITE SUPERIOR	1,871
			1391,764
		LIMITE INFERIOR	1,701
			1265,240
PROINFA			1,531
			1138,716
PERDAS DE REDE BÁSICA (2,5%)			0,047
			34,925
VOLUME DE ENERGIA CONSUMIDA			0,052
			38,466
VOLUME DE ENERGIA CONSUMIDA AJUSTADA			2,068
			1538,638
ENERGIA FATURÁVEL			2,120
			1577,104
			1,871
			1391,764

CONSUMO DE ENERGIA POR SEMANA E PATAMAR DE CARGA						
PATAMAR LEVE						
Consumo				Contrato		
Semana Operativa	Horas	MWm	MWh	Volume Modulado		Não Modulado
				MWm	MWh	MWm
S1: 01/01-03/01	35	2,112	73,933	1,864	65,245	1,871
S2: 04/01-10/01	77	1,947	149,886	1,718	132,271	1,871
S3: 11/01-17/01	77	2,180	167,863	1,924	148,136	1,871
S4: 18/01-24/01	77	2,207	169,907	1,947	149,939	1,871
S5: 25/01-31/01	77	2,245	172,860	1,981	152,546	1,871

PATAMAR MÉDIO						
Consumo				Contrato		
Semana Operativa	Horas	MWm	MWh	Volume Modulado		Não Modulado
				MWm	MWh	MWm
S1: 01/01-03/01	21	2,252	47,301	1,988	41,742	1,871
S2: 04/01-10/01	51	1,724	87,911	1,521	77,580	1,871
S3: 11/01-17/01	51	2,183	111,313	1,926	98,232	1,871
S4: 18/01-24/01	51	2,215	112,968	1,955	99,692	1,871
S5: 25/01-31/01	51	2,243	114,390	1,979	100,947	1,871

PATAMAR PESADO						
Consumo				Contrato		
Semana Operativa	Horas	MWm	MWh	Volume Modulado		Não Modulado
				MWm	MWh	MWm
S1: 01/01-03/01	16	2,281	36,499	2,013	32,210	1,871
S2: 04/01-10/01	40	1,715	68,599	1,513	60,537	1,871
S3: 11/01-17/01	40	2,144	85,765	1,892	75,686	1,871
S4: 18/01-24/01	40	2,222	88,885	1,961	78,440	1,871
S5: 25/01-31/01	40	2,226	89,024	1,964	78,562	1,871

BALANÇO DE ENERGIA						
	PATAMAR LEVE		PATAMAR MÉDIO		PATAMAR PESADO	
	MWm	MWh	MWm	MWh	MWm	MWh
S1: 01/01-03/01	-0,201	-7,046	-0,218	-4,573	-0,221	-3,538
S2: 04/01-10/01	-0,182	-14,000	-0,156	-7,937	-0,155	-6,184
S3: 11/01-17/01	-0,209	-16,113	-0,210	-10,687	-0,205	-8,201
S4: 18/01-24/01	-0,212	-16,353	-0,213	-10,882	-0,214	-8,568
S5: 25/01-31/01	-0,217	-16,700	-0,217	-11,049	-0,215	-8,584

MERCADO DE CURTO PRAZO - PLD Semanal						
	PATAMAR LEVE		PATAMAR MÉDIO		PATAMAR PESADO	
	PLD	MCP	PLD	MCP	PLD	MCP
S1: 01/01-03/01	R\$ 287,17	-R\$ 2.023,29	R\$ 294,02	-R\$ 1.344,55	R\$ 294,99	-R\$ 65,23
S2: 04/01-10/01	R\$ 365,27	-R\$ 5.113,74	R\$ 370,48	-R\$ 2.940,58	R\$ 372,89	-R\$ 57,65
S3: 11/01-17/01	R\$ 263,77	-R\$ 4.250,03	R\$ 270,96	-R\$ 2.895,86	R\$ 274,63	-R\$ 56,31
S4: 18/01-24/01	R\$ 351,38	-R\$ 5.746,04	R\$ 356,87	-R\$ 3.883,42	R\$ 362,03	-R\$ 77,55
S5: 25/01-31/01	R\$ 327,64	-R\$ 5.471,54	R\$ 335,88	-R\$ 3.711,12	R\$ 340,67	-R\$ 73,11

LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA	
Exposição do consumidor (MWh)	-150,415
Liquidação Financeira - PLD Semanal	-R\$ 37.710,02
Liquidação Financeira - PLDh	-R\$ 49.144,13

Fonte – A Autora.

Tabela 9 – Balanço de Energia – Consumidor 1: fevereiro

ESTUDO DE CASO - CONSUMIDOR 1			
FEV/2020 - Submercado S			
			Horas Mês
			696
		MWm	MWh
CCEAL: VOLUME DE ENERGIA CONTRATADA		LIMITE SUPERIOR	1,615
			1124,040
		LIMITE INFERIOR	1,615
			1124,040
PROINFA			0,045
			31,023
PERDAS DE REDE BÁSICA (2,5%)			0,050
			34,866
VOLUME DE ENERGIA CONSUMIDA			2,004
			1394,658
VOLUME DE ENERGIA CONSUMIDA AJUSTADA			2,054
			1429,524
ENERGIA FATURÁVEL			1,615
			1124,040

CONSUMO DE ENERGIA POR SEMANA E PATAMAR DE CARGA						
PATAMAR LEVE						
Consumo				Contrato		
Semana Operativa	Horas	MWm	MWh	Volume Modulado		Não Modulado
				MWm	MWh	MWm
S1: 01/02-07/02	82	2,200	180,387	1,730	141,839	1,615
S2: 08/02-14/02	82	1,905	156,223	1,498	122,839	1,615
S3: 15/02-21/02	82	2,161	177,186	1,699	139,322	1,615
S4: 22/02-28/02	95	2,220	210,864	1,745	165,803	1,615
S5: 29/02	21	2,262	47,511	1,779	37,358	1,615

PATAMAR MÉDIO						
Consumo				Contrato		
Semana Operativa	Horas	MWm	MWh	Volume Modulado		Não Modulado
				MWm	MWh	MWm
S1: 01/02-07/02	46	2,228	102,486	1,752	80,585	1,615
S2: 08/02-14/02	46	1,658	76,277	1,304	59,977	1,615
S3: 15/02-21/02	46	1,960	90,168	1,541	70,900	1,615
S4: 22/02-28/02	41	2,279	93,444	1,792	73,475	1,615
S5: 29/02	3	2,290	6,871	1,801	5,403	1,615

PATAMAR PESADO						
Consumo				Contrato		
Semana Operativa	Horas	MWm	MWh	Volume Modulado		Não Modulado
				MWm	MWh	MWm
S1: 01/02-07/02	40	2,182	87,260	1,715	68,613	1,615
S2: 08/02-14/02	40	1,474	58,974	1,159	46,372	1,615
S3: 15/02-21/02	40	1,741	69,658	1,369	54,772	1,615
S4: 22/02-28/02	32	2,257	72,214	1,774	56,782	1,615
S5: 29/02	0	0,000	0,000	0,000	0,000	1,615

BALANÇO DE ENERGIA						
	PATAMAR LEVE		PATAMAR MÉDIO		PATAMAR PESADO	
	MWm	MWh	MWm	MWh	MWm	MWh
S1: 01/02-07/02	-0,426	-34,893	-0,432	-19,851	-0,422	-16,864
S2: 08/02-14/02	-0,363	-29,729	-0,310	-14,250	-0,270	-10,820
S3: 15/02-21/02	-0,417	-34,209	-0,374	-17,218	-0,328	-13,103
S4: 22/02-28/02	-0,430	-40,826	-0,442	-18,141	-0,438	-14,006
S5: 29/02	-0,439	-9,217	-0,445	-1,335	0,045	0,000

MERCADO DE CURTO PRAZO - PLD Semanal						
	PATAMAR LEVE		PATAMAR MÉDIO		PATAMAR PESADO	
	PLD	MCP	PLD	MCP	PLD	MCP
S1: 01/02-07/02	R\$ 188,88	-R\$ 6.590,59	R\$ 192,19	-R\$ 3.815,08	R\$ 194,01	-R\$ 81,80
S2: 08/02-14/02	R\$ 148,70	-R\$ 4.420,75	R\$ 197,08	-R\$ 2.808,33	R\$ 200,34	-R\$ 54,19
S3: 15/02-21/02	R\$ 142,58	-R\$ 4.877,54	R\$ 196,73	-R\$ 3.387,36	R\$ 200,24	-R\$ 65,59
S4: 22/02-28/02	R\$ 141,05	-R\$ 5.758,56	R\$ 230,22	-R\$ 4.176,46	R\$ 235,35	-R\$ 103,01
S5: 29/02	R\$ 57,34	-R\$ 528,50	R\$ 75,46	-R\$ 100,71	R\$ 76,13	R\$ 3,39

LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA	
Exposição do consumidor (MWh)	-274,461
Liquidação Financeira - PLD Semanal	-R\$ 36.765,07
Liquidação Financeira - PLDh	-R\$ 45.917,14

Fonte – A Autora.

Tabela 10 – Balanço de Energia – Consumidor 1: abril

ESTUDO DE CASO - CONSUMIDOR 1			
ABR/2020 - Submercado S			
			Horas Mês
			720
		MWm	MWh
CCEAL: VOLUME DE ENERGIA CONTRATADA		LIMITE SUPERIOR	1,931
			1390,188
		LIMITE INFERIOR	1,931
			1390,188
PROINFA			0,045
PERDAS DE REDE BÁSICA (2,5%)			21,723
VOLUME DE ENERGIA CONSUMIDA			1,207
VOLUME DE ENERGIA CONSUMIDA AJUSTADA			1,237
ENERGIA FATURÁVEL			1,931
			1390,188

CONSUMO DE ENERGIA POR SEMANA E PATAMAR DE CARGA						
PATAMAR LEVE						
Consumo				Contrato		
Semana Operativa	Horas	MWm	MWh	Volume Modulado		Não Modulado
				MWm	MWh	MWm
S1: 01/04-03/04	24	1,435	34,432	2,239	53,744	1,931
S2: 04/04-10/04	92	0,903	83,063	1,409	129,650	1,931
S3: 11/04-17/04	80	1,321	105,671	2,062	164,939	1,931
S4: 18/04-24/04	92	1,084	99,693	1,691	155,608	1,931
S5: 25/04-30/04	72	1,341	96,564	2,093	150,724	1,931

PATAMAR MÉDIO						
Consumo				Contrato		
Semana Operativa	Horas	MWm	MWh	Volume Modulado		Não Modulado
				MWm	MWh	MWm
S1: 01/04-03/04	18	1,117	20,112	1,744	31,392	1,931
S2: 04/04-10/04	36	1,275	45,905	1,990	71,652	1,931
S3: 11/04-17/04	38	1,362	51,738	2,125	80,756	1,931
S4: 18/04-24/04	36	1,201	43,225	1,874	67,469	1,931
S5: 25/04-30/04	32	1,414	45,257	2,208	70,641	1,931

PATAMAR PESADO						
Consumo				Contrato		
Semana Operativa	Horas	MWm	MWh	Volume Modulado		Não Modulado
				MWm	MWh	MWm
S1: 01/04-03/04	30	1,159	34,771	1,809	54,273	1,931
S2: 04/04-10/04	40	1,458	58,333	2,276	91,051	1,931
S3: 11/04-17/04	50	1,336	66,796	2,085	104,261	1,931
S4: 18/04-24/04	40	1,235	49,404	1,928	77,114	1,931
S5: 25/04-30/04	40	1,392	55,682	2,173	86,913	1,931

BALANÇO DE ENERGIA						
	PATAMAR LEVE		PATAMAR MÉDIO		PATAMAR PESADO	
	MWm	MWh	MWm	MWh	MWm	MWh
S1: 01/04-03/04	0,850	20,400	0,672	12,096	0,695	20,862
S2: 04/04-10/04	0,552	50,758	0,761	27,379	0,863	34,531
S3: 11/04-17/04	0,786	62,894	0,809	30,741	0,795	39,731
S4: 18/04-24/04	0,653	60,085	0,719	25,876	0,738	29,523
S5: 25/04-30/04	0,798	57,424	0,839	26,834	0,826	33,044

MERCADO DE CURTO PRAZO - PLD Semanal						
	PATAMAR LEVE		PATAMAR MÉDIO		PATAMAR PESADO	
	PLD	MCP	PLD	MCP	PLD	MCP
S1: 01/04-03/04	R\$ 39,68	R\$ 809,47	R\$ 39,68	R\$ 479,98	R\$ 39,68	R\$ 827,80
S2: 04/04-10/04	R\$ 39,68	R\$ 2.014,07	R\$ 39,68	R\$ 1.086,39	R\$ 39,68	R\$ 1.370,18
S3: 11/04-17/04	R\$ 39,68	R\$ 2.495,64	R\$ 39,68	R\$ 1.219,80	R\$ 39,68	R\$ 1.576,51
S4: 18/04-24/04	R\$ 39,68	R\$ 2.384,19	R\$ 39,68	R\$ 1.026,74	R\$ 39,68	R\$ 1.171,46
S5: 25/04-30/04	R\$ 39,68	R\$ 2.278,57	R\$ 39,68	R\$ 1.064,78	R\$ 39,68	R\$ 1.311,18

LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA	
Exposição do consumidor (MWh)	532,176
Liquidação Financeira - PLD Semanal	R\$ 21.116,75
Liquidação Financeira - PLDh	R\$ 21.116,75

Fonte – A Autora.

5.2.1 ANÁLISE DOS RESULTADOS: CONSUMIDOR 1

São fatores determinantes para o consumidor ter resultado positivo (lucro) ou negativo (prejuízo) decorrentes da implementação do Preço Horário de Energia:

- PLDh estar acima ou abaixo do PLD Semanal;
- Momentos de exposição;
- Magnitude da exposição;
- Necessidade de adquirir ou vender o excedente de energia.

A Tabela 11 apresenta os resultados das simulações de Liquidação Financeira utilizando os dois preços de curto prazo tratados nesse trabalho, o PLD e o PLDh. A partir da Tabela 11 e considerando as observações realizadas acima, serão analisados os resultados obtidos com o estudo de caso realizado.

O horizonte de estudo desse trabalho foram quatro meses, sendo eles: dezembro/2019, janeiro, fevereiro e abril de 2020. Nesse período, a realização da Liquidação Financeira com precificação horária resultaria em um prejuízo ao consumidor de R\$ 37.122,28, a seguir será detalhado o porquê do resultado.

Tabela 11 – Resultados do Estudo de caso do Consumidor 1

CONSUMIDOR 1			
Submercado Sul			
			Resumo
			-R\$ 37.122,28
Dezembro		Janeiro	
Exposição MCP (MWh)	-163,090	Exposição MCP (MWh)	-150,415
Liquidação - PLD Semanal	-R\$ 28.338,38	Liquidação - PLD Semanal	-R\$ 37.710,02
Liquidação - PLDh	-R\$ 44.874,48	Liquidação - PLDh	-R\$ 49.144,13
Compra de Energia - Prejuízo	-R\$ 16.536,10	Compra de Energia - Prejuízo	-R\$ 11.434,11
Fevereiro		Abril	
Exposição MCP (MWh)	-274,461	Exposição MCP (MWh)	532,176
Liquidação - PLD Semanal	-R\$ 36.765,07	Liquidação - PLD Semanal	R\$ 21.116,75
Liquidação - PLDh	-R\$ 45.917,14	Liquidação - PLDh	R\$ 21.116,75
Compra de Energia - Prejuízo	-R\$ 9.152,07	PLDh e PLD Semanal no piso	R\$ 0,00

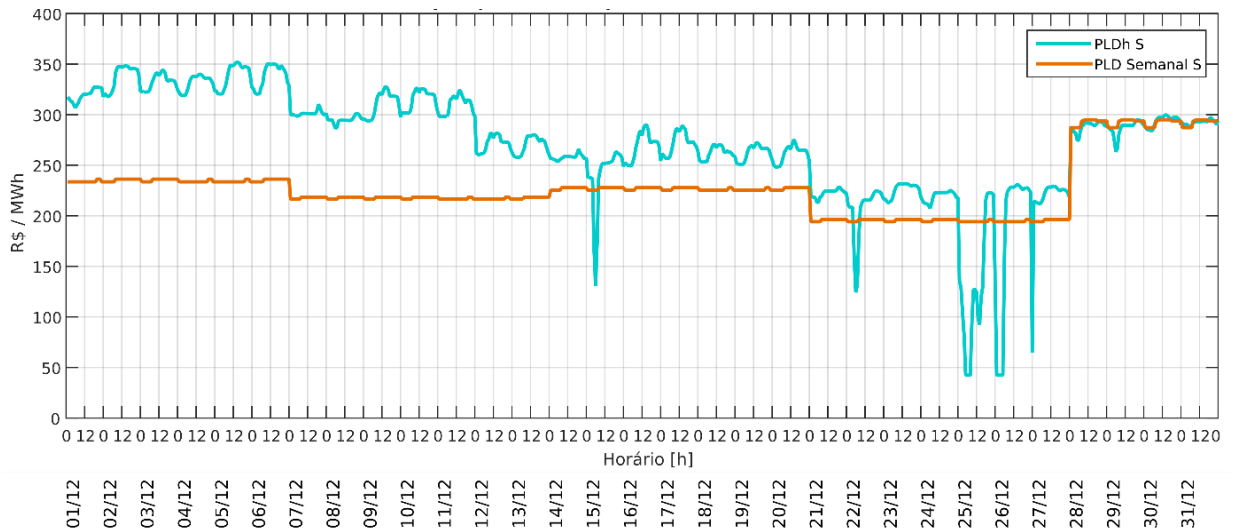
Fonte – A Autora.

Tabela 12 – Momentos que o PLDh apresentou valor superior ao PLD Semanal.

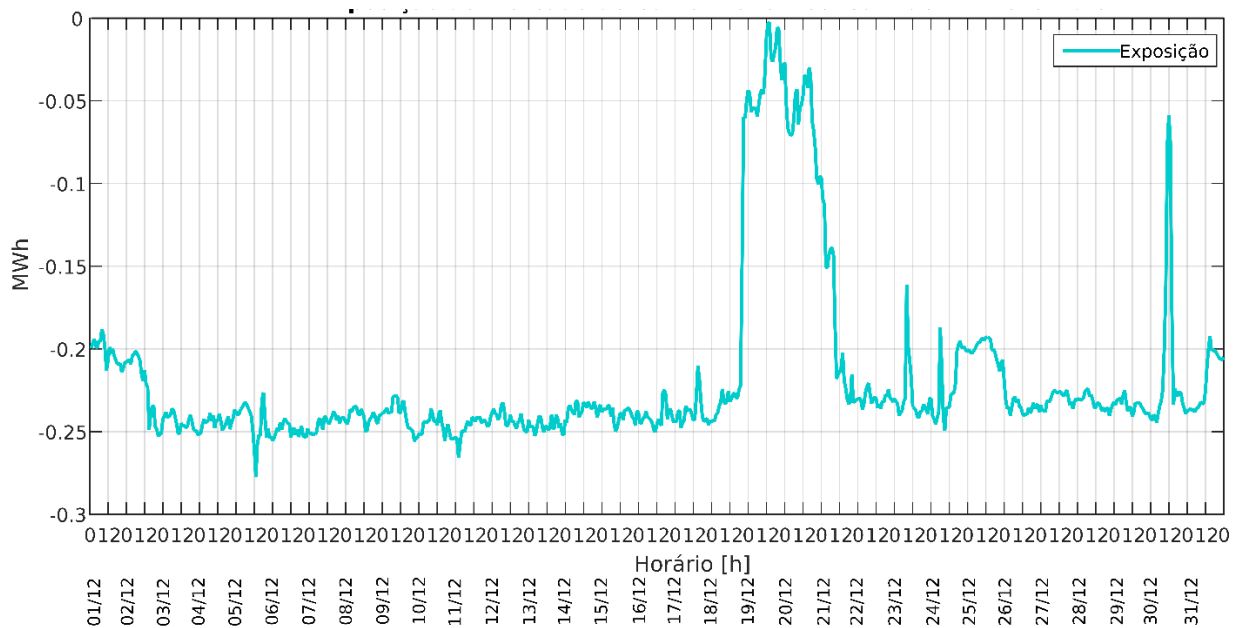
PLDh acima do PLD Semanal (%)		
	S	NE
Dezembro	87,62%	87,35%
Janeiro	63,12%	68,64%
Fevereiro	36,74%	60,57%
Abril	0,00%	0,00%

Fonte – A Autora.

Nas Figuras 23 e 24 são mostrados dois gráficos, o primeiro é um comparativo entre os valores de PLD e PLDh para dezembro (Figura 23) e o segundo, a exposição que o consumidor 1 teve durante o mês de dezembro (Figura 24).

Figura 23 – Comparação entre Preços de Curto Prazo – Submercado Sul: dezembro

Fonte – A autora.

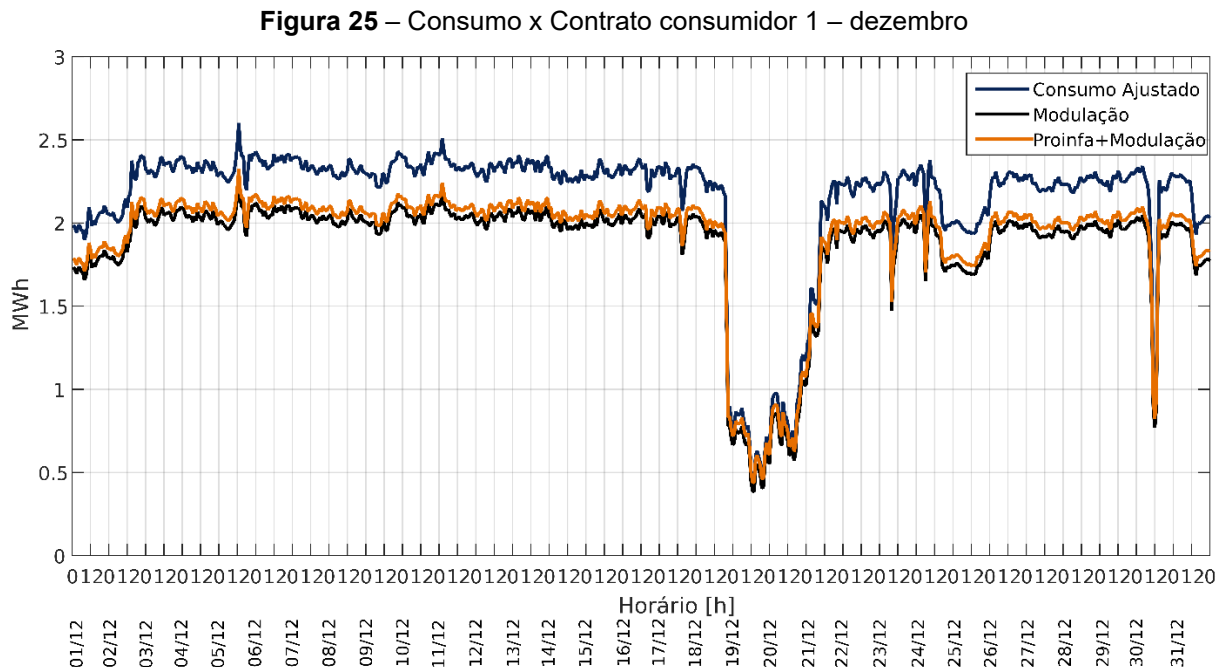
Figura 24 – Exposição ao Mercado de Curto Prazo - consumidor 1: dezembro

Fonte – A Autora.

A partir da Figura 24 é possível perceber que o consumo medido foi maior que o montante de energia contratado para todos os instantes do mês, gerando a necessidade da aquisição de energia no MCP da diferença entre o consumido e gerado para todos os instantes do mês. Em conjunto, segundo dados da Tabela 12 e conforme ilustrado na Figura 23, o PLDh apresentou valor superior ao PLD Semanal em 87,62% do mês.

Como resultado do cenário exposto acima, quando comparada a Liquidação Financeira em base semanal (R\$ 28.338,38) com a Liquidação Financeira em base horária (R\$ 44.874,48), o consumidor 1 estando sujeito a base horária, teria um prejuízo de R\$ 16.536,10, conforme dados da Tabela 11.

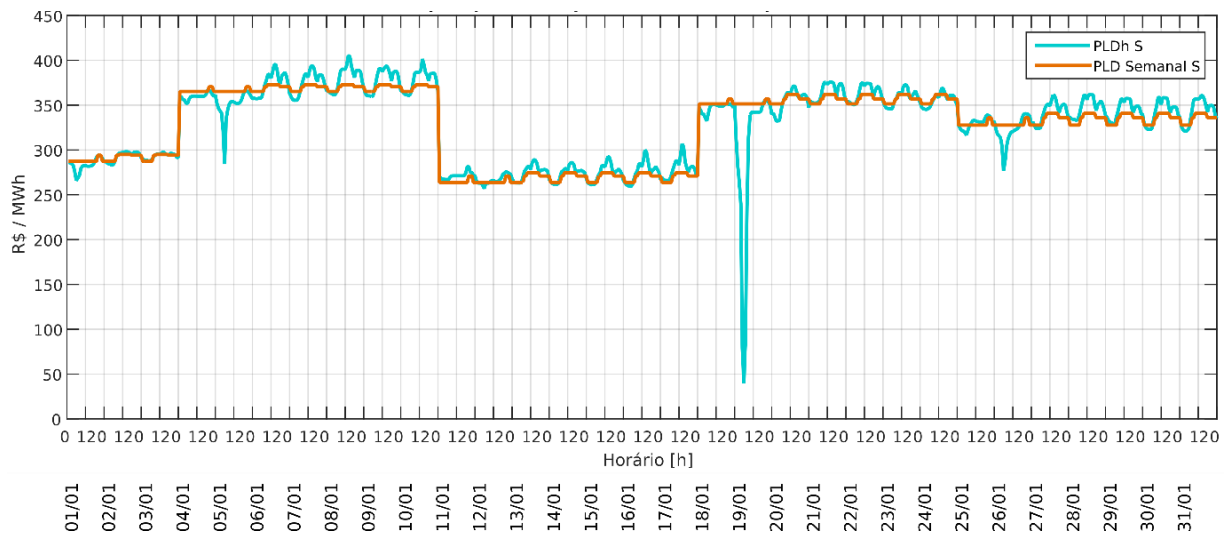
Na Figura 25, assim como nas próximas Figuras de Consumo x Contrato dos consumidores a curva em azul, denominada Consumo, refere-se ao Consumo ajustado (Medição SCDE acrescido de Perdas), a curva em preto, denominada Contrato Modulado, refere-se ao montante de energia sazonalizada para o mês, após aplicada o efeito de Modulação, e por último, a curva em laranja, denominada Soma de Contratos, é a soma do PROINFA com o contrato modulado.



De forma análoga, o mesmo estudo foi realizado para o mês de janeiro, que estando o consumidor submetido a base horária, resultaria em um prejuízo mensal de

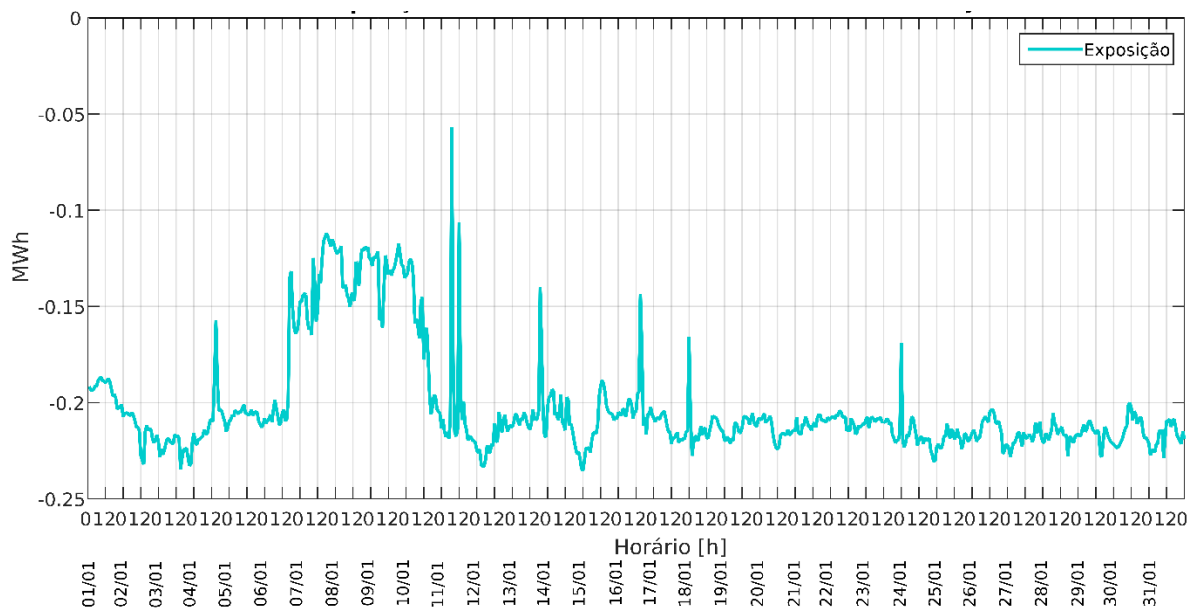
R\$ 11.434,11. Assim como em dezembro, no mês de janeiro houve necessidade de aquisição de energia durante todos os instantes e, conforme Tabela 12, o PLDh esteve acima do PLD Semanal em 63,12%, resultando em uma compra de energia por um preço de curto prazo maior. As Figuras 26 e 27 são, respectivamente, comparação entre os valores dos preços de curto prazo e exposição do consumidor durante o período analisado.

Figura 26 – Comparação entre Preços de Curto Prazo – Submercado Sul: janeiro



Fonte – A Autora.

Figura 27 – Exposição ao Mercado de Curto Prazo - consumidor 1: janeiro

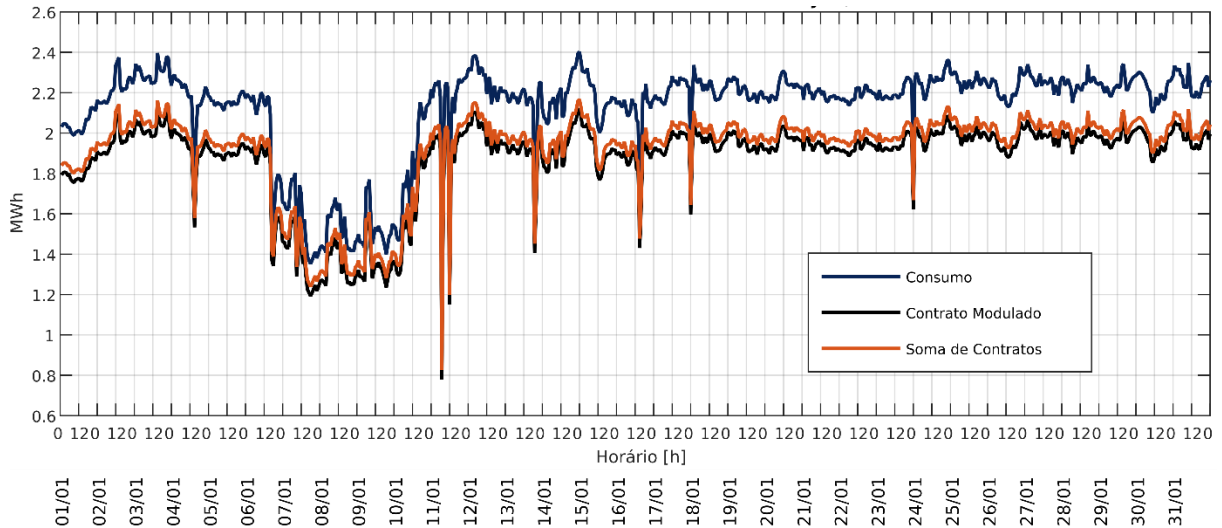


Fonte – A Autora.

As Figuras 28, 31 e 34 expõem a relação de contrato e consumo do consumidor, onde o efeito da Modulação conforme a carga pode ser percebida. Caso o consumidor

não possuísse a Modulação, para os mesmos meses a exposição ao curto prazo seria maior, devido as curvas de contratos resumirem-se a apenas retas.

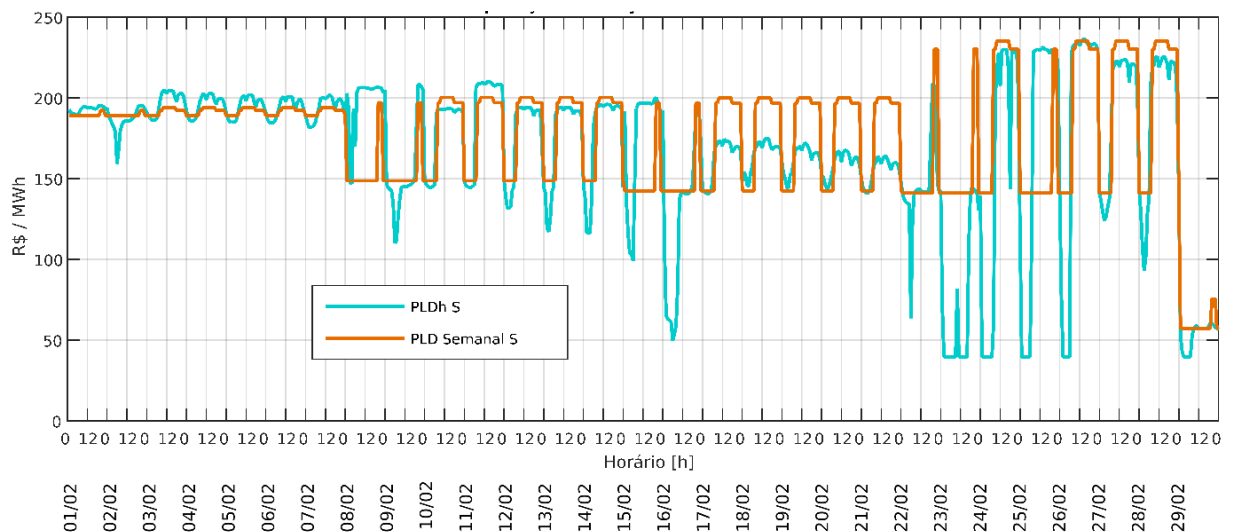
Figura 28 – Consumo x Contrato consumidor 1 – janeiro



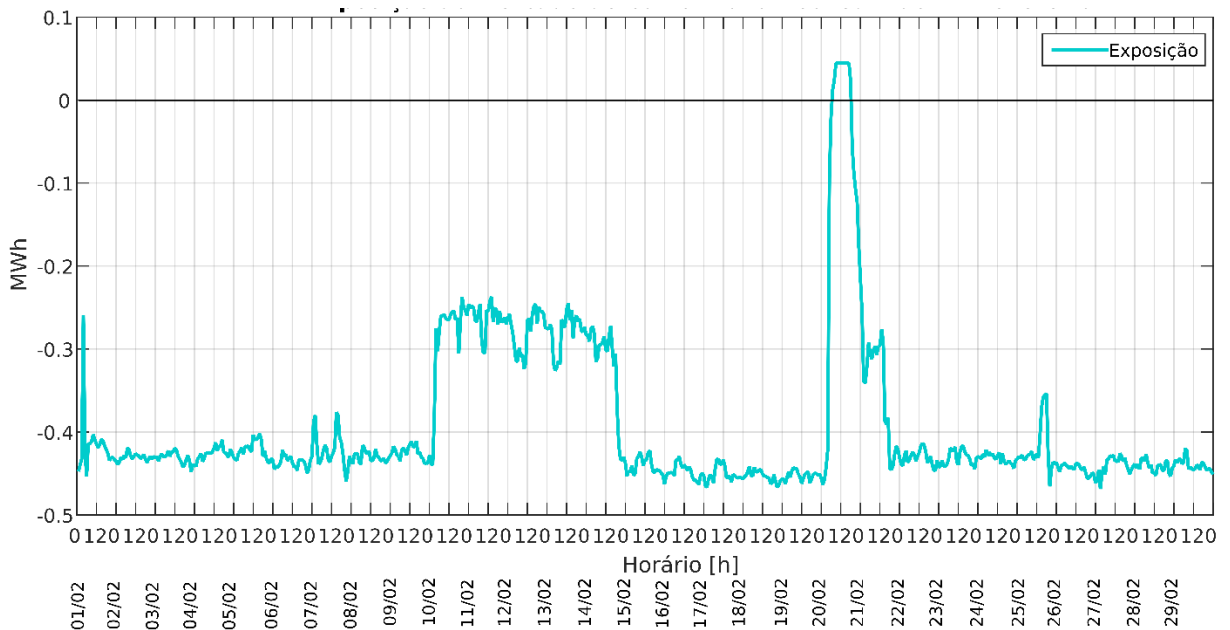
Fonte – A Autora.

Ao analisar a Figura 30, que ilustra a exposição ao mercado de curto prazo para o mês de fevereiro, é possível notar uma exposição maior que nos meses anteriormente analisados. Porém, um resultado de liquidação financeira menos expressivo (R\$ 9.152,07). A Figura 29 auxilia no entendimento do resultado, onde diferente dos meses anteriores, o PLDh apresentou valor superior ao PLD Semanal em 36,74% do mês (Tabela 12), em conjunto, comparando as Figuras 29 e 30, nota-se muitos momentos de exposição em momentos de PLD Semanal superior, resultando em uma compra de energia, em base horária, a um preço de curto prazo menor que em base semanal.

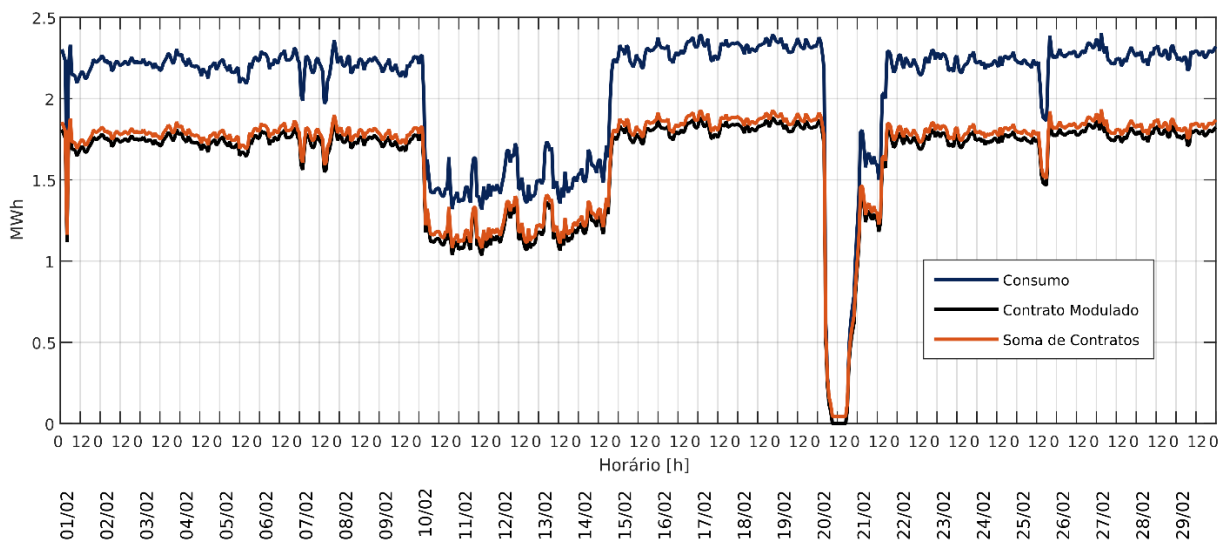
Figura 29 – Comparação entre Preços de Curto Prazo – Submercado Sul: fevereiro



Fonte – A Autora.

Figura 30 – Exposição ao Mercado de Curto Prazo - consumidor 1: fevereiro

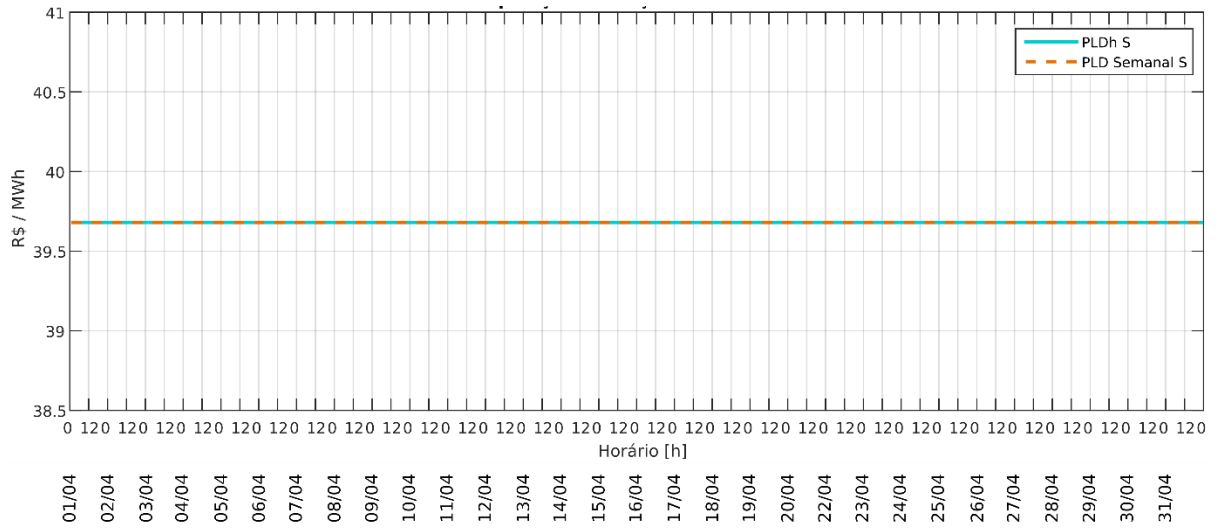
Fonte – A Autora.

Figura 31 – Consumo x Contrato consumidor 1 – fevereiro

Fonte – A Autora.

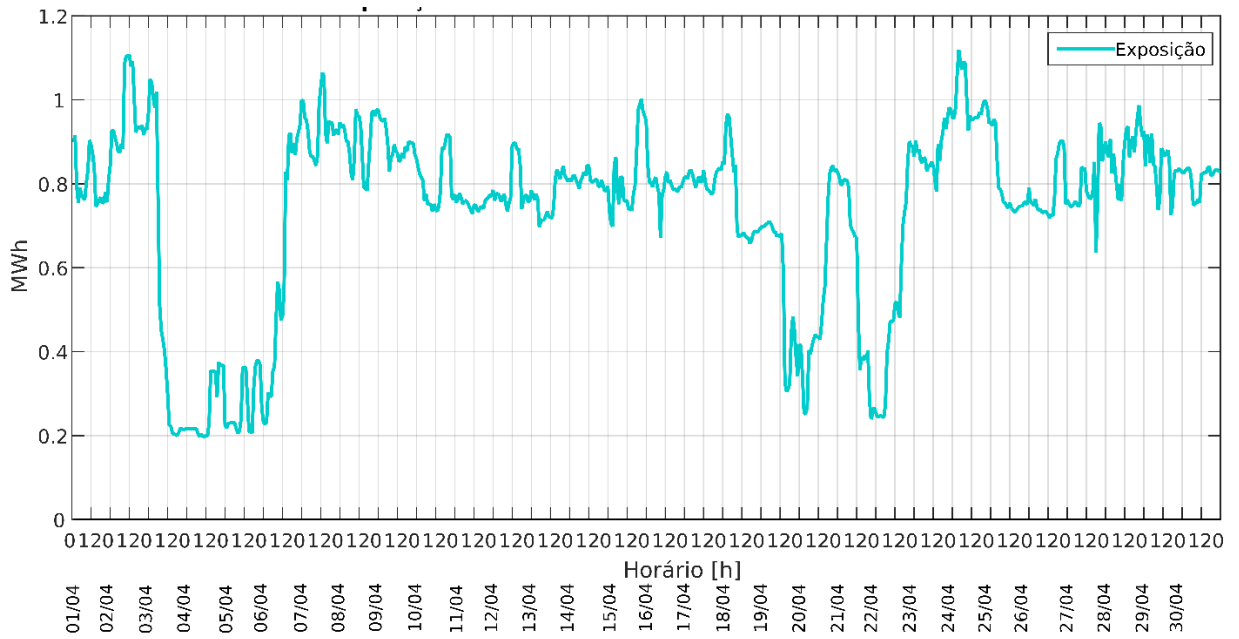
No mês de abril, em que ambos os preços de curto prazo alcançaram o valor mínimo (piso do preço), conforme Figura 32, não houve diferença entre a Liquidação Financeira realizada ao preço semanal e preço horário. Isso pode ser verificado aplicando-se as Equações (9) e (10), onde o preço de energia será o mesmo, e como dito anteriormente, a exposição ao Mercado de Curto Prazo, conforme Figura 33, (Resultado do Balanço de Energia) também.

Figura 32 – Comparação entre Preços de Curto Prazo – Submercado Sul: abril

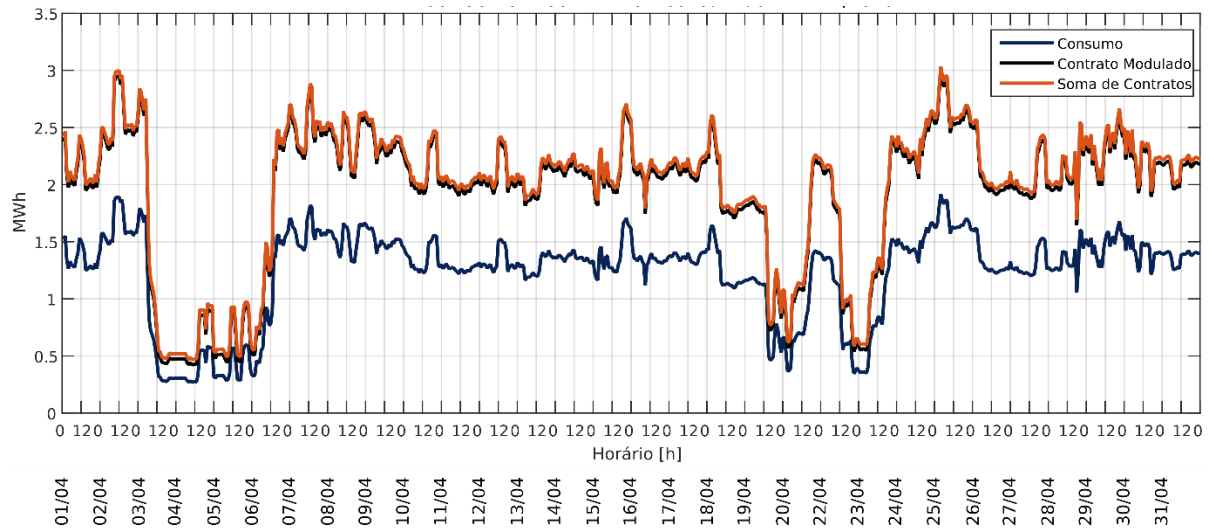


Fonte – A Autora.

Figura 33 – Exposição ao Mercado de Curto Prazo - consumidor 1: abril



Fonte – A Autora.

Figura 34 – Consumo x Contrato consumidor 1 – abril



Fonte – A Autora.

Em uma análise ampla, caso o primeiro consumidor estudado já estivesse liquidando suas diferenças em base horária, o resultado não seria benéfico financeiramente. Esse retorno deve-se principalmente a, no horizonte de estudo de análise, o PLDh apresentar valores superiores ao do PLD Semanal e a necessidade de aquisição do déficit de energia consumida durante a maioria do tempo nos meses estudados.

5.3 ESTUDO DE CASO: CONSUMIDOR 2

A Tabela 13 mostra os contratos de energia com volumes sazonalizado para o horizonte de estudo do segundo consumidor estudado. Ambos os contratos, PROINFA e CCEAL, possuem modulação flat, e o CCEAL apresenta flexibilidades máxima e mínima de $\pm 15\%$. Este consumidor está localizado no submercado Nordeste e atua na área de Fabricação de alimentos para animais.

Tabela 13 – Contratos de Energia do Consumidor 2.

CONSUMIDOR 2 - CONTRATOS DE ENERGIA			
PROINFA			
Modulação <i>Flat</i>			
Energia Sazonalizada		MWh	MWm
	dez/19	9,919	0,013
	jan/20	9,030	0,012
	fev/20	8,021 	0,012
	abr/20	8,438	0,012
CCEAL			
Modulação <i>Flat</i>			
Flexibilidade Máxima	15%		
Flexibilidade Mínima	-15%		
Energia Sazonalizada		MWh	MWm
	dez/19	512,876	0,689
	jan/20	612,528	0,823
	fev/20	564,704 	0,811
	abr/20	592,769	0,823

Fonte – A Autora.

A maior diferença na construção do Balanço de energia para o segundo caso, em comparação ao anteriormente estudado, reside na modulação. O consumidor 2 possui modulação *flat* também no CCEAL, ou seja, o volume de energia contratada (CCEAL) para o mês estudado mantém-se igual a Energia faturável, sem existir uma curva modulada que busque adequar o volume contratado ao volume medido.

Dessa forma, o volume médio de energia será constante para todas as semanas operativas e patamares de carga, e igual ao volume contratado por semana e patamar de carga. Os balanços de energia, em base semanal e horária, foram realizados conforme descritos nas Equações (7) e (9), respectivamente. A operação em base semanal pode ser encontrada na Figura 40, enquanto o balanço de energia em base

horária seguiu sendo realizado diretamente nos dados coletados do SCDE, devido a densidade de dados.

Na sequência, encontram-se as Tabelas de Balanço de Energia do consumidor 2, para os meses estudados, sendo eles: dezembro, janeiro, fevereiro e abril.

Tabela 14 – Balanço de Energia – Consumidor 2: dezembro

ESTUDO DE CASO - CONSUMIDOR 2			
DEZ/2019 - Submercado NE			
			Horas Mês
			744
		MWm	MWh
CCEAL: VOLUME DE ENERGIA CONTRATADA		LIMITE SUPERIOR	0,793
			589,807
		LIMITE INFERIOR	0,689
			512,876
PROINFA			0,586
			435,945
PERDAS DE REDE BÁSICA (2,5%)			0,013
			9,919
VOLUME DE ENERGIA CONSUMIDA			0,012
			8,639
VOLUME DE ENERGIA CONSUMIDA AJUSTADA			0,464
			345,570
ENERGIA FATURÁVEL			0,476
			354,210
			0,586
			435,945

CONSUMO DE ENERGIA POR SEMANA E PATAMAR DE CARGA					
PATAMAR LEVE					
Consumo				Contrato	
Semana Operativa	Horas	MWm	MWh	MWm	MWh
S1: 01/12-06/12	84	0,508	42,686	0,586	49,220
S2: 07/12-13/12	77	0,546	42,079	0,586	45,118
S3: 14/12-20/12	77	0,600	46,234	0,586	45,118
S4: 21/12-27/12	77	0,371	28,586	0,586	45,118
S5: 28/12-31/12	28	0,247	6,927	0,586	16,407

PATAMAR MÉDIO					
Consumo				Contrato	
Semana Operativa	Horas	MWm	MWh	MWm	MWh
S1: 01/12-06/12	36	0,559	20,127	0,586	21,094
S2: 07/12-13/12	51	0,469	23,899	0,586	29,883
S3: 14/12-20/12	51	0,603	30,766	0,586	29,883
S4: 21/12-27/12	51	0,440	22,451	0,586	29,883
S5: 28/12-31/12	36	0,177	6,366	0,586	21,094

PATAMAR PESADO					
Consumo				Contrato	
Semana Operativa	Horas	MWm	MWh	MWm	MWh
S1: 01/12-06/12	24	0,552	13,242	0,586	14,063
S2: 07/12-13/12	40	0,423	16,918	0,586	23,438
S3: 14/12-20/12	40	0,675	27,006	0,586	23,438
S4: 21/12-27/12	40	0,523	20,932	0,586	23,438
S5: 28/12-31/12	32	0,187	5,990	0,586	18,750

BALANÇO DE ENERGIA						
	PATAMAR LEVE		PATAMAR MÉDIO		PATAMAR PESADO	
	MWm	MWh	MWm	MWh	MWm	MWh
S1: 01/12-06/12	0,091	7,653	0,040	1,447	0,048	1,141
S2: 07/12-13/12	0,053	4,066	0,131	6,664	0,176	7,053
S3: 14/12-20/12	-0,001	-0,090	-0,004	-0,203	-0,076	-3,035
S4: 21/12-27/12	0,228	17,558	0,159	8,112	0,076	3,039
S5: 28/12-31/12	0,352	9,853	0,422	15,208	0,412	13,187

MERCADO DE CURTO PRAZO - PLD Semanal						
	PATAMAR LEVE		PATAMAR MÉDIO		PATAMAR PESADO	
	PLD	MCP	PLD	MCP	PLD	MCP
S1: 01/12-06/12	R\$ 233,62	R\$ 1.787,993	R\$ 236,29	R\$ 341,98	R\$ 236,29	R\$ 11,23
S2: 07/12-13/12	R\$ 216,53	R\$ 880,391	R\$ 218,56	R\$ 1.456,58	R\$ 218,56	R\$ 38,54
S3: 14/12-20/12	R\$ 225,33	-R\$ 20,262	R\$ 227,80	-R\$ 46,22	R\$ 227,80	-R\$ 17,29
S4: 21/12-27/12	R\$ 194,17	R\$ 3.409,236	R\$ 196,39	R\$ 1.593,16	R\$ 196,39	R\$ 14,92
S5: 28/12-31/12	R\$ 287,17	R\$ 2.829,444	R\$ 294,02	R\$ 4.471,59	R\$ 294,99	R\$ 121,56

LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA	
Exposição do consumidor (MWh)	91,654
Liquidação Financeira - PLD Semanal	R\$ 16.872,87
Liquidação Financeira - PLDh	R\$ 23.411,66

Fonte – A Autora.

Tabela 15 – Balanço de Energia – Consumidor 2: janeiro

ESTUDO DE CASO - CONSUMIDOR 2				
JAN/2020 - Submercado NE				
			Horas Mês	
			744	
		MWm	MWh	
CCEAL: VOLUME DE ENERGIA CONTRATADA	LIMITE SUPERIOR		0,947	704,407
	LIMITE INFERIOR		0,823	612,528
PROINFA			0,700	520,649
PERDAS DE REDE BÁSICA (2,5%)			0,012	9,030
VOLUME DE ENERGIA CONSUMIDA			0,014	10,088
VOLUME DE ENERGIA CONSUMIDA AJUSTADA			0,542	403,505
ENERGIA FATURÁVEL			0,556	413,592
			0,700	520,649

CONSUMO DE ENERGIA POR SEMANA E PATAMAR DE CARGA					
PATAMAR LEVE					
Consumo				Contrato	
Semana Operativa	Horas	MWm	MWh	MWm	MWh
S1: 01/01-03/01	35	0,157	5,492	0,700	24,493
S2: 04/01-10/01	77	0,474	36,534	0,700	53,884
S3: 11/01-17/01	77	0,527	40,576	0,700	53,884
S4: 18/01-24/01	77	0,468	35,999	0,700	53,884
S5: 25/01-31/01	77	0,367	28,225	0,700	53,884

PATAMAR MÉDIO					
Consumo				Contrato	
Semana Operativa	Horas	MWm	MWh	MWm	MWh
S1: 01/01-03/01	21	0,616	12,927	0,700	14,696
S2: 04/01-10/01	51	0,624	31,840	0,700	35,690
S3: 11/01-17/01	51	0,695	35,466	0,700	35,690
S4: 18/01-24/01	51	0,651	33,220	0,700	35,690
S5: 25/01-31/01	51	0,566	28,851	0,700	35,690

PATAMAR PESADO					
Consumo				Contrato	
Semana Operativa	Horas	MWm	MWh	MWm	MWh
S1: 01/01-03/01	16	0,740	11,836	0,700	11,197
S2: 04/01-10/01	40	0,701	28,056	0,700	27,992
S3: 11/01-17/01	40	0,781	31,222	0,700	27,992
S4: 18/01-24/01	40	0,702	28,088	0,700	27,992
S5: 25/01-31/01	40	0,631	25,259	0,700	27,992

BALANÇO DE ENERGIA						
	PATAMAR LEVE		PATAMAR MÉDIO		PATAMAR PESADO	
	MWm	MWh	MWm	MWh	MWm	MWh
S1: 01/01-03/01	0,555	19,426	0,096	2,023	-0,028	-0,445
S2: 04/01-10/01	0,237	18,285	0,088	4,469	0,011	0,421
S3: 11/01-17/01	0,185	14,243	0,017	0,842	-0,069	-2,745
S4: 18/01-24/01	0,244	18,819	0,061	3,089	0,010	0,389
S5: 25/01-31/01	0,345	26,594	0,146	7,457	0,080	3,218

MERCADO DE CURTO PRAZO - PLD Semanal						
	PATAMAR LEVE		PATAMAR MÉDIO		PATAMAR PESADO	
	PLD	MCP	PLD	MCP	PLD	MCP
S1: 01/01-03/01	R\$ 287,17	R\$ 5.578,57	R\$ 294,02	R\$ 594,84	R\$ 294,99	-R\$ 8,21
S2: 04/01-10/01	R\$ 365,27	R\$ 6.678,79	R\$ 370,48	R\$ 1.655,62	R\$ 372,89	R\$ 3,93
S3: 11/01-17/01	R\$ 263,77	R\$ 3.756,76	R\$ 270,96	R\$ 228,23	R\$ 274,63	-R\$ 18,84
S4: 18/01-24/01	R\$ 351,38	R\$ 6.612,77	R\$ 356,87	R\$ 1.102,41	R\$ 362,03	R\$ 3,52
S5: 25/01-31/01	R\$ 327,64	R\$ 8.713,34	R\$ 333,25	R\$ 2.485,17	R\$ 340,67	R\$ 27,41

LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA	
Exposição do consumidor (MWh)	116,086
Liquidação Financeira - PLD Semanal	R\$ 37.414,30
Liquidação Financeira - PLDh	R\$ 37.685,63

Fonte – A Autora.

Tabela 16 – Balanço de Energia – Consumidor 2: fevereiro

ESTUDO DE CASO - CONSUMIDOR 2							
FEV/2020 - Submercado NE							
					Horas Mês	696	
					MWm	MWh	
CCEAL: VOLUME DE ENERGIA CONTRATADA					LIMITE SUPERIOR	0,933	649,410
						0,811	564,704
					LIMITE INFERIOR	0,690	479,998
PROINFA						0,012	8,021
PERDAS DE REDE BÁSICA (2,5%)						0,014	9,613
VOLUME DE ENERGIA CONSUMIDA						0,552	384,501
VOLUME DE ENERGIA CONSUMIDA AJUSTADA						0,566	394,113
ENERGIA FATURÁVEL						0,690	479,998

CONSUMO DE ENERGIA POR SEMANA E PATAMAR DE CARGA					
PATAMAR LEVE					
Consumo				Contrato	
Semana Operativa	Horas	MWm	MWh	MWm	MWh
S1: 01/02-07/02	82	0,695	56,961	0,690	56,552
S2: 08/02-14/02	82	0,518	42,481	0,690	56,552
S3: 15/02-21/02	82	0,417	34,169	0,690	56,552
S4: 22/02-28/02	95	0,376	35,739	0,690	65,517
S5: 29/02	21	0,743	15,597	0,690	14,483

PATAMAR MÉDIO					
Consumo				Contrato	
Semana Operativa	Horas	MWm	MWh	MWm	MWh
S1: 01/02-07/02	46	0,691	31,777	0,690	31,724
S2: 08/02-14/02	46	0,628	28,889	0,690	31,724
S3: 15/02-21/02	46	0,545	25,070	0,690	31,724
S4: 22/02-28/02	41	0,561	23,003	0,690	28,276
S5: 29/02	3	0,555	1,666	0,690	2,069

PATAMAR PESADO					
Consumo				Contrato	
Semana Operativa	Horas	MWm	MWh	MWm	MWh
S1: 01/02-07/02	40	0,720	28,798	0,690	27,586
S2: 08/02-14/02	40	0,663	26,517	0,690	27,586
S3: 15/02-21/02	40	0,500	20,015	0,690	27,586
S4: 22/02-28/02	32	0,732	23,433	0,690	22,069
S5: 29/02	0	0,000	0,000	0,690	0,000

BALANÇO DE ENERGIA						
	PATAMAR LEVE		PATAMAR MÉDIO		PATAMAR PESADO	
	MWm	MWh	MWm	MWh	MWm	MWh
S1: 01/02-07/02	0,007	0,536	0,010	0,477	-0,019	-0,751
S2: 08/02-14/02	0,183	15,016	0,073	3,365	0,038	1,530
S3: 15/02-21/02	0,284	23,328	0,156	7,184	0,201	8,033
S4: 22/02-28/02	0,325	30,873	0,140	5,746	-0,031	-0,995
S5: 29/02	-0,042	-0,873	0,146	0,437	0,701	0,000

MERCADO DE CURTO PRAZO - PLD Semanal						
	PATAMAR LEVE		PATAMAR MÉDIO		PATAMAR PESADO	
	PLD	MCP	PLD	MCP	PLD	MCP
S1: 01/02-07/02	R\$ 188,88	R\$ 101,241	R\$ 192,01	R\$ 91,55	R\$ 194,01	-R\$ 3,64
S2: 08/02-14/02	R\$ 148,70	R\$ 2.232,829	R\$ 151,10	R\$ 508,45	R\$ 154,21	R\$ 5,90
S3: 15/02-21/02	R\$ 142,58	R\$ 3.326,040	R\$ 144,89	R\$ 1.040,89	R\$ 149,81	R\$ 30,08
S4: 22/02-28/02	R\$ 125,33	R\$ 3.869,343	R\$ 126,13	R\$ 724,69	R\$ 126,79	-R\$ 3,94
S5: 29/02	R\$ 57,34	-R\$ 50,030	R\$ 59,34	R\$ 25,95	R\$ 60,35	R\$ 42,32

LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA	
Exposição do consumidor (MWh)	93,906
Liquidação Financeira - PLD Semanal	R\$ 11.941,67
Liquidação Financeira - PLDh	R\$ 11.042,88

Fonte – A Autora.

Tabela 17 – Balanço de Energia – Consumidor 2: abril

ESTUDO DE CASO - CONSUMIDOR 2			
ABR/2020 - Submercado NE			
			Horas Mês
			720
		MWm	MWh
CCEAL: VOLUME DE ENERGIA CONTRATADA	LIMITE SUPERIOR	0,947	681,684
	LIMITE INFERIOR	0,823	592,769
PROINFA		0,012	8,438
PERDAS DE REDE BÁSICA (2,5%)		0,014	10,369
VOLUME DE ENERGIA CONSUMIDA		0,576	414,778
VOLUME DE ENERGIA CONSUMIDA AJUSTADA		0,590	425,148
ENERGIA FATURÁVEL		0,700	503,854

CONSUMO DE ENERGIA POR SEMANA E PATAMAR DE CARGA					
PATAMAR LEVE					
Consumo				Contrato	
Semana Operativa	Horas	MWm	MWh	MWm	MWh
S1: 01/04-03/04	24	0,693	16,637	0,700	16,795
S2: 04/04-10/04	92	0,606	55,755	0,700	64,381
S3: 11/04-17/04	80	0,501	40,090	0,700	55,984
S4: 18/04-24/04	92	0,320	29,422	0,700	64,381
S5: 25/04-30/04	72	0,508	36,567	0,700	50,385

PATAMAR MÉDIO					
Consumo				Contrato	
Semana Operativa	Horas	MWm	MWh	MWm	MWh
S1: 01/04-03/04	18	0,599	10,777	0,700	12,596
S2: 04/04-10/04	36	0,725	26,108	0,700	25,193
S3: 11/04-17/04	38	0,745	28,318	0,700	26,592
S4: 18/04-24/04	36	0,444	15,994	0,700	25,193
S5: 25/04-30/04	32	0,617	19,736	0,700	22,393

PATAMAR PESADO					
Consumo				Contrato	
Semana Operativa	Horas	MWm	MWh	MWm	MWh
S1: 01/04-03/04	30	0,579	17,379	0,700	20,994
S2: 04/04-10/04	40	0,815	32,594	0,700	27,992
S3: 11/04-17/04	50	0,810	40,521	0,700	34,990
S4: 18/04-24/04	40	0,627	25,073	0,700	27,992
S5: 25/04-30/04	40	0,754	30,176	0,700	27,992

BALANÇO DE ENERGIA						
	PATAMAR LEVE		PATAMAR MÉDIO		PATAMAR PESADO	
	MWm	MWh	MWm	MWh	MWm	MWh
S1: 01/04-03/04	0,018	0,440	0,113	2,030	0,132	3,966
S2: 04/04-10/04	0,105	9,704	-0,014	-0,493	-0,103	-4,134
S3: 11/04-17/04	0,210	16,832	-0,034	-1,280	-0,099	-4,945
S4: 18/04-24/04	0,392	36,037	0,267	9,621	0,085	3,387
S5: 25/04-30/04	0,204	14,662	0,095	3,033	-0,043	-1,715

MERCADO DE CURTO PRAZO - PLD Semanal						
	PATAMAR LEVE		PATAMAR MÉDIO		PATAMAR PESADO	
	PLD	MCP	PLD	MCP	PLD	MCP
S1: 01/04-03/04	R\$ 39,68	R\$ 17,45	R\$ 39,68	R\$ 80,55	R\$ 39,68	R\$ 157,38
S2: 04/04-10/04	R\$ 39,68	R\$ 385,07	R\$ 39,68	-R\$ 19,57	R\$ 39,68	-R\$ 164,02
S3: 11/04-17/04	R\$ 39,68	R\$ 667,88	R\$ 39,68	-R\$ 50,81	R\$ 39,68	-R\$ 196,23
S4: 18/04-24/04	R\$ 39,68	R\$ 1.429,96	R\$ 39,68	R\$ 381,75	R\$ 39,68	R\$ 134,41
S5: 25/04-30/04	R\$ 39,68	R\$ 581,80	R\$ 39,68	R\$ 120,34	R\$ 39,68	-R\$ 68,07

LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA	
Exposição do consumidor (MWh)	87,144
Liquidação Financeira - PLD Semanal	R\$ 3.457,87
Liquidação Financeira - PLDh	R\$ 3.457,87

Fonte – A Autora.

5.3.1 ANÁLISE DOS RESULTADOS: CONSUMIDOR 2

A Tabela 18 mostra os resultados das liquidações financeiras realizadas para o consumidor estudado. Os resultados encontrados estão detalhados a seguir.

Tabela 18 – Resultados do Estudo de caso do Consumidor 2

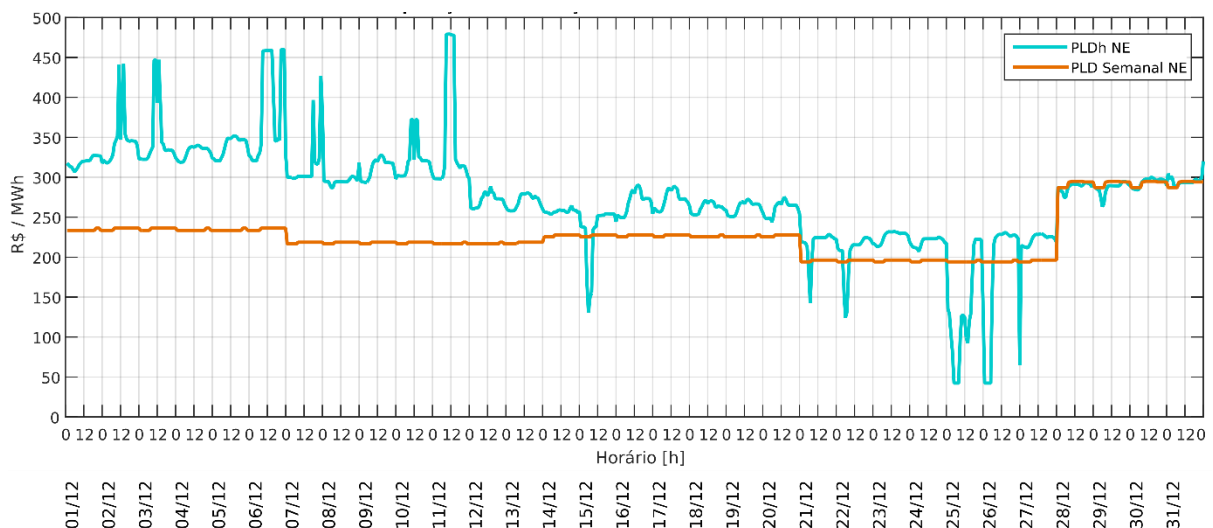
CONSUMIDOR 2			
Submercado Nordeste			
			Resumo R\$ 5.911,34
Dezembro		Janeiro	
Exposição MCP (MWh)	91,654	Exposição MCP (MWh)	116,086
Liquidação - PLD Semanal	R\$ 16.872,87	Liquidação - PLD Semanal	R\$ 37.414,30
Liquidação - PLDh	R\$ 23.411,66	Liquidação - PLDh	R\$ 37.685,63
Venda de Energia - Lucro	R\$ 6.538,79	Venda de Energia - Lucro	R\$ 271,33
Fevereiro		Abril	
Exposição MCP (MWh)	93,906	Exposição MCP (MWh)	87,144
Liquidação - PLD Semanal	R\$ 11.941,67	Liquidação - PLD Semanal	R\$ 3.457,87
Liquidação - PLDh	R\$ 11.042,88	Liquidação - PLDh	R\$ 3.457,87
Venda de Energia - Prejuízo	-R\$ 898,79	PLDh e PLD Semanal no piso	R\$ 0,00

Fonte – A Autora.

Para o submercado nordeste, salvo o mês de abril onde ambos os preços ficaram no piso, nos demais meses o PLDh apresentou valor superior ao PLD Semanal, isso pode ser verificado na Tabela 12, que mostra a porcentagem de tempo exata.

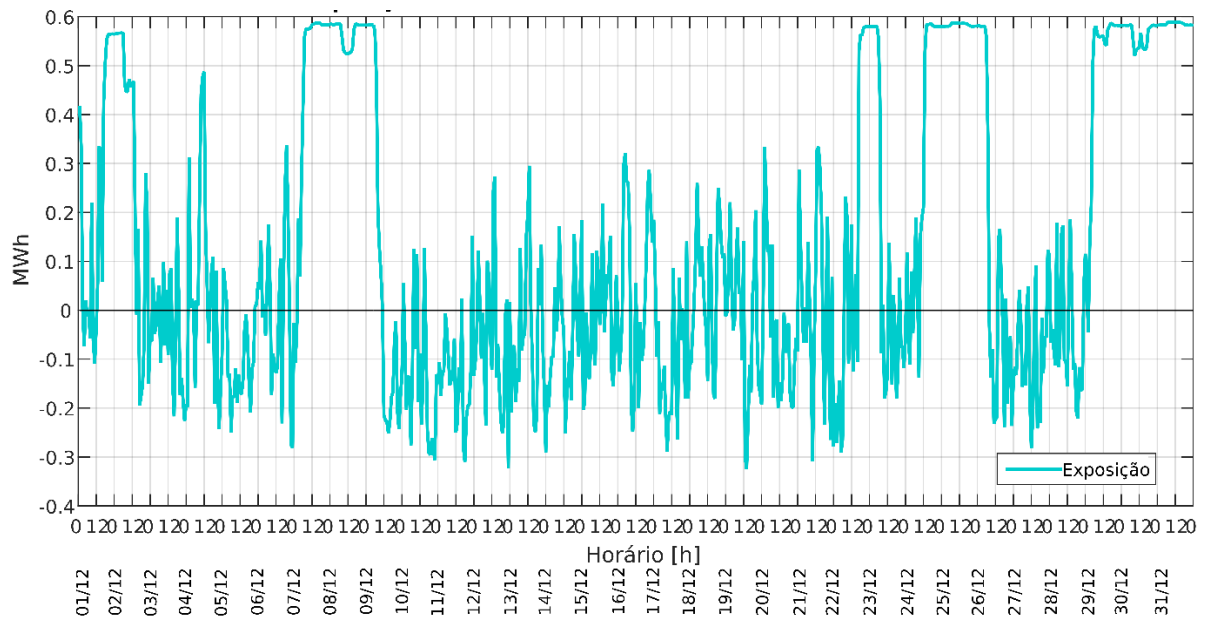
A exposição do agente ao MCP no mês de dezembro pode ser vista na Figura 36, onde foi necessário vender o excedente de energia (91,954 MWh). A operação de venda foi realizada majoritariamente com o PLDh acima do PLD Semanal, conforme Figura 35, gerando lucro ao consumidor, quando em base horária.

Figura 35 – Comparação entre Preços de Curto Prazo – Submercado Nordeste: dezembro



Fonte – A Autora.

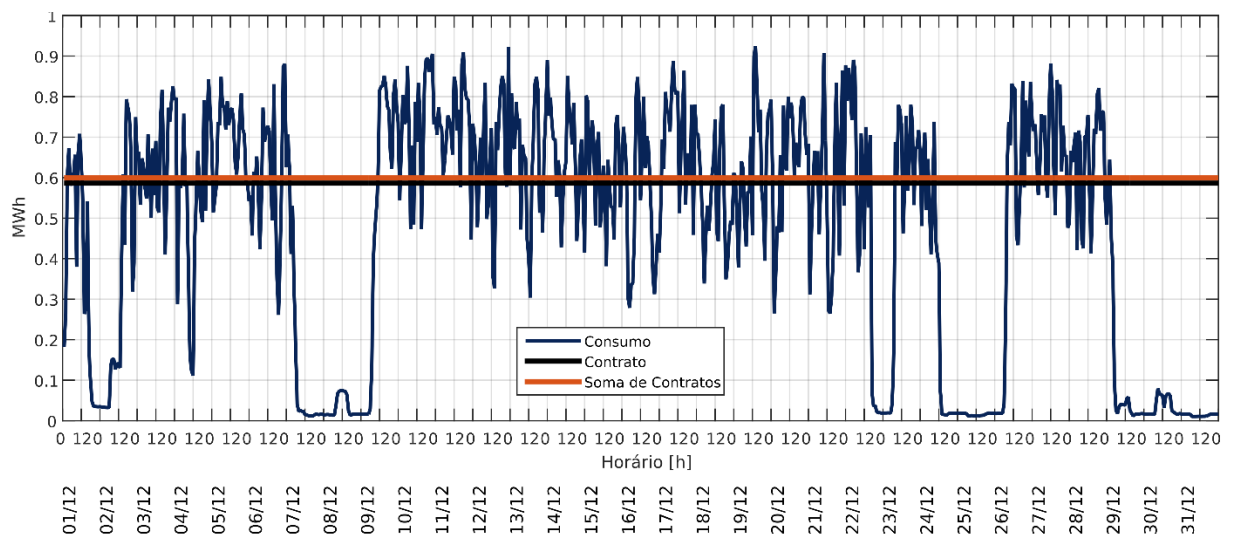
Figura 36 – Exposição ao Mercado de Curto Prazo - consumidor 2: dezembro



Fonte – A Autora.

A importância da modulação nos contratos pode ser vista nas Figuras 37, 40, 43 e 46, que mostra a relação de contrato x consumo do consumidor 2, onde estão mostrados seu volume consumido e volume contratado (Energia Faturável). Em muitos momentos o consumo se distancia do montante *flat* contratado, gerando exposição ao MCP.

Figura 37 – Consumo x Contratado - consumidor 2: dezembro

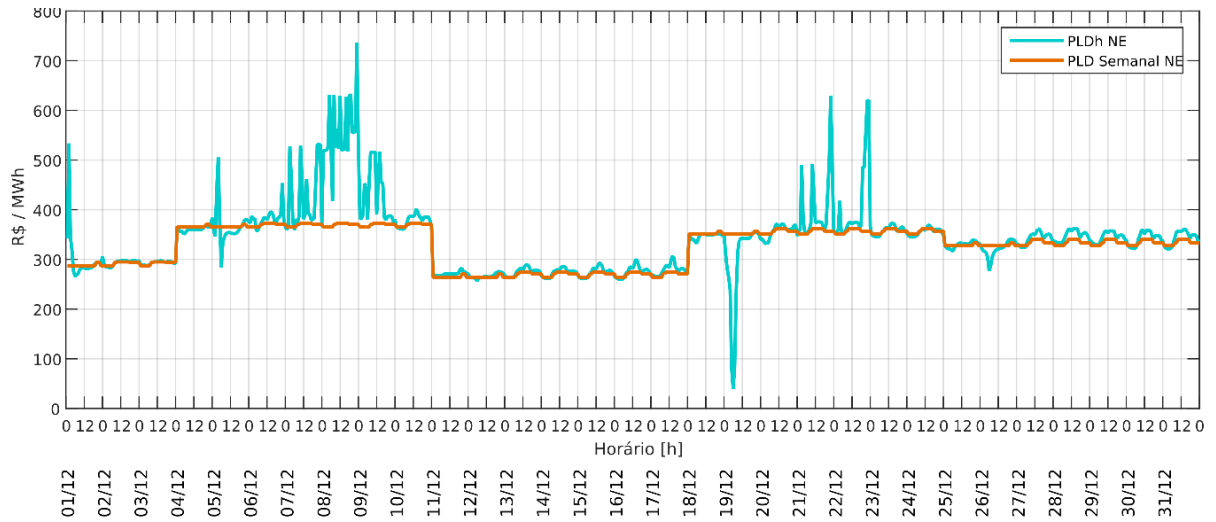


Fonte – A Autora.

O mesmo cenário do mês de dezembro foi visto no mês de janeiro, embora os preços de curto prazo mantiveram-se mais próximos, isto pode ser visto graficamente

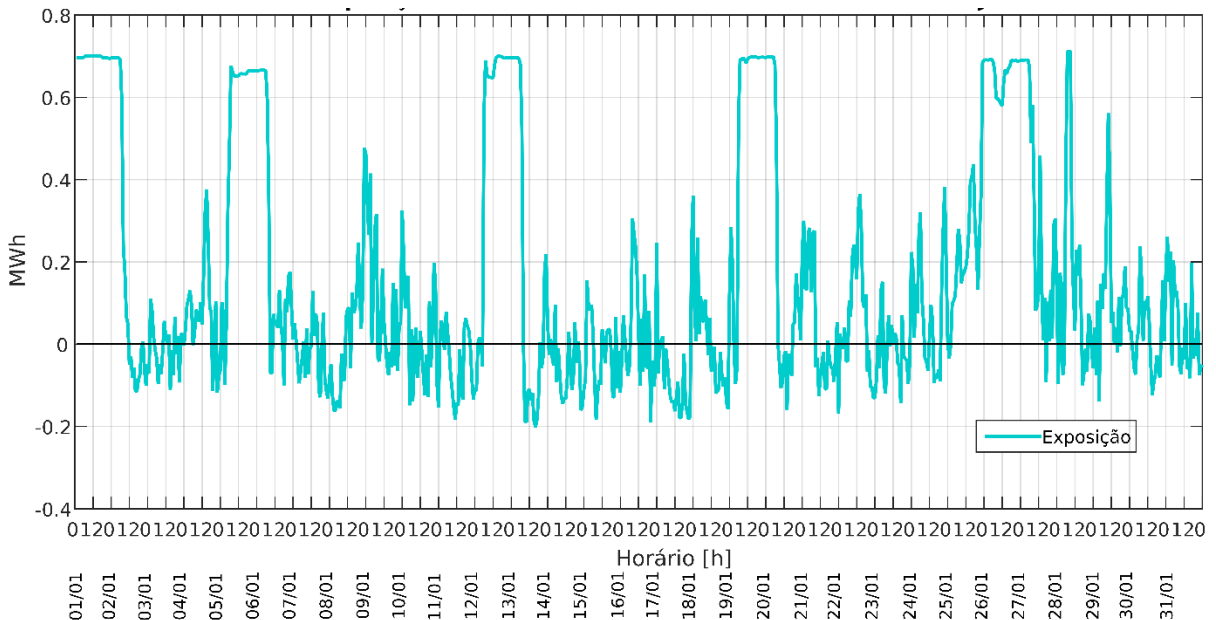
na Figura 38, o PLDh ainda apresentou valor superior em 63,12% (Tabela 12). A Figura 39 mostra a exposição ao curto prazo, em que foi necessário liquidar o excedente de energia de 116,086 MWh. Devido a proximidade dos preços de curto prazo, a diferença entre a liquidação nas bases semanal e horária foi pequena, resultando em um lucro de R\$ 271,33, quando em base horária.

Figura 38 – Comparação entre Preços de Curto Prazo – Submercado Nordeste: janeiro



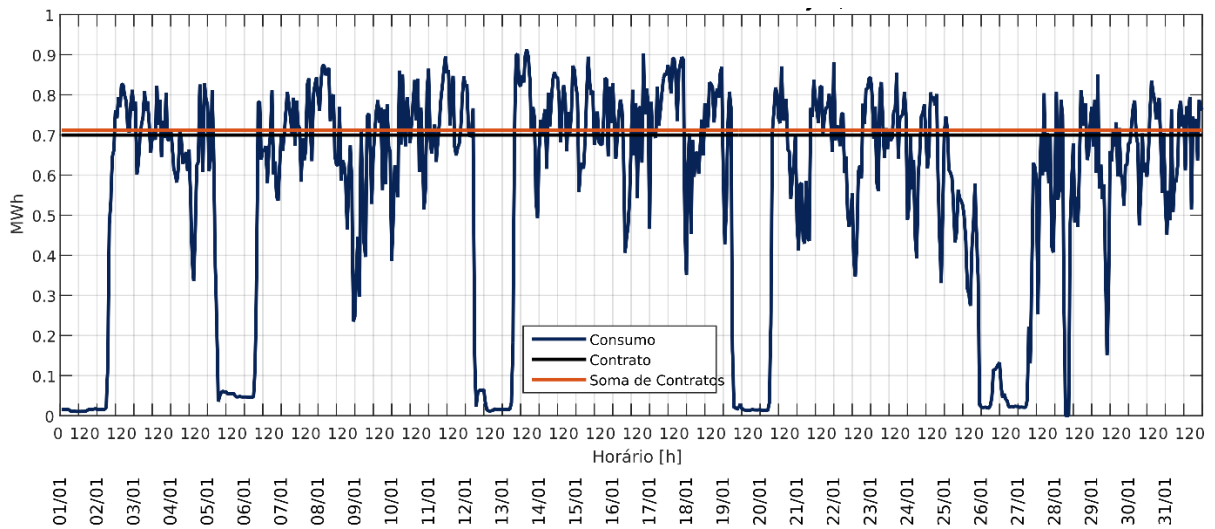
Fonte – A Autora.

Figura 39 – Exposição ao Mercado de Curto Prazo - consumidor 2: janeiro



Fonte – A Autora.

Figura 40 – Consumo x Contrato Consumidor 2 – janeiro

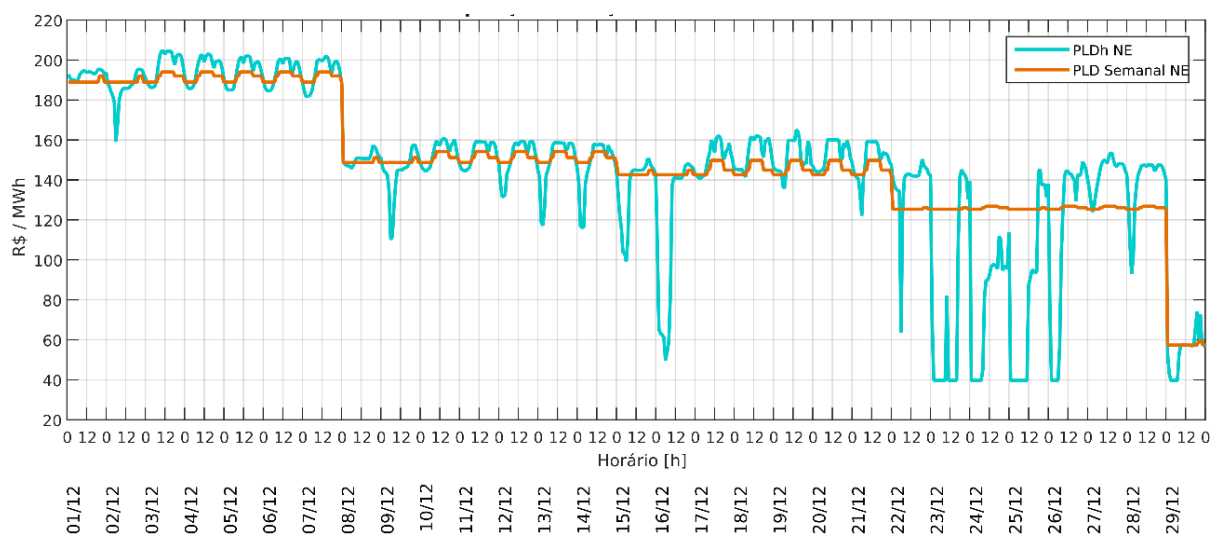


Fonte – A Autora.

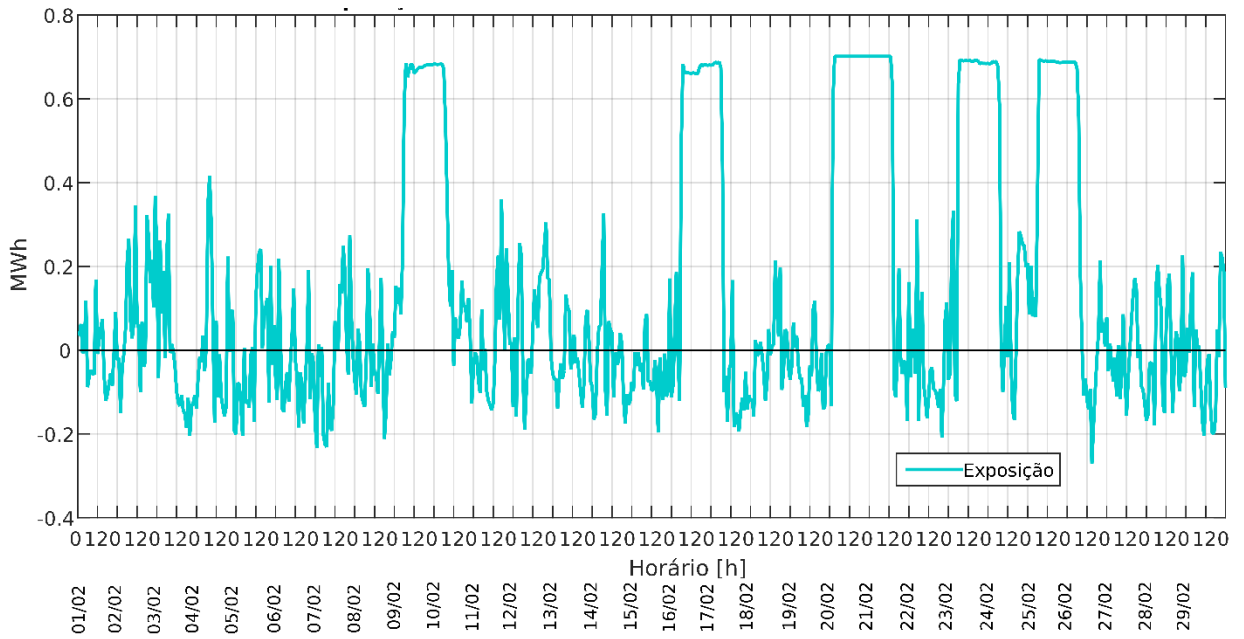
No mês de fevereiro, mesmo o PLDh ficando acima do PLD Semanal em 60,57% do tempo, os preços ficaram muito próximos, e em alguns momentos o PLDh foi ao piso, enquanto, o PLD Semanal manteve-se acima disso, gerando um resultado negativo.

A Figura 41 ilustra uma das premissas da implantação do PLDh, um melhor acoplamento entre a Operação do sistema e o valor da energia. Em alguns dias o preço horário varia, enquanto o PLD Semanal está fixo no valor pré-determinado para a semana e patamar de carga.

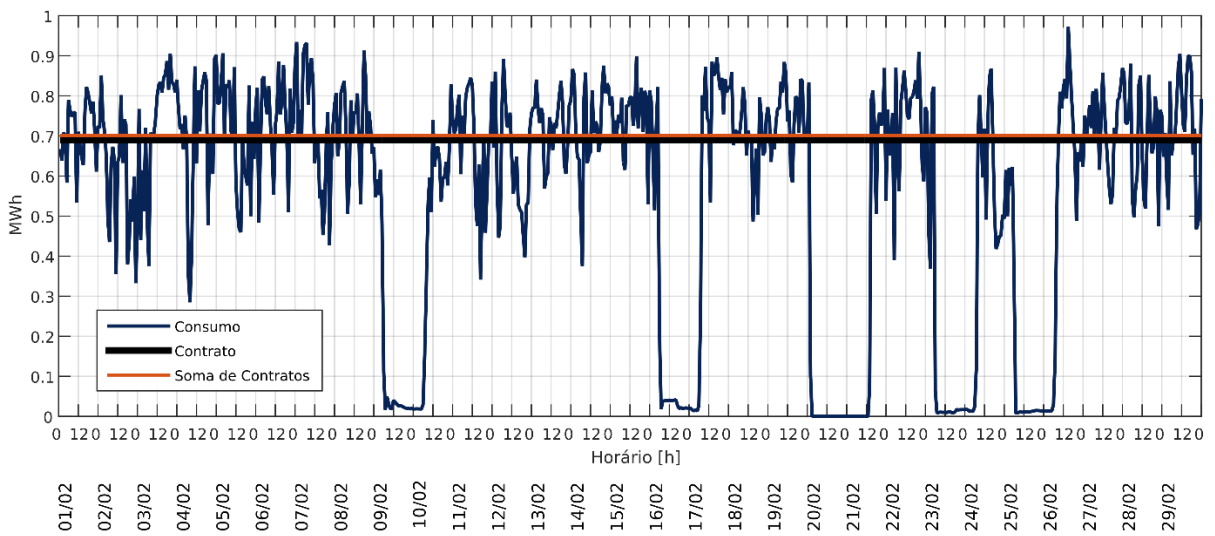
Figura 41 – Comparação entre Preços de Curto Prazo – Submercado Nordeste: fevereiro



Fonte – A Autora.

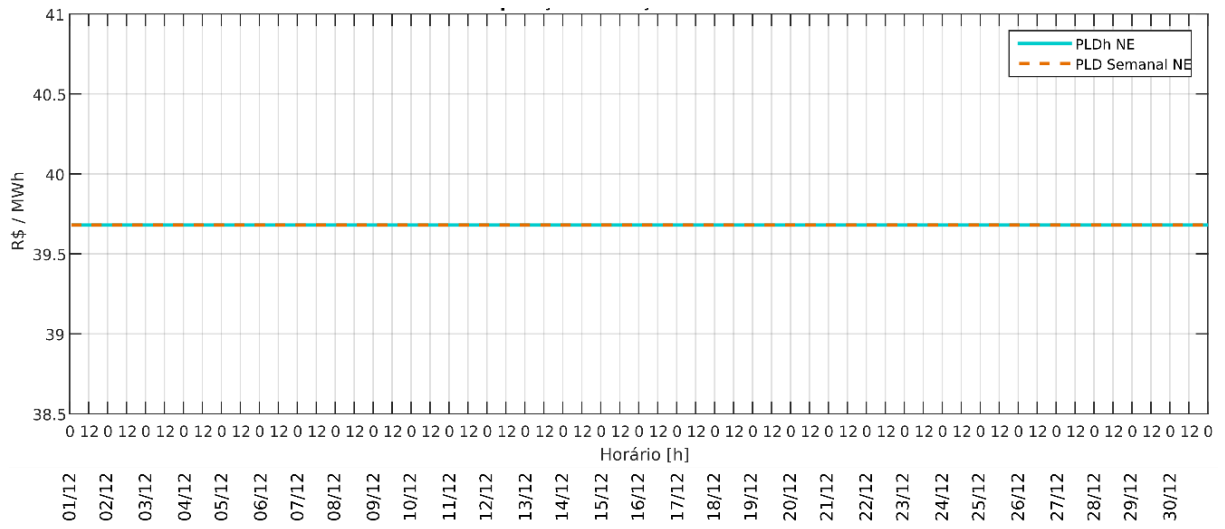
Figura 42 – Exposição ao Mercado de Curto Prazo - consumidor 2: fevereiro

Fonte – A Autora.

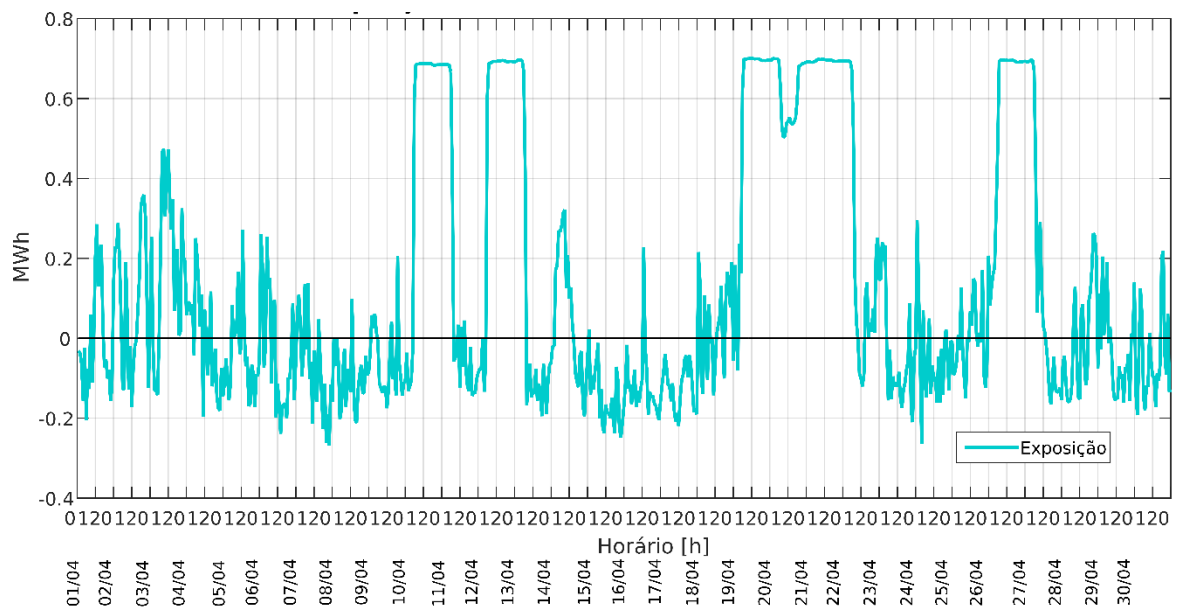
Figura 43 – Consumo x Contrato Consumidor 2 – fevereiro

Fonte – A Autora.

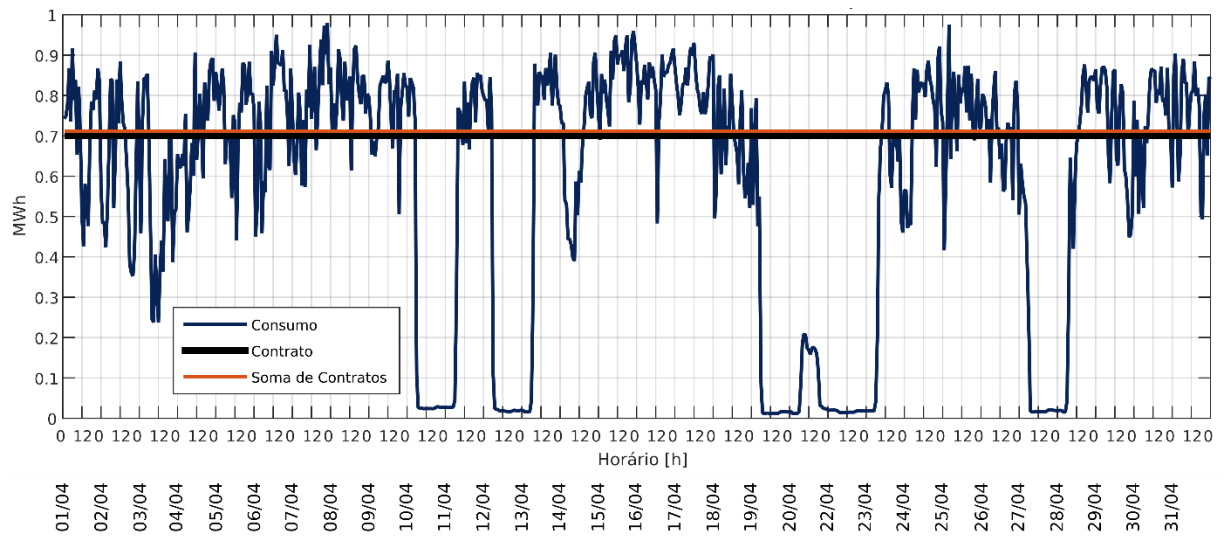
Em abril ambos os preços de curto prazo se mantiveram no piso, resultando na mesma Liquidação Financeira para ambos os preços de curto prazo.

Figura 44 – Comparação entre Preços de Curto Prazo – Submercado Nordeste: abril

Fonte – A Autora.

Figura 45 – Exposição ao Mercado de Curto Prazo - consumidor 2: abril

Fonte – A Autora.

Figura 46 – Consumo x Contrato Consumidor 2 – abril

Fonte – A Autora.

O resultado para o horizonte estudado foi positivo, totalizando lucro de R\$ 5.911,34, em relação a se a Liquidação Financeira tivesse sido realizada em base semanal. O resultado deve-se a necessidade de venda de energia excedente em um cenário, majoritariamente, de PLDh superior ao PLD Semanal.

5.4 ESTUDO DE CASO: CONSUMIDOR 3

O consumidor 3 apresenta as mesmas características que o primeiro consumidor estudado, por conta disso, é apresentado ao leitor os estudos de caso, com enfoque nas análises do horizonte de estudo.

O consumidor 3 está localizado no submercado Sul e atua na área Fabricação de Painéis em madeira.

Tabela 19 – Contratos de Energia do Consumidor 3.

CONSUMIDOR 3 - CONTRATOS DE ENERGIA			
PROINFA			
Modulação <i>Flat</i>			
Energia Sazonalizada		MWh	MWm
	dez/19	162,717	0,219
	jan/20	166,951	0,224
	fev/20	133,496	0,192
	abr/20	140,434	0,195
CCEAL			
Modulação conforme a carga			
Flexibilidade Máxima	10%		
Flexibilidade Mínima	-10%		
Energia Sazonalizada		MWh	MWm
	dez/19	10561,464	14,196
	jan/20	9374,400	12,600
	fev/20	9934,410	14,274
	abr/20	10204,206	14,173

Fonte – A Autora.

Tabela 20 – Balanço de Energia – Consumidor 3: dezembro

ESTUDO DE CASO - CONSUMIDOR 3			
DEZ/2019 - Submercado S			
			Horas Mês
			744
		MWm	MWh
CCEAL: VOLUME DE ENERGIA CONTRATADA	LIMITE SUPERIOR	15,615	11617,610
	LIMITE INFERIOR	14,196	10561,464
PROINFA		0,219	162,717
PERDAS DE REDE BÁSICA (2,5%)		0,196	146,052
VOLUME DE ENERGIA CONSUMIDA		7,852	5842,069
VOLUME DE ENERGIA CONSUMIDA AJUSTADA		8,049	5988,121
ENERGIA FATURÁVEL		12,776	9505,318

CONSUMO DE ENERGIA POR SEMANA E PATAMAR DE CARGA						
PATAMAR LEVE						
Consumo				Contrato		
Semana Operativa	Horas	MWm	MWh	Volume Modulado		Não Modulado
				MWm	MWh	MWm
S1: 01/12-06/12	84	8,911	748,564	14,146	1188,242	12,776
S2: 07/12-13/12	77	9,874	760,278	15,673	1206,837	12,776
S3: 14/12-20/12	77	10,023	771,754	15,910	1225,053	12,776
S4: 21/12-27/12	77	4,104	315,977	6,514	501,569	12,776
S5: 28/12-31/12	28	6,738	188,671	10,696	299,489	12,776

PATAMAR MÉDIO						
Consumo				Contrato		
Semana Operativa	Horas	MWm	MWh	Volume Modulado		Não Modulado
				MWm	MWh	MWm
S1: 01/12-06/12	36	10,729	386,233	17,030	613,091	12,776
S2: 07/12-13/12	51	9,430	480,906	14,968	763,373	12,776
S3: 14/12-20/12	51	8,652	441,256	13,734	700,433	12,776
S4: 21/12-27/12	51	4,957	252,815	7,869	401,310	12,776
S5: 28/12-31/12	36	7,081	254,925	11,241	404,658	12,776

PATAMAR PESADO						
Consumo				Contrato		
Semana Operativa	Horas	MWm	MWh	Volume Modulado		Não Modulado
				MWm	MWh	MWm
S1: 01/12-06/12	24	11,207	268,964	17,789	426,944	12,776
S2: 07/12-13/12	40	8,943	357,730	14,196	567,847	12,776
S3: 14/12-20/12	40	8,799	351,954	13,967	558,679	12,776
S4: 21/12-27/12	40	5,385	215,415	8,549	341,942	12,776
S5: 28/12-31/12	32	6,021	192,678	9,558	305,850	12,776

BALANÇO DE ENERGIA						
	PATAMAR LEVE		PATAMAR MÉDIO		PATAMAR PESADO	
	MWm	MWh	MWm	MWh	MWm	MWh
S1: 01/12-06/12	5,453	458,049	6,520	234,732	6,801	163,228
S2: 07/12-13/12	6,018	463,399	5,757	293,620	5,472	218,865
S3: 14/12-20/12	6,106	470,140	5,301	270,331	5,387	215,473
S4: 21/12-27/12	2,629	202,433	3,130	159,648	3,382	135,275
S5: 28/12-31/12	4,176	116,942	4,378	157,607	3,755	120,170

MERCADO DE CURTO PRAZO - PLD Semanal						
	PATAMAR LEVE		PATAMAR MÉDIO		PATAMAR PESADO	
	PLD	MCP	PLD	MCP	PLD	MCP
S1: 01/12-06/12	R\$ 233,62	R\$ 107.009,515	R\$ 236,29	R\$ 55.464,80	R\$ 236,29	R\$ 1.607,05
S2: 07/12-13/12	R\$ 216,53	R\$ 100.339,858	R\$ 218,56	R\$ 64.173,66	R\$ 218,56	R\$ 1.195,88
S3: 14/12-20/12	R\$ 225,33	R\$ 105.936,547	R\$ 227,80	R\$ 61.581,39	R\$ 227,80	R\$ 1.227,12
S4: 21/12-27/12	R\$ 194,17	R\$ 39.306,444	R\$ 196,39	R\$ 31.353,32	R\$ 196,39	R\$ 664,17
S5: 28/12-31/12	R\$ 287,17	R\$ 33.582,225	R\$ 294,02	R\$ 46.339,52	R\$ 294,99	R\$ 1.107,78

LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA	
Exposição do consumidor (MWh)	3679,914
Liquidação Financeira - PLD Semanal	R\$ 650.889,27
Liquidação Financeira - PLDh	R\$ 1.043.093,55

Fonte – A Autora.

Tabela 21 – Balanço de Energia – Consumidor 3: janeiro

ESTUDO DE CASO - CONSUMIDOR 3				
JAN/2020 - Submercado S				
			Horas Mês	
			744	
		MWm	MWh	
CCEAL: VOLUME DE ENERGIA CONTRATADA	LIMITE SUPERIOR		13,86	10311,840
	LIMITE INFERIOR		12,600	9374,400
PROINFA			0,224	166,951
PERDAS DE REDE BÁSICA (2,5%)			0,191	142,097
VOLUME DE ENERGIA CONSUMIDA			7,640	5683,863
VOLUME DE ENERGIA CONSUMIDA AJUSTADA			7,831	5825,960
ENERGIA FATURÁVEL			11,340	8436,960

CONSUMO DE ENERGIA POR SEMANA E PATAMAR DE CARGA						
PATAMAR LEVE						
Consumo				Contrato		
Semana Operativa	Horas	MWm	MWh	Volume Modulado		Não Modulado
				MWm	MWh	MWm
S1: 01/01-03/01	35	8,267	289,344	11,972	419,019	11,340
S2: 04/01-10/01	77	8,445	650,281	12,230	941,715	11,340
S3: 11/01-17/01	77	8,477	652,757	12,277	945,301	11,340
S4: 18/01-24/01	77	8,533	657,015	12,357	951,468	11,340
S5: 25/01-31/01	77	3,442	265,018	4,984	383,789	11,340

PATAMAR MÉDIO						
Consumo				Contrato		
Semana Operativa	Horas	MWm	MWh	Volume Modulado		Não Modulado
				MWm	MWh	MWm
S1: 01/01-03/01	21	10,766	226,095	15,592	327,423	11,340
S2: 04/01-10/01	51	10,430	531,931	15,104	770,325	11,340
S3: 11/01-17/01	51	10,521	536,561	15,236	777,030	11,340
S4: 18/01-24/01	51	10,105	515,338	14,633	746,295	11,340
S5: 25/01-31/01	51	1,226	62,514	1,775	90,530	11,340

PATAMAR PESADO						
Consumo				Contrato		
Semana Operativa	Horas	MWm	MWh	Volume Modulado		Não Modulado
				MWm	MWh	MWm
S1: 01/01-03/01	16	10,719	171,503	15,523	248,364	11,340
S2: 04/01-10/01	40	10,468	418,725	15,160	606,383	11,340
S3: 11/01-17/01	40	10,809	432,360	15,653	626,129	11,340
S4: 18/01-24/01	40	9,643	385,731	13,965	558,603	11,340
S5: 25/01-31/01	40	0,770	30,788	1,115	44,586	11,340

BALANÇO DE ENERGIA						
	PATAMAR LEVE		PATAMAR MÉDIO		PATAMAR PESADO	
	MWm	MWh	MWm	MWh	MWm	MWh
S1: 01/01-03/01	3,929	137,528	5,050	106,041	5,028	80,452
S2: 04/01-10/01	4,009	308,713	4,899	249,838	4,916	196,634
S3: 11/01-17/01	4,024	309,822	4,939	251,913	5,069	202,745
S4: 18/01-24/01	4,048	311,731	4,753	242,401	4,546	181,848
S5: 25/01-31/01	1,767	136,051	0,774	39,461	0,569	22,774

MERCADO DE CURTO PRAZO - PLD Semanal						
	PATAMAR LEVE		PATAMAR MÉDIO		PATAMAR PESADO	
	PLD	MCP	PLD	MCP	PLD	MCP
S1: 01/01-03/01	R\$ 287,17	R\$ 39.493,991	R\$ 294,02	R\$ 31.178,06	R\$ 294,99	R\$ 1.483,28
S2: 04/01-10/01	R\$ 365,27	R\$ 112.763,415	R\$ 370,48	R\$ 92.559,93	R\$ 372,89	R\$ 1.833,07
S3: 11/01-17/01	R\$ 263,77	R\$ 81.721,819	R\$ 270,96	R\$ 68.258,37	R\$ 274,63	R\$ 1.392,00
S4: 18/01-24/01	R\$ 351,38	R\$ 109.535,964	R\$ 356,87	R\$ 86.505,77	R\$ 362,03	R\$ 1.645,86
S5: 25/01-31/01	R\$ 327,64	R\$ 44.575,588	R\$ 335,88	R\$ 13.254,09	R\$ 340,67	R\$ 193,96

LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA	
Exposição do consumidor (MWh)	2777,951
Liquidação Financeira - PLD Semanal	R\$ 686.395,17
Liquidação Financeira - PLDh	R\$ 912.351,76

Fonte – A Autora.

Tabela 22 – Balanço de Energia – Consumidor 3: fevereiro

ESTUDO DE CASO - CONSUMIDOR 3			
FEV/2020 - Submercado S			
			Horas Mês
			696
		MWm	MWh
CCEAL: VOLUME DE ENERGIA CONTRATADA		LIMITE SUPERIOR	15,701
			10927,851
		14,274	9934,410
		LIMITE INFERIOR	12,846
			8940,969
PROINFA		0,192	133,496
PERDAS DE REDE BÁSICA (2,5%)		0,177	123,371
VOLUME DE ENERGIA CONSUMIDA		7,090	4934,845
VOLUME DE ENERGIA CONSUMIDA AJUSTADA		7,268	5058,217
ENERGIA FATURÁVEL		12,846	8940,969

CONSUMO DE ENERGIA POR SEMANA E PATAMAR DE CARGA						
PATAMAR LEVE						
Consumo				Contrato		
Semana Operativa	Horas	MWm	MWh	Volume Modulado		Não Modulado
				MWm	MWh	MWm
S1: 01/02-07/02	82	1,172	96,091	2,071	169,852	12,846
S2: 08/02-14/02	82	8,096	663,864	14,310	1173,454	12,846
S3: 15/02-21/02	82	8,259	677,214	14,598	1197,053	12,846
S4: 22/02-28/02	95	8,500	807,453	15,024	1427,264	12,846
S5: 29/02	21	10,190	213,984	18,011	378,241	12,846

PATAMAR MÉDIO						
Consumo				Contrato		
Semana Operativa	Horas	MWm	MWh	Volume Modulado		Não Modulado
				MWm	MWh	MWm
S1: 01/02-07/02	46	1,899	87,345	3,356	154,392	12,846
S2: 08/02-14/02	46	9,917	456,203	17,530	806,390	12,846
S3: 15/02-21/02	46	9,555	439,541	16,890	776,937	12,846
S4: 22/02-28/02	41	9,876	404,902	17,456	715,711	12,846
S5: 29/02	3	8,718	26,154	15,410	46,230	12,846

PATAMAR PESADO						
Consumo				Contrato		
Semana Operativa	Horas	MWm	MWh	Volume Modulado		Não Modulado
				MWm	MWh	MWm
S1: 01/02-07/02	40	1,820	72,815	3,218	128,708	12,846
S2: 08/02-14/02	40	9,469	378,780	16,738	669,536	12,846
S3: 15/02-21/02	40	10,097	403,888	17,848	713,918	12,846
S4: 22/02-28/02	32	10,312	329,983	18,228	583,283	12,846
S5: 29/02	0	0,000	0,000	0,000	0,000	12,846

BALANÇO DE ENERGIA						
	PATAMAR LEVE		PATAMAR MÉDIO		PATAMAR PESADO	
	MWm	MWh	MWm	MWh	MWm	MWh
S1: 01/02-07/02	1,091	89,489	1,649	75,870	1,589	63,566
S2: 08/02-14/02	6,406	525,318	7,805	359,010	7,461	298,428
S3: 15/02-21/02	6,531	535,566	7,527	346,220	7,943	317,702
S4: 22/02-28/02	6,716	638,033	7,772	318,672	8,107	259,437
S5: 29/02	8,014	168,285	6,884	20,651	0,192	0,000

MERCADO DE CURTO PRAZO - PLD Semanal						
	PATAMAR LEVE		PATAMAR MÉDIO		PATAMAR PESADO	
	PLD	MCP	PLD	MCP	PLD	MCP
S1: 01/02-07/02	R\$ 188,88	R\$ 16.902,626	R\$ 192,19	R\$ 14.581,49	R\$ 194,01	R\$ 308,31
S2: 08/02-14/02	R\$ 148,70	R\$ 78.114,838	R\$ 197,08	R\$ 70.753,69	R\$ 200,34	R\$ 1.494,68
S3: 15/02-21/02	R\$ 142,58	R\$ 76.361,070	R\$ 196,73	R\$ 68.111,86	R\$ 200,24	R\$ 1.590,42
S4: 22/02-28/02	R\$ 141,05	R\$ 89.994,492	R\$ 230,22	R\$ 73.364,75	R\$ 235,35	R\$ 1.908,08
S5: 29/02	R\$ 57,34	R\$ 9.649,464	R\$ 75,46	R\$ 1.558,35	R\$ 76,13	R\$ 14,60

LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA	
Exposição do consumidor (MWh)	4016,248
Liquidação Financeira - PLD Semanal	R\$ 504.708,72
Liquidação Financeira - PLDh	R\$ 664.757,98

Fonte – A Autora.

Tabela 23 – Balanço de Energia – Consumidor 3: abril

ESTUDO DE CASO - CONSUMIDOR 3			
ABR/2020 - Submercado S			
		Horas Mês	720
		MWm	MWh
	LIMITE SUPERIOR	15,590	11224,627
CCEAL: VOLUME DE ENERGIA CONTRATADA		14,173	10204,206
	LIMITE INFERIOR	12,755	9183,785
PROINFA		0,195	140,434
PERDAS DE REDE BÁSICA (2,5%)		0,182	130,693
VOLUME DE ENERGIA CONSUMIDA		7,261	5227,718
VOLUME DE ENERGIA CONSUMIDA AJUSTADA		7,442	5358,411
ENERGIA FATURÁVEL		12,755	9183,785

CONSUMO DE ENERGIA POR SEMANA E PATAMAR DE CARGA						
PATAMAR LEVE						
Consumo				Contrato		
Semana Operativa	Horas	MWm	MWh	Volume Modulado		Não Modulado
				MWm	MWh	MWm
S1: 01/01-03/01	24	8,798	211,145	15,078	361,881	12,755
S2: 04/01-10/01	92	5,654	520,185	9,691	891,546	12,755
S3: 11/01-17/01	80	5,922	473,751	10,150	811,963	12,755
S4: 18/01-24/01	92	6,758	621,768	11,583	1065,648	12,755
S5: 25/01-31/01	72	5,664	407,811	9,708	698,947	12,755

PATAMAR MÉDIO						
Consumo				Contrato		
Semana Operativa	Horas	MWm	MWh	Volume Modulado		Não Modulado
				MWm	MWh	MWm
S1: 01/01-03/01	18	8,753	157,551	15,001	270,027	12,755
S2: 04/01-10/01	36	8,010	288,371	13,729	494,240	12,755
S3: 11/01-17/01	38	7,032	267,232	12,053	458,009	12,755
S4: 18/01-24/01	36	7,852	282,689	13,458	484,500	12,755
S5: 25/01-31/01	32	8,441	270,118	14,467	462,956	12,755

PATAMAR PESADO						
Consumo				Contrato		
Semana Operativa	Horas	MWm	MWh	Volume Modulado		Não Modulado
				MWm	MWh	MWm
S1: 01/01-03/01	30	7,367	221,008	12,626	378,786	12,755
S2: 04/01-10/01	40	10,305	412,219	17,663	706,503	12,755
S3: 11/01-17/01	50	8,874	443,685	15,209	760,433	12,755
S4: 18/01-24/01	40	9,192	367,680	15,754	630,167	12,755
S5: 25/01-31/01	40	10,330	413,197	17,704	708,179	12,755

BALANÇO DE ENERGIA						
	PATAMAR LEVE		PATAMAR MÉDIO		PATAMAR PESADO	
	MWm	MWh	MWm	MWh	MWm	MWh
S1: 01/01-03/01	6,476	155,418	6,444	115,987	5,454	163,629
S2: 04/01-10/01	4,232	389,305	5,914	212,890	7,552	302,086
S3: 11/01-17/01	4,423	353,815	5,215	198,189	6,530	326,500
S4: 18/01-24/01	5,020	461,825	5,801	208,833	6,757	270,289
S5: 25/01-31/01	4,239	305,180	6,221	199,079	7,570	302,784

MERCADO DE CURTO PRAZO - PLD Semanal						
	PATAMAR LEVE		PATAMAR MÉDIO		PATAMAR PESADO	
	PLD	MCP	PLD	MCP	PLD	MCP
S1: 01/01-03/01	R\$ 39,68	R\$ 6.166,968	R\$ 39,68	R\$ 4.602,35	R\$ 39,68	R\$ 6.492,82
S2: 04/01-10/01	R\$ 39,68	R\$ 15.447,623	R\$ 39,68	R\$ 8.447,48	R\$ 39,68	R\$ 11.986,76
S3: 11/01-17/01	R\$ 39,68	R\$ 14.039,394	R\$ 39,68	R\$ 7.864,14	R\$ 39,68	R\$ 12.955,51
S4: 18/01-24/01	R\$ 39,68	R\$ 18.325,210	R\$ 39,68	R\$ 8.286,51	R\$ 39,68	R\$ 10.725,06
S5: 25/01-31/01	R\$ 39,68	R\$ 12.109,541	R\$ 39,68	R\$ 7.899,46	R\$ 39,68	R\$ 12.014,46

LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA	
Exposição do consumidor (MWh)	3965,808
Liquidação Financeira - PLD Semanal	R\$ 157.363,27
Liquidação Financeira - PLDh	R\$ 157.363,27

Fonte – A Autora.

5.4.1 ANÁLISE DOS RESULTADOS: CONSUMIDOR 3

A Tabela 24 ilustra os resultados obtidos para o horizonte de estudo do terceiro consumidor. Por este consumidor estar inserido no submercado Sul, mesmo submercado do primeiro consumidor estudado, as figuras de comparação de preços de curto prazo que serão utilizadas são as Figuras 23, 26 e 29. Os resultados da Tabela 24 serão analisados na sequência.

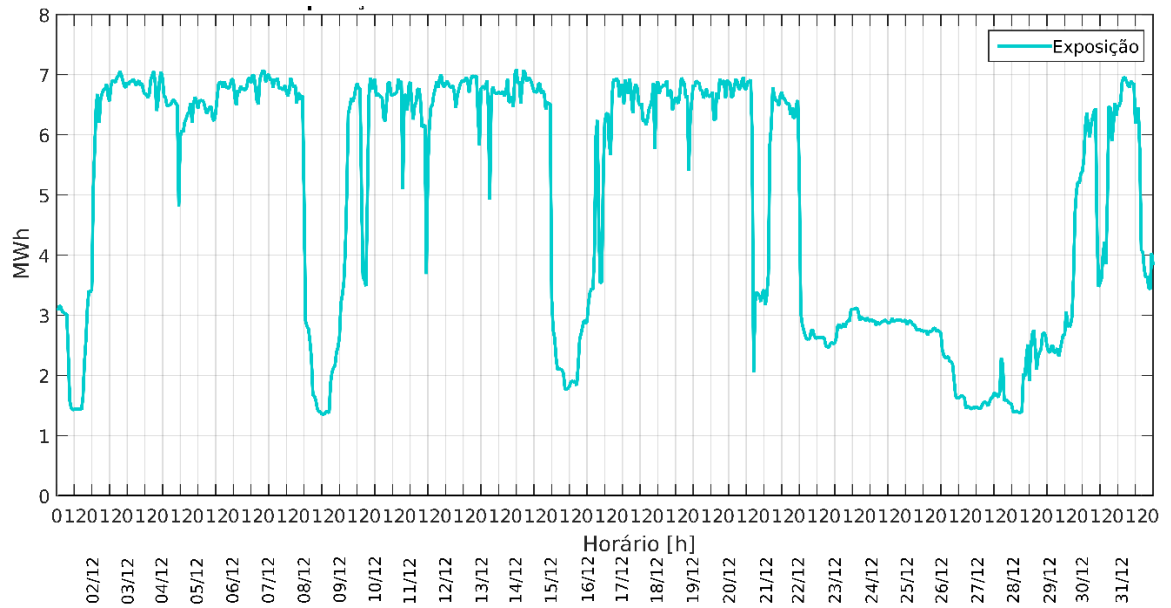
Tabela 24 – Análise dos resultados para o Consumidor 3

CONSUMIDOR 3			
Submercado Sul			
		Resumo	R\$ 778.210,14
Dezembro		Janeiro	
Exposição ao MCP	3679,914	Exposição ao MCP	2777,951
Liquidação ao PLD Semanal	R\$ 650.889,27	Liquidação ao PLD Semanal	R\$ 686.395,17
Liquidação ao PLDh	R\$ 1.043.093,55	Liquidação ao PLDh	R\$ 912.351,76
Venda de Energia - Lucro	R\$ 392.204,27	Venda de Energia - Lucro	R\$ 225.956,60
Fevereiro		Abril	
Exposição ao MCP	4016,248	Exposição ao MCP	3965,808
Liquidação ao PLD Semanal	R\$ 504.708,72	Liquidação ao PLD Semanal	R\$ 157.363,27
Liquidação ao PLDh	R\$ 664.757,98	Liquidação ao PLDh	R\$ 157.363,27
Venda de Energia - Lucro	R\$ 160.049,27	PLDh e PLD Semanal no piso	R\$ 0,00

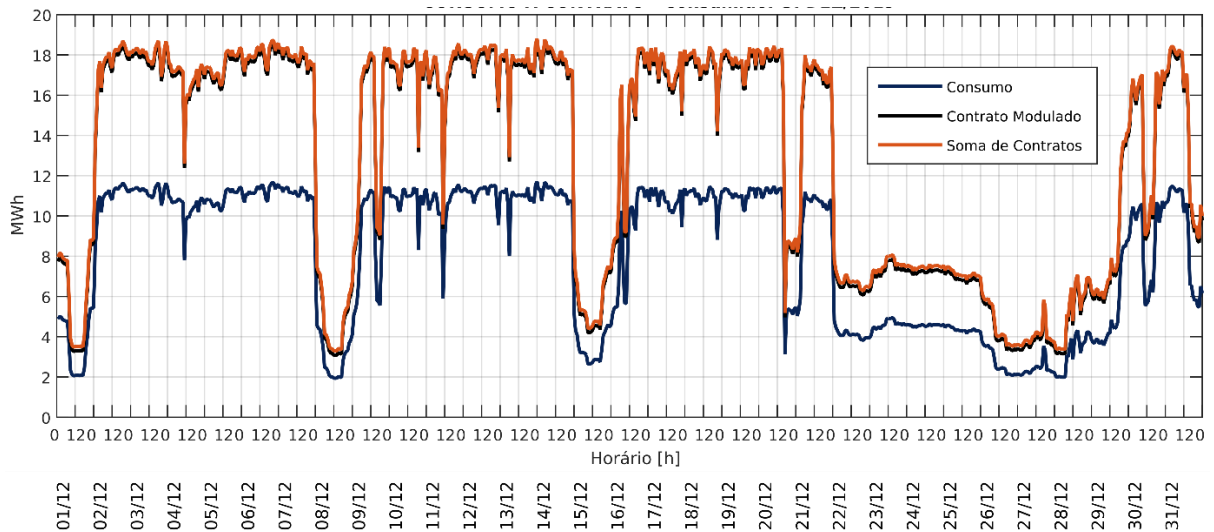
Fonte – A Autora.

Conforme mostrado nas Figuras 47, 49, 51 e 53, para todos os meses de estudo foi necessário liquidar o excedente de energia contratada no MCP. Em decorrência dos preços superiores do PLDh na maioria dos momentos do estudo, salvo o mês de abril, onde os dois preços estiveram no piso, o resultado foi um lucro de R\$ 778.210,14 quando sujeito ao preço horária, em comparação ao preço semanal.

Para o mês de dezembro, o excedente de energia (3679,914 MWh) foi liquidado à PLDh acima do PLD Semanal em 87,62% do tempo, resultando em operação lucrativa ao consumidor.

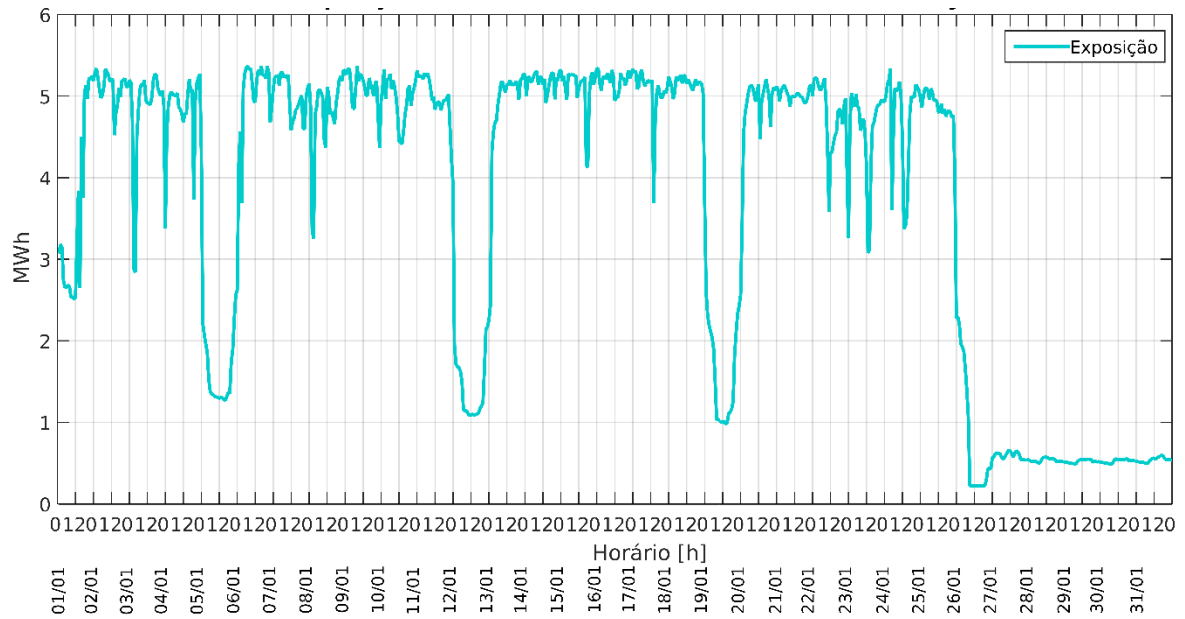
Figura 47 – Exposição ao Mercado de Curto Prazo - Consumidor 3: dezembro

Fonte – A Autora.

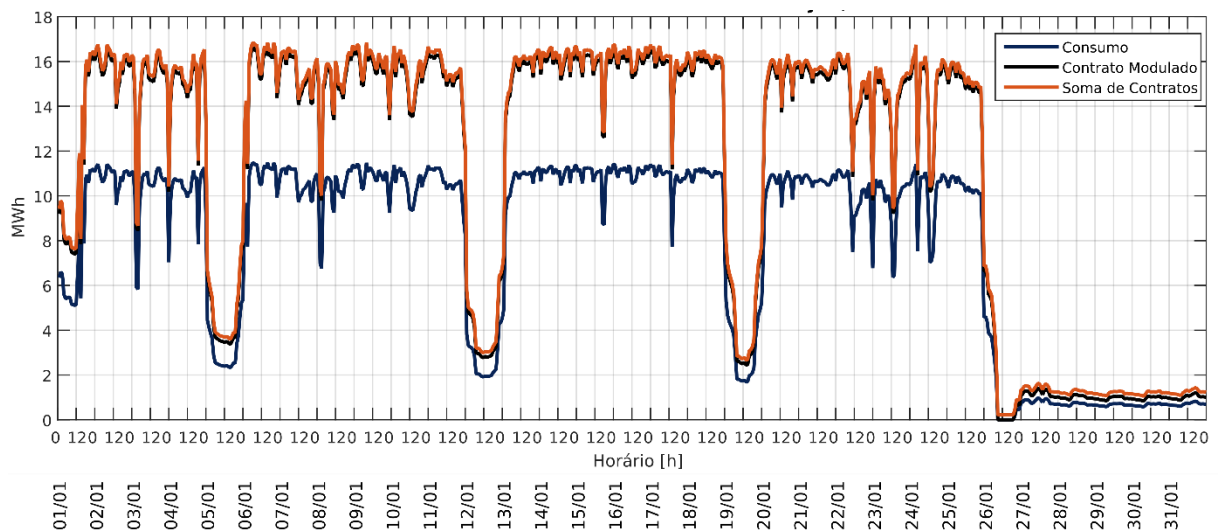
Figura 48 – Consumo x Contrato Consumidor 3 – dezembro

Fonte – A Autora.

Em janeiro ocorreu o mesmo cenário de dezembro, exposição ao MCP resultando na necessidade da venda da energia excedente e PLDh acima 63,12% do mês (Tabela 12). A operação de curto prazo de janeiro resultou em um lucro de R\$ 225.956,60 para o consumidor liquidado em base horária.

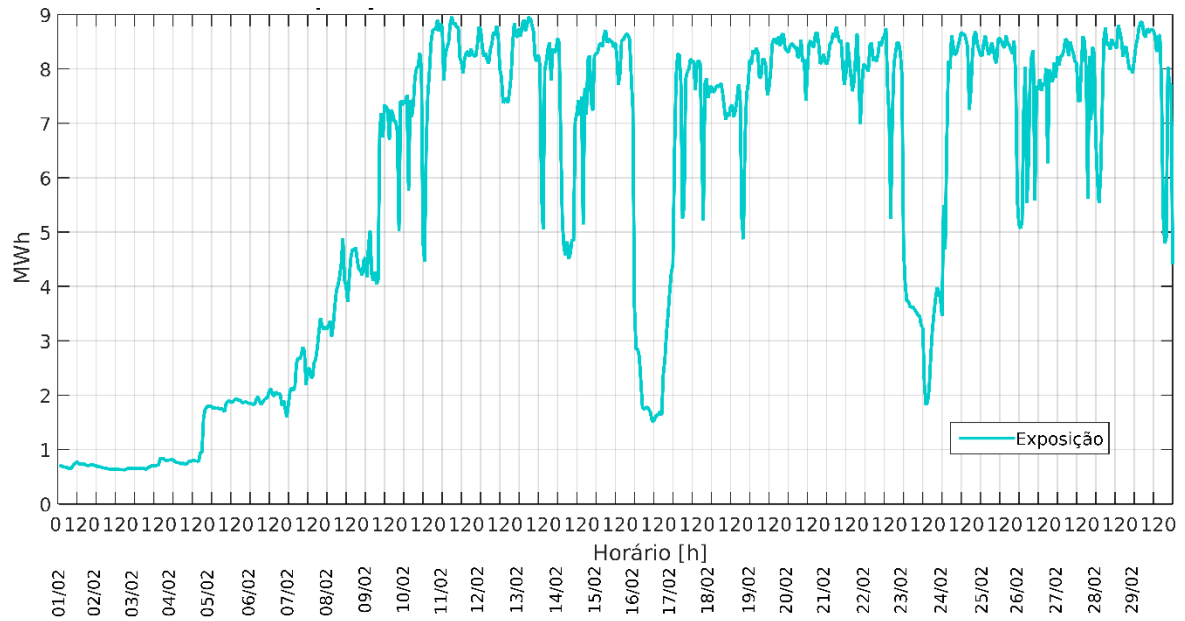
Figura 49 – Exposição ao Mercado de Curto Prazo - Consumidor 3: janeiro

Fonte – A Autora.

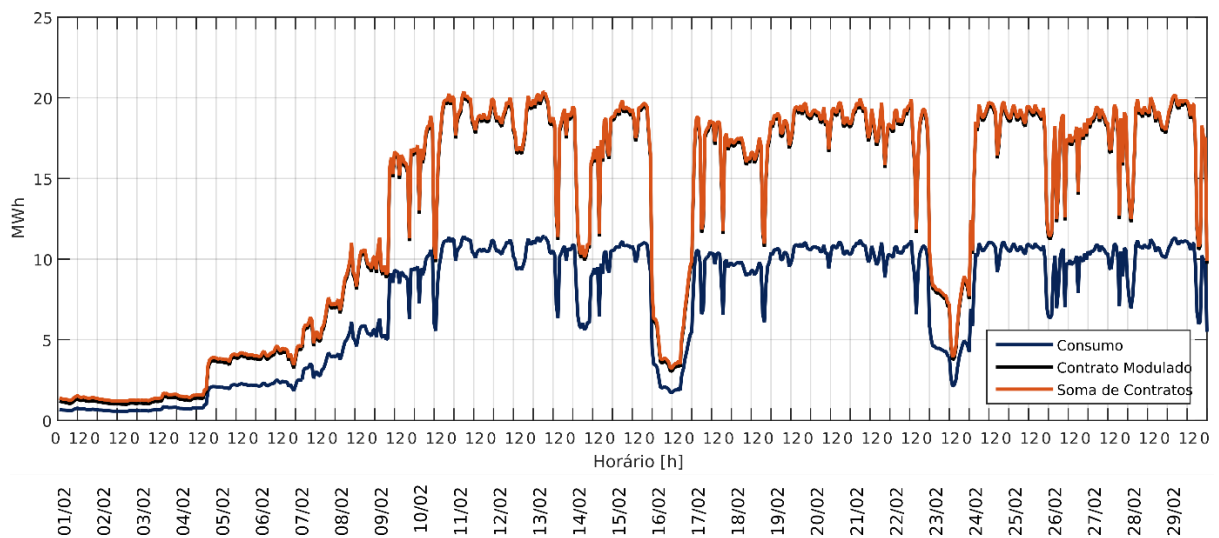
Figura 50 – Consumo x Contrato Consumidor 3 – janeiro

Fonte – A Autora.

Enquanto o mês de fevereiro teve o PLDh mais próximo ao PLD Semanal e em alguns momentos, PLDh no piso. A energia excedente foi valorada a preços de curto prazo mais próximos, resultando em um lucro menor, quando sujeito a base horária, em comparação aos meses anteriores, mesmo apresentando a maior exposição do horizonte estudado.

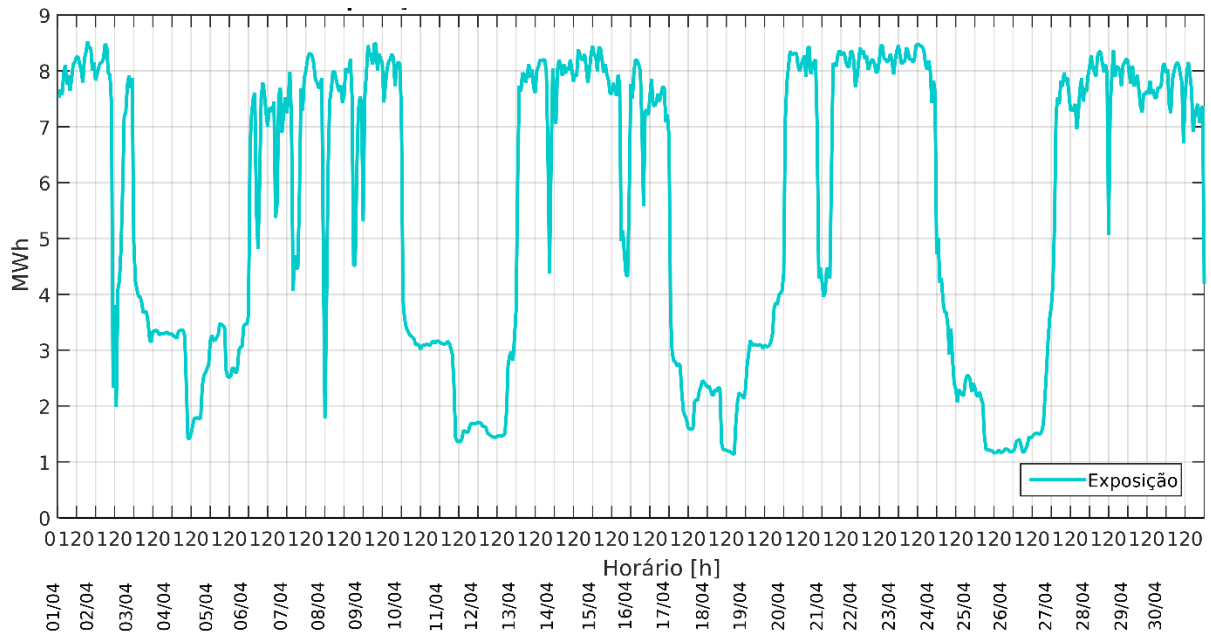
Figura 51 – Exposição ao Mercado de Curto Prazo - Consumidor 3: fevereiro

Fonte – A Autora.

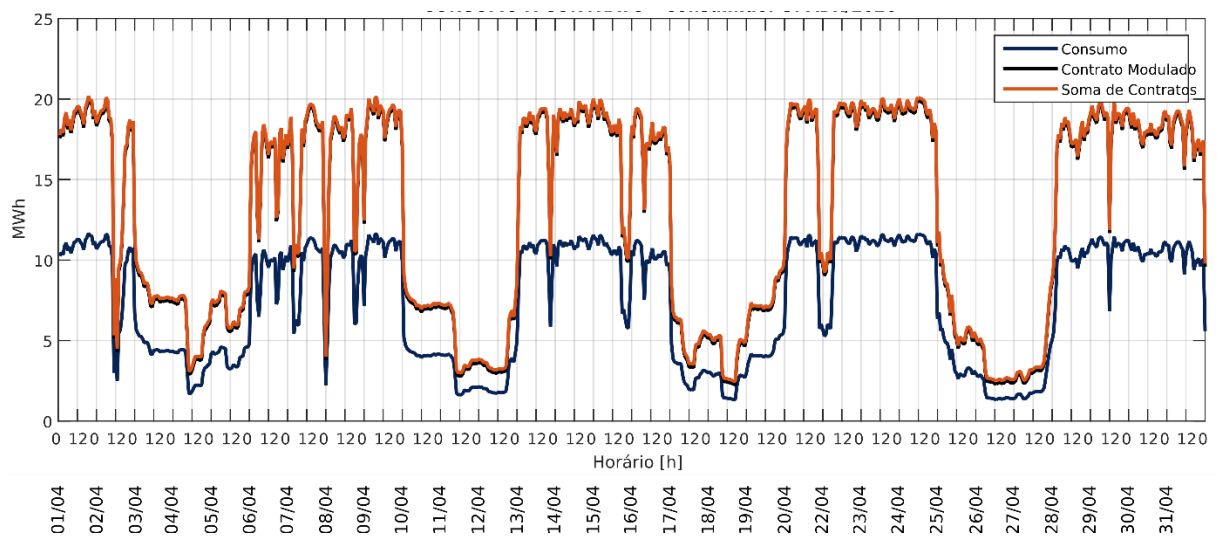
Figura 52 – Consumo x Contrato Consumidor 3 – fevereiro

Fonte – A Autora.

Assim como para os outros consumidores, para o mês de abril, devido aos preços estarem no piso, não houve diferença de liquidação entre as bases horárias e semanal.

Figura 53 – Exposição ao Mercado de Curto Prazo - Consumidor 3: abril

Fonte – A Autora.

Figura 54 – Consumo x Contrato Consumidor 3 – abril

Fonte – A Autora.

A curva mostrada nas Figuras de Exposição ao Mercado de Curto Prazo é o resultado da fuga de contrato dos consumidores após aplicada a modulação contratual (nos contratos em que há modulação). A partir da entrada do preço horário de energia, os fornecedores de energia agregarão ainda mais valor a modulação, e caberá aos consumidores, conhecendo o perfil de consumo de suas unidades, avaliar se o preço agregado a cada MWh devido a modulação valerá a pena, ou se é preferível submeter-se a imprevisibilidade do PLDh. Em momentos do estudo o PLDh chegou ao piso (R\$

39,68), enquanto o PLD Semanal estava em R\$ 125,33 (23/02/2020 às 11h00). Da mesma maneira, houve momentos de PLDh em R\$ 735,92 e PLD Semanal em 370,78 (08/01/2020 às 23h00).

Com a implantação do preço horário, uma análise mais detalhada será feita com intuito de entender quem arcará com a variabilidade que o preço horário pode assumir, e quem ficar com o risco, ficará com um valor agregado no valor de energia, no caso de gerador, ou um desconto no valor de energia, no caso do consumidor.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Mesmo com um horizonte de estudo restrito, como o realizado no presente trabalho, foi possível observar que o preço horário trará fortes impactos na valoração da exposição do agente, e como em qualquer outro mercado especulativo, estar exposto a variação do preço horário, trará grandes riscos e oportunidades, cabendo ao agente tomar a decisão de seguir especulando e estar sujeito a volatilidade do preço horário, ou buscar segurança nos contratos bilaterais, dando a devida importância a modulação conforme a carga, e demais flexibilidades contratuais.

Através dos estudos disponibilizados pela CCEE, nota-se o acoplamento entre o Sistema Elétrico Brasileiro e o preço de energia, uma das maiores vantagens e necessidades da implementação do preço horário.

Nos estudos de caso realizados, observa-se que o preço horário responde melhor a demanda do sistema, considerando que em finais de semana e madrugadas, por diversas vezes o preço horário alcançou seu limite inferior.

Além disso, notou-se que, independentemente do preço de curto prazo, a exposição do agente ao mercado de curto prazo é algo que precisa ser analisado com muito critério pelo agente, devido aos riscos que serão corridos.

Nos meses estudados, em grande parte, o preço horário ficou acima do preço semanal, todavia, é importante salientar que isso foi uma característica do período estudado, e não é característica intrínseca ao preço horário.

Por fim, a precificação horária de energia é necessária, e aparece como um mecanismo de modernização do Setor Elétrico Brasileiro. A precificação semanal foi uma boa escolha enquanto a matriz energética era predominantemente hídrica, com fontes de energia previsíveis, mas desde antes da inserção das fontes de energia intermitentes, apresentava ressalvas quanto a alteração brusca da demanda e estagnação da possibilidade da inserção de novos produtos, como a resposta a demanda.

O sinal de preço de curto prazo impacta o mercado de energia como um todo, tendo forte influência no preço de energia de longo prazo e construção de contratos bilaterais. Um sinal de preço que acompanhe a realidade de operação entrega maior confiança aos agentes de mercado.

Todavia é fato, que quanto maior a granulação do preço, maiores os riscos para os agentes, que precisam adequar seus contratos de modo a garantir a segurança necessária através das flexibilidades contratuais.

REFERÊNCIAS

- [1] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Despacho Nº 3.310, de 28 de novembro de 2019**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp20193310.pdf>>. Acesso realizado em 5 de março de 2020.
- [2] _____. **Resolução Normativa Nº 222, de 30 de junho de 1999**. Disponível em: <http://biblioteca.aneel.gov.br/asp/textos_main.asp?codigo=139898&desc=ti&servidor=1&iBanner=&iIdioma=0> . Acesso realizado em: 09 de novembro de 2019.
- [3] _____. **Resolução Normativa Nº 290, de 3 de agosto de 2000**. Disponível em <http://biblioteca.aneel.gov.br/asp/textos_main.asp?codigo=144202&desc=ti&servidor=1&iBanner=&iIdioma=0> . Acesso realizado em: 09 de novembro de 2019.
- [4] _____. **Resolução Normativa Nº 336, de 28 de outubro de 2018**. Disponível em: < <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=108898>> . Acesso realizado em: 09 de novembro de 2019.
- [5] _____. **Resolução Normativa Nº 843, de 2 de abril de 2019**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2019843.pdf>>. Acesso realizado em 10 de novembro de 2019.
- [6] _____. **Resolução Normativa Nº 858, de 1 de outubro de 2019**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2019858.pdf>>.
- [7] ARNHOLD, FERNANDO SOSSMEIER. **A Formação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e o Impacto da volatilidade no cálculo das garantias financeiras**. Projeto de Diplomação. Graduação em Engenharia Elétrica. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2012.
- [8] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **III Encontro Preço Horário – 12/03/2020**. Disponível em: <<https://bit.ly/361iqlk>> . Acesso realizado em 14 de maio de 2020.
- [9] _____. **IV Encontro Preço Horário – 08/04/2020**. Disponível em: <<https://bit.ly/361iqlk>> . Acesso realizado em 11 de maio de 2020.

- [10]_____. **Glossário de Termos da CCEE, 2007.** Disponível em <https://www.ccee.org.br/portal/wcm/idc/groups/bibpublic_procedimentos/documentos/conteudoccee/ccee_031171.pdf>. Acesso realizado em: 19 de abril de 2020.
- [11]_____. **Regras de Comercialização – Balanço Energético, 2012.** Disponível em < http://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_076161>. Acesso realizado em: 08 de abril de 2020.
- [12]_____. **Regras de Comercialização – Contratos, 2020.** Disponível em < <https://bit.ly/2Auu4Qd> >. Acesso realizado em: 28 de abril de 2020.
- [13] _____. **Regras de Comercialização – Preço de Liquidação de Diferenças, 2013.** Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/030/documento/preco_de_liquidacao_das_diferencas_anexo_2013.1.2.pdf>. Acesso realizado em: 09 de novembro de 2019.
- [14] CEPEL. **Modelo DECOMP – Determinação da Coordenação da Operação a Curto Prazo.** Manual do Usuário. Versão 18.3, 2013. Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/086/documento/manualusuariodecompv18.3.pdf>>. Acesso realizado em 5 de janeiro de 2020.
- [15]_____. **Projeto Newave – Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes.** Manual do Usuário. Versão 17.5.3, 2013. Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/086/documento/manualusuario.pdf>>. Acesso realizado em 5 de janeiro de 2020.
- [16] DIÁRIO OFICIAL DA UNIÃO. **Portaria Nº 514, de 27 de dezembro de 2018.** Disponível em <http://www.in.gov.br/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/57219064>. Acesso realizado em 12 de março de 2010.
- [17] _____. **Resolução Normativa Nº 832, de 13 de novembro de 2018.** Disponível em< http://www.in.gov.br/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/51283323/do1-2018-11-22-resolucao-normativa-n-832-de-13-de-novembro-de-2018-51283105>. Acesso realizado em 10 de novembro de 2019.

- [18] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE), 2019. – **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decena-de-expansao-de-energia-2029>>. Acesso realizado em 8 de março de 2020.
- [19] Erber, Pietro. **Para rever a definição de preços do Setor Elétrico, 2014**. Disponível em: <http://www.inee.org.br/informacoes_imprensa_artigo.asp?id=627&Cat=info>. Acesso realizado em 11 de abril de 2020.
- [20] GANIM, AUTONIO. **Setor Elétrico Brasileiro Aspectos Regulamentares, Tributários e Contábeis**. 1ª ed. Brasília: Synergia Editora, 2009.
- [21] ITO, LAURO CEZAR KYOSHI. **Um estudo sobre o Mercado Livre de energia elétrica no Brasil**. Projeto de Diplomação. Graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e Automação. Universidade de São Paulo. São Carlos, 2016.
- [22] MAITELLI, PIERDONÁ MARCELO. **Análise dos Fatores Externos de Precificação no Mercado de Energia de Longo Prazo, 2012**. Projeto de Diplomação. Graduação em Engenharia Elétrica. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2012.
- [23] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Portaria Nº 301, de 31 de julho de 2019**. Disponível em <<http://pesquisa.in.gov.br/imprensa/jsp/visualiza/index.jsp?data=01/08/2019&jornal=600&pagina=3&totalArquivos=3> > Acesso realizado em 10 de novembro de 2019.
- [24] PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA – CASA CIVIL. **Lei Nº 10.848, de 15 de março de 2004**. Disponível em<http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm >. Acesso realizado em 15 de março de 2019.
- [25]_____. **Decreto Nº 5.163, de 30 de julho de 2004**. Disponível em<http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm>. Acesso realizado em 10 de novembro de 2019.
- [26]_____. **Decreto Nº 5.177, de 12 de agosto de 2004**. Disponível em<http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5177.htm>. Acesso realizado em 15 de março de 2019.
- [27] SILVA, EDSON LUIZ. **Formação de Preços Em Mercados de Energia Elétrica**. 2ª ed. Santa Catarina, 2012.

[28] TOLMASQUIM, MAURÍCIO T. **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro.**
1ª ed. Rio de Janeiro: Synergia Editora, 2011.

ANEXO I

REVISÃO DE DOCUMENTOS SOBRE FORMAÇÃO DE PREÇO

Neste trabalho será abordado a alteração mais recente no preço de energia de curto prazo, a mudança de precificação semanal, para precificação horária. Para compreender as implicações e as necessidades dessa mudança, será proposta a progressão do preço de curto prazo na história do mercado de energia brasileiro.

- RESOLUÇÃO N° 222, DE 30 DE JUNHO DE 1999 [2]

Em 1999, o agente exposto ao curto prazo liquidava a diferença de energia contratada a Tarifa marginal de operação na ponta - TMO_p e Tarifa marginal de operação fora ponta - TMO_{fp}. Eram calculadas com base no CMO e fixadas para o mês subsequente, sendo definidas para os submercados Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

Estabelece os critérios para contabilização e faturamento de energia elétrica no curto prazo para os concessionários e autorizados pertencentes ao sistema elétrico interligado brasileiro.

Das Tarifas de Energia de Curto Prazo

Art. 5º A ANEEL publicará, até o dia 30 de cada mês, com base no custo marginal de operação informado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS até o dia 27 de cada mês, as tarifas de energia de curto prazo para os períodos de ponta (TMO_p – Tarifa marginal de operação na ponta) e fora de ponta (TMO_{fp} – Tarifa marginal de operação fora de ponta), para os subsistemas Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

Parágrafo único. Será publicada uma tarifa média de operação de curto prazo – TMO, obtida a partir dos valores definidos neste artigo, ponderados pelo número de horas de cada período.

- RESOLUÇÃO N° 290, DE 3 DE AGOSTO DE 2000 [3]

A partir desta resolução surge o preço de curto prazo, onde não há mais uma tarifa fixa (TMO_p e TMO_{fp}), e sim, um preço de energia elétrica, obtido diretamente dos modelos computacionais. O conceito de horário ponta e fora ponta se torna melhor dividido, com os patamares de carga, discriminando horários de alto, médio e baixo consumo de energia elétrica. Essa norma também determina o uso dos modelos NEWAVE, DECOMP E DESSEM, e prevê o preço horário de energia elétrica para ocorrer em 2002 (conforme Resolução n° 290, 3 de agosto de 2000 – Art. 2º - III). Todavia, o mesmo foi revogado pela RES ANEEL 446, de 22.08.2002.

Homologa as Regras do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE e fixa as diretrizes para a sua implantação gradual.

Art. 2º As Regras do MAE devem ser implantadas de acordo com as etapas e datas a seguir estabelecidas:

I - Implantação da 1ª etapa: até 1º de setembro de 2000;

II - Implantação da 2ª etapa: até 1º de julho de 2001; e

III - Implantação da 3ª etapa: até 1º de janeiro de 2002. (Revogado pela RES ANEEL 446, de 22.08.2002)

Art. 6º O Capítulo 3 das Regras do Mercado, relativo ao cálculo do preço do MAE, fica homologado incorporando as alterações decorrentes das seguintes diretrizes:

I - O estabelecimento dos preços do MAE deverá ser feito por modelos suficientemente documentados, validados pela ANEEL, MAE e ONS;

II - Os preços do MAE deverão ser obtidos diretamente dos modelos computacionais, sem necessidade de ajustes adicionais;

III - Na 1ª etapa de implantação das Regras do MAE, o preço deverá ser estabelecido mensalmente ou semanalmente, em três patamares de carga por submercado, calculado ex-ante, utilizando-se um modelo de otimização hidrotérmica a médio prazo;

IV - Na 2ª etapa o preço deverá ser estabelecido semanalmente, em três patamares de carga por submercado, calculado ex-ante e ex-post, utilizando-se, além do modelo da 1ª etapa, um modelo de otimização hidrotérmica a curto prazo; e

V - Na 3ª etapa o preço deverá ser estabelecido em período de apuração de no máximo uma hora, por submercado, calculado ex-ante e ex-post, utilizando-se, além dos modelos da 2ª etapa, um modelo de programação da operação.

- DECRETO Nº 5.163 DE 30 DE JULHO DE 2004 [25]

No Decreto Nº 5.163 o preço de curto prazo é definido em sua forma atual, um preço de energia que varia conforme as restrições no sistema elétrico, e que tem seu valor limitado por preços máximo e mínimo. Anteriormente, o preço de curto prazo não levava em consideração os aspectos citados anteriormente, assim caso um Subsistema apresentasse falha, e portanto, não fornecesse energia elétrica necessária a região abrangente por ele, a energia elétrica deveria ser suprida por outro Subsistema, que pode ter um custo diferente do anterior, um preço de curto prazo que não leve situações como essa em consideração, tem seu valor destoante do seu real custo.

Em relação a existência dos limites máximo e mínimo que o PLD pode alcançar, os mesmos são uma segurança para os agentes do mercado de energia elétrica. Como exemplo, ocorrendo um problema no SIN, e um número considerável de usinas térmicas forem despachadas, o CMO pode alcançar valores exorbitantes, em um curto intervalo de tempo. Esse aumento de preço sendo refletido de forma integral ao PLD, pode significar valores exorbitantes para o consumidor, que ao ser exposto ao MCP, se depara com um preço de energia elétrica diferente do seu valor de contrato. Também é necessário um valor mínimo de PLD, visto que se a demanda for baixa e muitas usinas não necessitem ser acionadas, é necessário um valor mínimo para manutenção.

No Art. 57 - § 6º é definida a frequência de liquidação e contabilização no Mercado de Curto Prazo. A maneira definida nesse decreto segue como está atualmente, todavia, uma das possíveis alterações com a implantação do PLDh será o aumento da frequência dos eventos de liquidação no MCP.

Art. 57. A contabilização e a liquidação no mercado de curto prazo serão realizadas com base no PLD.

§ 1º O PLD, a ser publicado pela CCEE, será calculado antecipadamente, com periodicidade máxima semanal e terá como base o custo marginal de operação, limitado por preços mínimo e máximo, e deverá observar o seguinte:

I - A otimização do uso dos recursos eletro-energéticos para o atendimento aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho das usinas;

II - As necessidades de energia elétrica dos agentes;

III - os mecanismos de segurança operativa, podendo incluir curvas de aversão ao risco de déficit de energia;

IV - O custo do déficit de energia elétrica;

V - As restrições de transmissão entre submercados;

VI - As interligações internacionais; e

VII - os intervalos de tempo e escalas de preços previamente estabelecidos que deverão refletir as variações do valor econômico da energia elétrica.

§ 2º O valor máximo do PLD, a ser estabelecido pela ANEEL, será calculado levando em conta os custos variáveis de operação dos empreendimentos termelétricos disponíveis para o despacho centralizado.

§ 3º O valor mínimo do PLD, a ser estabelecido pela ANEEL, será calculado levando em conta os custos de operação e manutenção das usinas hidrelétricas, bem como os relativos à compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos e royalties.

§ 4º O critério determinante para a definição dos submercados será a presença e duração de restrições relevantes de transmissão aos fluxos de energia elétrica no SIN.

§ 5º O cálculo do PLD em cada submercado levará em conta o ajuste de todas as quantidades de energia pela aplicação do fator de perdas de transmissão, relativamente a um ponto comum de referência, definido para cada submercado.

§ 6º A contabilização e a liquidação no mercado de curto prazo serão realizadas no máximo em base mensal.

Art. 58. O processo de contabilização e liquidação de energia elétrica, realizado segundo as regras e os procedimentos de comercialização da CCEE, identificará as quantidades comercializadas no mercado e as liquidadas ao PLD.

- **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 336, DE 28 DE OUTUBRO DE 2008 [4]**

No Decreto Nº 5.163 é definido como o PLD deve ser calculado. A resolução normativa Nº 336 define a liquidação de um contrato de energia elétrica.

Art. 1o Aprovar a alteração das Regras de Comercialização de Energia Elétrica, referentes à metodologia de cálculo das garantias financeiras associadas à liquidação do Mercado de Curto Prazo – MCP

III - deverá ser considerada como exposição no MCP a diferença positiva entre o requisito, representado pela carga e/ou contrato de venda do agente, e o recurso, representado pela geração e/ou contrato de compra de energia; e

IV - a exposição de que trata o inciso III será valorada com base nos Preços de Liquidação das Diferenças – PLD realizados no mês anterior e no mês em curso, e nos valores do Custo Marginal de Operação – CMO resultantes do Programa Mensal da Operação – PMO, retiradas as restrições internas aos submercados e limitados ao intervalo entre PLD mínimo e PLD máximo, para os meses subseqüentes.

- RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 832, DE 13 DE NOVEMBRO DE 2018 [17]

Normaliza o início do PLDh, tratado no presente trabalho. Na operação sombra, a CCEE disponibiliza o PLD da forma como é feita atualmente, e também disponibiliza os valores do Preço horário de energia elétrica. O intuito da operação sombra é que os agentes compreendam e preparem-se para a implantação do PLDh. Na Resolução Nº 832, a implantação do PLDh estava prevista para ocorrer em janeiro de 2020. Todavia, o processo de implantação foi adiado para 2021 (Portaria Nº 301, de 31 de julho de 2019).

Aprova as Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Sistema de Contabilização e Liquidação – SCL.

Art. 2º Determinar à CCEE incorporar o disposto no inciso II do art. 1º ao Sistema de Contabilização e Liquidação, a partir de julho de 2019, de forma a disponibilizar a contabilização “sombra” para acompanhamento dos impactos pelos agentes até sua efetiva implantação, em janeiro de 2020.

- RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 843, DE 2 DE ABRIL DE 2019 [5]

Estabelece critérios e procedimentos para a formação do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD.

DA FORMAÇÃO DO PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS – PLD

Art. 19. O PLD tem por objetivo valorar os montantes que serão liquidados no Mercado de Curto Prazo – MCP, tendo por base principal o resultado do PMO.

Parágrafo único. O PLD será determinado semanalmente para cada patamar de carga com base no CMO, limitado por um valor máximo e mínimo, conforme regulamento da ANEEL.

Art. 20. O processo de cálculo do PLD será elaborado e coordenado pela CCEE, com apoio do ONS.

§ 1º Para a formação do PLD, a CCEE deverá utilizar os mesmos modelos e dados de entrada adotados pelo ONS para elaboração do PMO e revisões, desconsiderando-se as restrições elétricas internas a cada submercado.

§ 2º Deverão ser representadas na formação do PLD as restrições elétricas internas que impactam a capacidade de intercâmbio entre submercados:

I – Cuja eliminação necessita de solução de planejamento; ou

II – Que a previsão de recomposição seja superior a um mês.

§ 3º A alteração de que trata o inciso II do § 2º deve ser feita sempre na elaboração do PMO.

§ 4º O ONS deverá manter atualizado na internet relatório com as restrições elétricas internas aos submercados que possam impactar a capacidade de intercâmbio entre os mesmos, conforme estabelecido no §2º.

§ 5º A divulgação do PLD deverá ocorrer até às 21 horas da sexta-feira que antecede a semana operativa.

Art. 21. A CCEE deverá realizar reuniões mensais com os agentes para tratar da adequabilidade dos dados, procedimentos e resultados dos modelos de otimização.

Parágrafo único. A reunião de que trata o caput deverá ser realizada após a reunião do PMO, e tratará, no mínimo, dos seguintes temas:

I – Apresentação das principais modificações nos arquivos de entrada dos modelos de formação de preço;

II – Análise dos principais fatores que influenciam na formação do PLD; e

III – validação, pelos agentes, da adequabilidade dos dados, procedimentos e resultados.

- RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 858, DE 1 DE OUTUBRO DE 2019 [6]

A resolução normativa Nº 858 instituiu os novos limites de preço mínimo e máximo. Todavia, a novidade é com relação ao PLD máximo, pois a partir desta resolução haverá o preço máximo estrutural e o preço máximo horário. O preço máximo estrutural é calculado como nas resoluções anteriores, mas agora a proteção de risco passou a ser de 95% da receita inframarginal do gerador. E com relação ao PLD máximo horário, é dado pela média ponderada dos CVUs das térmicas a óleo diesel disponíveis. O PLD máximo estrutural entra em vigor em janeiro de 2020, já o PLD máximo horário entra em vigor em conjunto com o preço horário de energia, em 2021.

O PLD mínimo foi definido como o maior valor entre a TEO de Itaipu e a TEO das demais usinas.

O PLD máximo horário será o limitador sempre que o preço horário atingir este valor, e o preço estrutural será o limitador quando a média diária do preço horário ultrapassar o valor do preço estrutural, assim, caso ultrapasse, reduz-se todas as horas do dia até que a média diária do preço horário reduzido fique igual ao PLD máximo estrutural. Isso será realizado de forma independente para cada Submercado.

Art. 2º Ficam estabelecidos dois limites máximos do PLD:

I - Um limite máximo estrutural (PLD_{max_estrutural}); e

II - Um limite máximo horário (PLD_{max_horário}).

§ 1º O PLDmax_estrutural corresponde ao nível de proteção ao risco de 95% da função densidade de probabilidades da renda inframarginal, obtida do deck de revisão ordinária de garantia física das usinas hidrelétricas, conforme metodologia disposta no Anexo desta Resolução.

§ 2º O PLDmax_horário deve ser calculado com base na média ponderada, pela potência instalada, dos Custos Variáveis Unitários (CVUs) das usinas termelétricas a óleo diesel disponíveis no deck do Programa Mensal da Operação (PMO) de setembro de 2019.

Art. 3º A vigência dos limites máximos do PLD dar-se-á da seguinte forma:

I - a partir de 1º de janeiro de 2020 para o PLDmax_estrutural;

e II - na mesma data de implementação do PLD horário no Mercado de Curto Prazo para o PLDmax_horário.

§ 1º Os limites máximos do PLD serão atualizados pela ANEEL anualmente pela variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) a partir dos seguintes valores, a preços de setembro de 2019:

I - R\$ 556,58 / MWh, para o para o PLDmax_estrutural; e

II - R\$ 1.141,85 / MWh, para o para o PLDmax_horário.

§ 2º A atualização de que trata o § 1º ocorrerá anualmente em dezembro para utilização em janeiro do ano subsequente, sendo a primeira atualização em dezembro de 2019.

§ 3º A partir da vigência do PLDmax_horário, caso a média diária dos PLDs horários for superior ao PLDmax_estrutural, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE deve ajustar a série de PLDs horários até que a média de seus valores seja igual ao PLDmax_estrutural.

§ 4º Respeitado o valor do PLDmin, o ajuste na curva diária de PLDs horários deve ser realizado de forma uniforme e proporcional.

§ 5º O ajuste de que tratam os § 3º e 4º deve ser realizado para cada submercado, de forma independente.

- PORTARIA Nº 301, DE 31 DE JULHO DE 2019 [23]

Nesta Portaria tem-se a definição do uso do PLDh para 2021. Assim, essa é a portaria mais importante para este trabalho, pois introduz a necessidade de o setor elétrico brasileiro buscar fontes de conhecimento a respeito do assunto, a fim de se preparar para as mudanças que acompanharão a vinda do PLDh.

Art. 1º Estabelecer, nos termos desta Portaria, o cronograma para entrada em operação do Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo – Modelo DESSEM, com foco na adoção nas atividades de programação da operação e na formação do Preço da Liquidação das Diferenças - PLD horário (Preço Horário) no Mercado de Curto Prazo - MCP.

§ 1º Define-se como Operação Sombra o processo no qual os aprimoramentos aprovados pela Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP, em 29 de julho de 2019, serão considerados na simulação com o Modelo DESSEM para a programação da operação ou para a formação do PLD, apenas em caráter informativo.

§ 2º Até 31 de dezembro de 2019, o ONS deverá disponibilizar aos agentes, diariamente, o Custo Marginal de Operação - CMO, assim como as diretrizes de despacho das usinas e demais dados

operativos com granularidade semi-horária, resultantes da Operação Sombra para a programação da operação.

§ 3º A partir de 1º de janeiro de 2020, o Modelo DESSEM será utilizado para fins de programação da operação pelo ONS, conforme Procedimentos de Rede a serem aprovados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

§ 4º Até 31 de dezembro de 2020, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE deverá disponibilizar, diariamente, o PLD horário resultante da Operação Sombra para a formação do PLD, cujo resultado da contabilização, considerando o PLD horário, será divulgado aos agentes mensalmente, apenas com caráter informativo.

§ 5º A partir de 1º de janeiro de 2021, o Modelo DESSEM será utilizado para fins de formação do PLD, de contabilização e de liquidação pela CCEE.