

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

JAISON BITTENCOURT CHAMBERLAIN

Avaliação do impacto da precificação horária em estratégias de mercado para produtores independentes de energia.

Porto Alegre

2020

JAISON BITTENCOURT CHAMBERLAIN

Análise do impacto da precificação horária em estratégias de mercado para produtores independentes de energia.

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

Orientador: Prof. Dr. Flávio Antônio Becon Lemos

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

Aprovado em 26 de novembro de 2020.

BANCA EXAMINADORA

Flávio Antonio Becon Lemos (Prof. Dr.) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Maicon Jaderson Silveira Ramos (Prof. Dr.) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Jean Paulo de Oliveira Menzel (Eng.) – Engie Brasil Soluções Integradas Ltda.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a minha mãe, Liane Bittencourt, pela capacidade de me mostrar que nunca devemos desistir. Ao meu pai, Jakson Chamberlain, por colocar na cabeça de um garoto que é preciso tempo e garra para crescer. Ao Leonardo Birck, pela calma e incentivo durante essa jornada. Ao Felipe Martins, pelas longas conversas e reflexões, me mostrando que a faculdade é incrível. Ao meu amigo Andrelson, por ser minha família por opção e sempre acreditar em mim.

Agradeço também ao professor Flávio, pelo conhecimento e disponibilidade ao longo desse trabalho.

E então, agradeço ao amor da minha vida, Bárbara Pacheco. Por me dar a leveza para os momentos pesados, a crença para os momentos incertos e a inspiração para ser uma pessoa cada vez melhor.

“Ou você tem uma estratégia, ou será parte da estratégia de alguém. ”

Alvin Toffler.

RESUMO

O crescimento expressivo da participação de fontes renováveis na composição da matriz de geração de energia elétrica brasileira estimulou a implementação de um novo sistema de precificação de energia no ambiente de contratação livre, que busca equiparar as operações econômicas com as operações físicas da rede elétrica. Assim, em janeiro de 2021, passa a ser implementada a precificação horária da energia, modificando a maneira como os agentes de mercado são cobrados e remunerados pela energia gerada assim como pela consumida. Este trabalho busca desenvolver análises econômicas e energéticas para três possíveis estratégias de mercado que um produtor independente de energia com uma unidade térmica geradora movida a casca de arroz possa adotar. As análises desenvolvidas baseiam-se na vantagem financeira e nos riscos intrínsecos que cada estratégia possui, a fim de entender o impacto econômico da nova precificação de energia na sua capacidade de operacionalização e o risco assumido pelo produtor independente dentro do mercado livre.

PALAVRAS-CHAVE: Produtor independente, Estratégia, Mercado Livre, PLD Horário.

ABSTRACT

The significant growth of the renewable sources share in the composition of the Brazilian generation matrix has stimulated the implementation of a new energy pricing system in the free contracting market environment, which seeks to equate economic operations with the physical operation of energy grid. Thus, in January 2020, hourly energy pricing is implemented, changing the way market agents are charged and remunerated for the energy generated as well as the energy consumed. This paper seeks to develop energetic and economic analyzes for three possible market strategies that an energy self-producer with a rice husk-powered thermal generating unit can adopt. The analyzes developed are based on the financial advantage and the intrinsic risks that each strategy has, in order to understand the economic impact of the new energy pricing on its operational capacity and the risk assumed by the self-producer within the free market.

KEYWORDS: Free Contracting Market, Hourly *Spot* Price, Self-Producer, Strategy.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	5
2	EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAS DOS MERCADOS DE ENERGIA	7
2.1	Califórnia.....	10
2.2	Reino Unido.....	12
2.3	Colômbia	14
2.4	Austrália	15
2.5	Brasil	17
3	OPERAÇÃO HORÁRIA DO MERCADO DE ENERGIA BRASILEIRO	20
3.1	A precificação horária	21
3.2	Contabilização e Liquidação financeira:	24
3.3	Alocação de Geração Própria:	27
3.4	Percentual de Compensação de Geração	28
3.5	Mercado de Curto Prazo (MCP)	29
4	METODOLOGIA.....	30
4.1	Perfil do Produtor independente	31
4.1.1	Curva de Carga.....	31
4.1.2	Armazenamento de Casca.....	32
4.1.3	Geração.....	33
4.2	Estratégias de Mercado.....	34
4.2.1	Estratégia 1: Alocação total da Energia Gerada	34
4.2.2	Estratégia 2: Venda de Parte da Energia Gerada em Contratos de Longo Prazo	34
4.2.3	Estratégia 3: Operacionalização de Parte da Energia Gerada no MCP.....	34
4.3	Análise de Viabilidade Financeira	35
4.3.1	Análise de Viabilidade para o PLD Horário	35
4.3.2	Análise de Viabilidade para o PLD Semanal	35
5	ANÁLISE DOS RESULTADOS	37
5.1	Geração de Energia e Armazenamento	37
5.2	PLD	39
5.3	Alocação total da Energia Gerada.....	41
5.4	Alocação da Energia Gerada em Contratos de Longo Prazo	48
5.4	Operacionalização de Parte da Energia Gerada no Mercado de Curto Prazo	53
5.5	Análise Comparativa de Estratégia de Mercado	56
6	CONCLUSÃO.....	60
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	62

Apêndice A – Resultados mensais dos segmentos de operação para a implementação da Estratégia 1: alocação total da energia gerada para o produtor independente

Apêndice B - Resultados mensais dos segmentos de operação para a implementação da Estratégia 2: Venda de parte da energia gerada em contrato bilateral.

Apêndice C - Resultados mensais dos segmentos de operação para a implementação da Estratégia 3: Venda de parte da energia gerada no MCP.

Apêndice D - Resultados mensais para as três estratégias propostas e as diferenças entre granularidades de preço.

1 INTRODUÇÃO

A reforma do setor elétrico brasileiro implementada pelo governo federal em 1996 visou a completa reestruturação do mercado de energia elétrica, com o intuito de fomentar o investimento privado no setor e garantir o aumento da capacidade de fornecimento de energia. O início da comercialização de energia requereu a criação de um órgão fiscalizador de todas as operações de compra e venda chamado Mercado Atacadista de Energia (MAE) criado em 1999, substituindo o sistema anterior de preços de geração regulados e contratos de fornecimento. Posteriormente em 2004, foi instituído um novo modelo do setor elétrico, referido na Lei nº 10.848 (BRASIL, 2004), que vigora até hoje com a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE, 2019), que tem como intuito fiscalizar as operações comerciais do setor elétrico e determinar o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Segundo Pappas (2018), o PLD é a diferença entre o valor mais alto necessário para suprir a demanda instantânea do sistema e o custo da energia contratada.

No Brasil, atualmente, tem-se dois ambientes de contratação de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). No ACR, os agentes geradores vendem energia diretamente para o agente distribuidor, que repassa os custos de energia através da tarifação dos seus consumidores. No ACL, tem-se os agentes comercializadores, que podem comprar e vender energia para os demais agentes, e os agentes consumidores realizando operações diretas bilaterais dentro do mercado. Desta maneira, os consumidores aptos a participarem do ACL são divididos em consumidores livres, consumidores especiais, agentes autoprodutores (APE) e agentes produtores independentes de energia (PIE).

Em conjunto com as mudanças do modelo do sistema elétrico brasileiro, vem acontecendo ao longo dos últimos anos uma forte alteração na composição da matriz de geração de energia elétrica no Brasil com um aumento significativo na participação de fontes de energia renováveis de fonte solar e eólica. Em 2006, a participação de geração dessas fontes renováveis na matriz era inferior a 1%, enquanto em 2018 atingiu uma parcela próxima de 15% (ONS, 2019). Em 2018, incentivados pelo crescimento das participações das fontes eólicas e solar na matriz de geração brasileira, foi aberto a consulta pública nº 33 (ANEEL, 2018) que visava a mudança da base temporal do PLD. Até então, o preço de liquidação das diferenças era calculado na base semanal, sendo diferenciado por patamares de carga ao longo dos dias. A proposta da consulta pública é modificar a base temporal do preço para horária. Essa foi aprovada com o intuito de ter uma representação econômica compatível com a realidade física operacional do sistema de geração, alterando a base semanal de preços para a base horária. Essa mudança traz o mercado de energia brasileiro próximo da realidade de outros mercados mundiais como do Reino Unido (OFGEM, 2003), Colômbia (Cramton, 2017), Austrália (Mayo, 2012) e o mercado da Califórnia (State, 2002).

A mudança da precificação traz impactos na maneira como cada agente de mercado comercializa sua energia, podendo trazer consequências diferentes conforme a estratégia utilizada pelos agentes, em especial para os agentes produtores independentes de energia. Na figura de um produtor independente de energia são enquadrados, segundo Decreto n° 2.003 de 10 de setembro de 1996 (BRASIL, 1996), “a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco”.

Embora existam estudos de estratégias para produtor independente de energia, assim como proposto na referência (Takigawa et al. 2012), a precificação horária traz possibilidade de estratégias diferentes para os agentes de mercado.

Para analisar o impacto do PLD horário nas estratégias de mercado do produtor independente de energia é analisado o caso de um produtor independente com geração térmica. O combustível da unidade geradora será a casca de arroz, uma vez que, segundo o Levantamento Sistemático da Produção Agrícola (IBGE, 2018), o Rio Grande do Sul foi o estado que mais produziu arroz em casca dos estados brasileiros. Tais estratégias avaliam seus contratos bilaterais de longo prazo estabelecidos com outros agentes e sua capacidade de operacionalização no mercado de curto prazo semanalmente.

São definidas três estratégias prováveis adotadas pelo produtor independente de energia e analisadas seus desempenhos com base na precificação horária do PLD Sombra, simulação realizada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), a fim de elucidar o desempenho econômico de cada uma das estratégias. Tais estratégias irão variar conforme o volume de contratos bilaterais de longo prazo já firmados com outros agentes, o volume disponível para o produtor independente negociar dentro do mercado de curto prazo e a quantidade de energia que o mesmo necessita utilizar da sua geração para o consumo próprio, confrontando o seu custo de geração com o preço atual de compra do mercado.

Tais análises procuram prever, com base na atual situação de enquadramento do produtor independente, qual a estratégia que o mesmo deve seguir e diferenciar o risco de cada posição assumida. Além disso, é analisada a capacidade de estoque de combustível do produtor independente em questão, com o intuito de abranger diversas possibilidades de posicionamento de mercado, relacionando esta capacidade com a rentabilidade de compra de outros produtores de casca de arroz em uma determinada área geográfica que torne atrativa a aquisição.

2 EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAS DOS MERCADOS DE ENERGIA

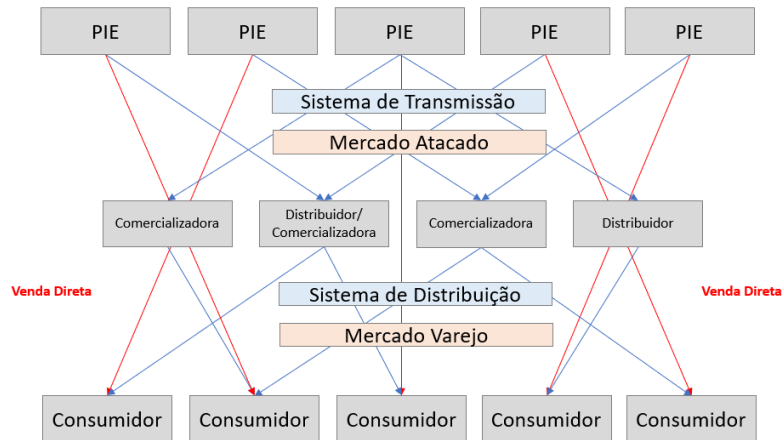
O final do último século foi marcado por profundas mudanças estruturais nos setores energéticos mundiais. Tais mudanças foram desde a cadeia de geração até o abastecimento de todos os consumidores finais. A estrutura vertical que vinha sendo adotada até então foi considerada obsoleta e com investimentos abaixo do esperado. Buscando manter o aumento da rentabilidade financeira, baseada na possibilidade de concorrência no mercado e a potencial redução dos custos, as organizações regulatórias empenharam-se para conduzir um processo de reestruturação do mercado atacadista de energia. (Soares, Magalhães e Arruda, 2019).

Atualmente, há muitos exemplos de reestruturação de mercados de energia em diversos países. Embora em diferentes locais, regidos por regulações diferentes e terem necessidades distintas, as reestruturações mercadológicas sempre afetam o modelo estrutural do âmbito elétrico. As estruturas de mercado podem ser divididas em quatro, caracterizadas por quanto o monopólio é influente nas negociações (Shuttleworth e Hunt, 1996). São elas:

- 1) o monopólio integrado;
- 2) comprador único;
- 3) competição no atacado;
- 4) competição no varejo.

No modelo 1, não há competição em nenhuma camada. Uma vez que todo setor é acoplado sob o mesmo agente, não há possibilidade de escolha de fornecedor. No modelo 2 tem-se a separação dos geradores, introduzindo a possibilidade de competição entre os agentes geradores. Essa estrutura possibilita a existência de agentes produtores independentes de energia, que vende sua energia para a os agentes transmissores e distribuidores. Destaca-se que o agente gerador tem o monopólio da transmissão e distribuição e por isso não necessita da participação de outros agentes para vender sua própria energia. No modelo 03, a geração é totalmente competitiva. Os geradores, autoprodutores e produtores independentes conseguem vender sua energia para distribuidoras e grandes clientes. Nessa estrutura a transmissão e distribuição são monopólios naturais devido às suas individualidades. O modelo 4, possui competição na geração, terminando com o monopólio dessa camada. Todos têm liberdade de escolha dos seus fornecedores. A Figura 1 ilustra o fluxo de operações no modelo com ambiente livre competitivo.

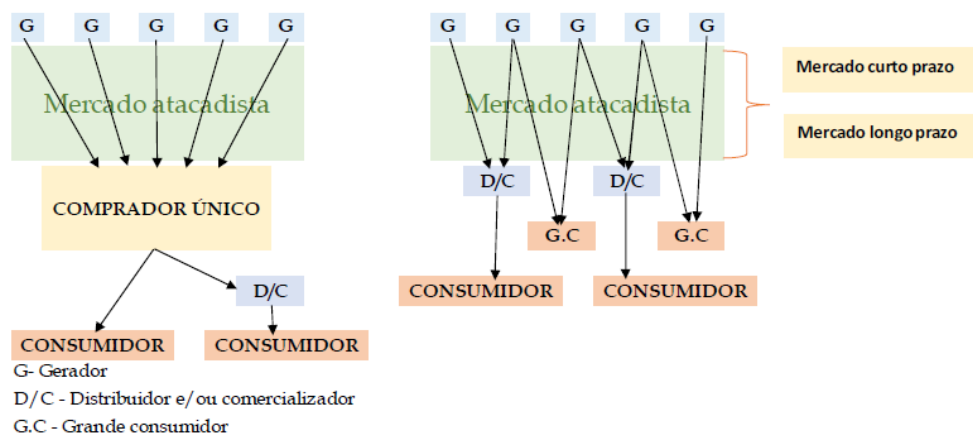
Figura 1 - Fluxo de operação do mercado atacadista.



Fonte: O autor baseado em Shuttleworth e Hunt, 1996.

Na Figura 1, evidencia-se a possibilidade de os geradores venderem para mais compradores. Nesse modelo entram consumidores que possuem consumo elevado, transferindo os riscos e gestão de energia para sua operação interna. Em suma, o modelo busca produzir competição no mercado atacadista agregando todos seus benefícios. Permitir a entrada de grandes consumidores gera mais compradores, fazendo com que os geradores tragam preços mais atrativos pela dinâmica competitiva. (Hunt, 2002). O mercado atacadista, por sua vez, pode apresentar modelos de comprador único e a diferenciação entre mercado de curto e longo prazo (De Castro *et al*, 2017). A Figura 2 apresenta tais modelos.

Figura 2 - Modelos de organização básica do mercado atacadista.



Fonte: Castro *et al*, 2017.

A diferença entre os dois modelos é o comprador único. Ele geralmente é uma empresa do Estado proprietária das redes de transmissão e distribuição repassando apenas a energia aos consumidores finais. Importante destacar que os modelos do comprador único variam entre os países que o adotam. A

grande maioria dos mercados que passaram pelo processo de liberalização adotam a diferenciação do mercado atacadista em mercado de curto e longo prazo.

A criação de competitividade tem como intuito criar incentivos que promovam a expansão mais adequada do sistema. Sua ideia fundamental é a aproximação do mercado atacadista com a concorrência perfeita (Green e Newbery, 1992). Porter (2004), cria condições para um mercado competitivo perfeito que tem como principais pontos o grande número de agentes do mercado, a comercialização de um produto homogêneo e a assimetria de informação. O grande número de agentes irá tirar o poder de mercado da mão de um grupo seleto de participantes, fomentando a concorrência. Quanto ao produto homogêneo, na prática, a energia elétrica atende esse requisito. Uma vez que se compra energia elétrica, independente da fonte de geração, tem-se como objetivo final a própria energia.

Uma vez que a energia não pode ser estocada diretamente, o equilíbrio do sistema deve ser dinâmico a qualquer momento. Essa característica faz com que o mercado se torne complexo e volátil, quando comparado com mercados de outros bens. Buscando um ambiente perfeitamente competitivo é que os mercados de curto prazo foram criados. Salvo algumas propriedades próprias, os mercados de curto prazo de diferentes mercados de energia transparecem a correta eficiência econômica na geração, uma vez que agentes mais eficientes, portanto menos custosos, são despachados com mais frequência (De Castro et al 2014). Segundo Shuttleworth e McKenzie (2002), dois tipos de mercados de energia de curto prazo podem ser distinguidos: o *gross pool*¹ e o *net pool*.

O *gross pool* é o mercado onde um operador independente realiza os despachos por ordem de mérito, a fim de atender a carga. O operador faz isso independentemente dos contratos firmados, fazendo com que esses não influenciem na operação física da energia elétrica. Mercados de energia da América Latina são, em sua maioria, *gross pool*. O *net pool*, por sua vez, possui uma plataforma de negociação em que todos os agentes participam. A oferta resultante dessa plataforma é informada para o operador que realiza o despacho em função dos mesmos (Shuttleworth e McKenzie, 2002).

No *net pool* o mercado de curto prazo é dividido em três tipos: o mercado do dia seguinte, o mercado intradiário e o mercado de balanço.

No mercado do dia seguinte, os geradores fazem ofertas de energia para o próximo dia, fixando um preço de equilíbrio para o mercado. O mercado intradiário, como o nome sugere, acontece entre o fechamento e abertura do mercado do dia seguinte, e tem como objetivo o ajuste de posição dos agentes em um intervalo mais perto do qual a energia será consumida. Já o mercado de balanço acontece no mesmo período que a operação é efetivada, visando ajustar o encontro das curvas de oferta e demanda e realizar operações que garantam o funcionamento correto do sistema. A cobrança desses ajustes é repassada aos agentes de mercado no futuro, caracterizadas pela construção de um preço da liquidação

¹ *Pool*: o mercado de energia e todas suas interações entre participantes (Shuttleworth e McKenzie, 2002).

das diferenças. Esse preço pode ser fixo ou variável por período, conforme o desenho do mercado (Shuttleworth e McKenzie, 2002).

Esclarecido os desenhos de mercado e quais suas diferenças, se faz necessário analisar mercados de energia internacionais e seus aspectos próprios. Com isso, busca-se entender a justificativa das mudanças no mercado de energia brasileiro quanto a seu modelo de precificação. Nas próximas seções desse capítulo serão citadas algumas experiências internacionais. Os modelos analisados apresentam reflexos e motivações que agregarão no entendimento da necessidade da reestruturação dos preços no mercado de energia brasileiro.

2.1 Califórnia

Os Estados Unidos atualmente são o país onde mais se registra crescimento de fontes renováveis na matriz de geração. No mês de junho de 2017 foi noticiado que as usinas eólicas e solares já respondiam pela primeira vez, desde março, por mais de 10% da geração naquele país, segundo a Agência de Informação de Energia (IEA, 2020). Nos Estados Unidos, o estado da Califórnia destaca-se pelo pioneirismo nacional na desregulamentação dos mercados elétricos.

A mudança no mercado da Califórnia começa em 1970, devido à crise do petróleo. Em apenas cinco meses o preço do petróleo aumentou 400%, causando reflexos na precificação de energia. Por ter o parque de geração predominantemente térmico, o preço de energia era estabelecido no preço do combustível dos geradores marginais. Por isso, as flutuações do petróleo geraram volatilidade imensas no preço da energia (Castro et al, 2014). Com esse estímulo se cria, em 1978, a *Public Utility Regulatory Policies Act* (PURPA). Dentre seus propósitos destaca-se a redução do excesso de capacidade instalada das empresas, redução de tarifas de eletricidade e estímulo para entrada de geradores independentes no sistema.

De fato, a desregulamentação do mercado californiano de geração foi iniciada em 1994, com a *California Public Utilities Commission* (CPUC) assumindo a responsabilidade pela elaboração de um plano para condução de todo o projeto de desregulamentação. A CPUC tinha como objetivo principal a separação da geração da transmissão e distribuição. Isto deveria proporcionar a competição entre os geradores e a comercialização de energia elétrica, com a desregulamentação do preço e o incentivo ao ingresso de novos *players*, além da criação de uma bolsa de energia para suprir as necessidades em cada hora do dia seguinte (Villela e Maciel, 1999). Em 1998, o novo desenho do setor elétrico da Califórnia começou a funcionar, com os preços de distribuição regulados pela própria CPUC, enquanto os preços de atacado seriam regulados livremente pelo mercado (Joskow e Kahn, 2001).

Segundo Pires, Gostkorzewicz e Giambiagi (2001), a desregulamentação parcial do setor foi a verdadeira responsável pela crise energética que o estado enfrentou nos anos seguintes. Quando o sistema possuía regulamentação, havia previsibilidade da margem de lucro por parte das empresas. As

incertezas criadas pela retirada do Estado na condução do setor causaram queda nos investimentos do setor elétrico.

Na prática a demanda por energia elétrica cresceu, no período de 1992 a 2000, a uma taxa média de 1,97% a.a., enquanto a expansão da energia, no mesmo período, cresceu à taxa média de 1,69% (Joskow e Kahn, 2001). Dessa maneira, as distribuidoras tinham de comprar energia no mercado atacadista a preços extremamente elevados, para garantir o fornecimento dos consumidores finais, e não podiam repassar os custos crescentes da energia aos clientes.

A solução para a crise ocorreu com a intervenção do governo, que consistiu basicamente na compra de energia de várias fontes: empresas geradoras locais, de estados vizinhos, da empresa estatal mexicana *Comisión Federal de Electricidad*, da empresa mexicana LFC e de uma parcela de energia adquirida de geradoras canadenses.

Sua estrutura institucional conta basicamente com a *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) e o *California Independent System Operator* (CAISO). A FERC é a agência federal dos Estados Unidos que regula a transmissão e a venda por atacado de eletricidade e gás natural no comércio interestadual e regula o transporte de petróleo por oleoduto no comércio interestadual (FERC, 2020). Já o CAISO é um operador de sistema independente sem fins lucrativos que atende a Califórnia, operando cerca de 80% da rede elétrica estadual (CAISO, 2020).

Sobre seu mercado de energia, o estado da Califórnia possui um mercado atacadista, operado pelo CAISO, e um mercado varejista. No mercado atacadista de longo prazo existem os contratos bilaterais físicos. Os contratos bilaterais são acordos assinados entre dois agentes do mercado, normalmente o gerador e o distribuidor, o comercializador ou o consumidor livre. Neste tipo de contrato, os agentes podem negociar diretamente ou através de um corretor (Gomez, 2007) e as condições dos contratos são acordadas livremente entre os agentes. Na Califórnia, 80% dos contratos de longo prazo são em modalidade *Power Purchase Agreement* (PPA) (Castro et al, 2017). Krischen e Strbac (2004) mencionam que um dos maiores problemas deste tipo de contrato são os altos custos de transação e os longos períodos de negociação.

O mercado atacadista de curto prazo é dividido em mercado do dia seguinte e mercado em tempo real. O mercado do dia seguinte é aberto para os agentes sete dias antes da operação real e é processado pelo CAISO em três etapas. Na primeira etapa, o operador realiza um teste de leilão para simular a operação com as ofertas e valores dos geradores no sistema real. Os lances que não conseguirem suprir a necessidade físico-energética do sistema não entram no leilão e com isso define-se limites de preços. Na segunda etapa, é definida a previsão de demanda para os próximos setes dias de operação. Por fim, acontece os leilões e o operador designa os geradores que devem se preparar para gerar a energia no tempo determinado nos leilões. O modelo de rede completo analisa os recursos de geração e transmissão a fim de encontrar o menor custo de energia (CAISO, 2020).

O mercado em tempo real acontece um dia antes da operação real e tem como objetivo comprar os últimos incrementos de energia para demandas não cobertas para a operação do dia seguinte. Também é o mercado onde o operador do sistema compra energia para assegurar a estabilidade e operação do sistema no dia seguinte. O mercado de tempo real fica 75 minutos abertos para lances, sendo que no dia da operação as usinas podem ser despachadas em intervalo de até 5 minutos, a fim de garantir o balanço do sistema (CAISO, 2020).

Atuando também no mercado de curto prazo tem-se a *Nodal Exchange*. Entidade criada em 2007, é a primeira bolsa de energia dedicada a oferecer contratos futuros e serviços afim para participantes do mercado de energia norte-americano (Nodal Exchange, 2020). Atuante também na comercialização de contratos de balcão, ou *Over the Counter* (OTC), a plataforma comercializa quantidades de energia despachadas segundo um perfil padrão. Este tipo de contrato tem um baixo custo de transação e é geralmente utilizado para redefinir as posições dos agentes no mercado de energia (Kirschen e Strbac, 2004). As negociações são feitas de forma anônimas e rápidas, tendo a Nodal atuando como contraparte central, ou *clearing*² da operação.

O desenho de mercado californiano concede aos consumidores finais que operam no mercado atacadista mais possibilidades de estratégia, uma vez que os preços são definidos com maior granularidade. O produtor independente de energia, baseado em sua operação futura, pode definir se opera ou não com base no valor da energia a ser negociada. Também, a Califórnia adota um sistema de tarifas *feed-in* para apoiar os geradores e produtor independentes com fontes renováveis. Todas as distribuidoras devem conceder benefícios para o consumidor produtor independente no prazo de pelo menos 10 anos. Ainda, há duas opções de venda de energia por parte do produtor independente: venda plena da geração ou venda de excesso de energia. A tarifa incentivada é estabelecida de acordo com os resultados dos leilões renováveis. Como as distribuidoras assumem os custos tarifários especiais, elas os repassam para seus clientes como parte da tarifa de fornecimento de energia elétrica. Assim, o custeio das renováveis não é feito mediante impostos e sim diretamente no cálculo da tarifa do consumidor.

2.2 Reino Unido

Um dos primeiros países que reestruturou o Setor Elétrico foi o Reino Unido, em um processo de liberalização iniciado em 1989, com a promulgação da *The Electric Act* (Rotaru, 2013).

Antes das privatizações, o setor elétrico inglês era tratado como um monopólio verticalmente integrado, sendo composto pela *Central Electricity Generation Board* (CEGB), responsável pela geração e transmissão, com uma parcela de 95% da energia consumida no território, além das doze empresas regionais, incumbidas pela distribuição e comercialização (Arruda, Magalhães e Soares,

² *Clearing*: Termo utilizado para determinar instituição integrada que regula o mercado.

2019). O *The Electric Act* promoveu a privatização do suprimento de energia na Grã-Bretanha, substituindo a *Central Electricity Generating Board* na Inglaterra, a *South of Scotland Electricity Board* no País de Gales e a *North of Scotland Hydro-Electric Board* na Escócia. A lei também estabeleceu um regime de licenciamento e um regulador para a indústria, chamado *Office of Electricity Regulation* (OFFER) que veio a se tornar o regulador atual *Office Gas and Electricity Markets* (OFGEM). O OFGEM tem como função principal a de regulação do sistema, ficando ao encargo de operação a *National Grid Electricity Transmission* (NGET).

O mercado de energia britânico passou por um processo longo de abertura. Foi introduzido em uma série de etapas, de maiores a menores, a partir de 1990 e apenas completando a liberalização interna em abril de 1998. Assim, a transformação de um setor de monopólio estatal em um setor privado e formalmente liberalizado não foi uma única etapa, mas um longo processo que ocorreu durante um período de 12 anos (Eyre e Lockwood, 2016). Atualmente é dividido em dois mercados de energia: o mercado atacadista e de varejo. O mercado de varejo é competitivo desde 1999, quando os consumidores domésticos passaram a contratar seus fornecedores. Mais de um terço dos consumidores residenciais e a maioria dos consumidores industriais britânicos já trocaram seu fornecedor de energia. Littlechild (2003) argumenta, esse movimento força os varejistas a serem mais cuidadosos em suas compras no mercado atacadista. Os comercializadores que vendem no varejo compram energia no mercado atacadista de longo prazo, através de contratos bilaterais, e repassam os custos aos consumidores finais, o que gera a concorrência nos preços. A concorrência reflete na dificuldade de novos geradores venderem para o mercado de varejo, uma vez que a segurança de lucro nas operações é muito menor (Green, 2004)

Já o mercado atacadista é dividido em longo e curto prazo. As formas de negociação no mercado a prazo são contratos bilaterais, com períodos de duração que variam de um dia até anos. Tais contratos são contemplados entre geradores, comercializadores e consumidores de grande porte. Mesmo com a existência de tal modalidade de contrato praticamente todas as operações do mercado passam pelo pool e ocorrem com base no preço de liquidação do mercado. Isso porque todos os operadores têm sua posição assegurada pelos Contratos de Diferenças. Tal modalidade de contrato especifica ágios de mercado com base no preço *spot*³ para volumes e períodos específicos do dia, a fim de cobrir a diferença entre o preço de curto prazo e o fixado pelo contrato. (Green, 2004). A falta de contratos de longo prazo é reflexo também da alta competitividade no mercado de varejo, que faz com que os fornecedores do mercado de varejo não queiram comprometer suas operações por um longo prazo (Newberry, 2002).

A fim de garantir o equilíbrio real da demanda e oferta, o mercado de curto prazo atua em tempo real. Administrado pela ELEXON, o mercado de curto prazo compara a energia contratada com a

³ Preço *spot*: preço da energia para um horizonte de tempo condicionado pela oferta e demanda de volumes de energia (Hikspoors e Jaimungal, 2007).

energia realmente comprada e vendida individualmente pelos agentes. Apurada essa diferença, é calculado um preço de equilíbrio para o mercado que valora as operações de curto prazo. Todos os dias, cada gerador envia programações de preços para a NGET, e o despachante atende à demanda no menor custo para o sistema. A cada meia hora, todos os geradores recebem o preço pela unidade marginal que opera nesse período. (Green e Newberry, 1992).

O desenho do mercado britânico define posições mais confortáveis para os produtores independentes atuarem: o mercado atacadista. Incentivados pelas políticas de *feed-in tariff*, os produtores independentes têm a vantagem na venda de energia para o setor industrial, uma vez que sua fonte gera descontos na tarifa de energia dos consumidores. Ainda, existem políticas obrigatórias para renováveis, que obrigam os fornecedores proverem uma parte da sua energia proveniente de fontes renováveis (Rotaru, 2013). Tal incentivo maximiza as chances de venda da energia produzida, além de utilizá-la para consumo próprio.

2.3 Colômbia

O sistema elétrico colombiano é um dos mais liberalizados da América Latina. Sua matriz de geração é composta predominantemente por fontes hídricas e térmicas, que utilizam gás natural e carvão. Em 2018 as centrais geradoras hídricas correspondiam a 68% da sua totalidade (UPME, 2020). A dependência de água para gerar energia evidenciou as deficiências estruturais do sistema elétrico colombiano. Em 1993, o efeito meteorológico *El Niño* causou secas severas no país, forçando o setor a protagonizar um dos cortes de carga mais severos do mundo (Llanos-Perez e Hinestroza-Olascuaga, 2016). Em função da crise energética vivenciada, o setor passou por reformas em 1994, onde regras atrativas para o investimento privado incentivaram a evolução do mercado de energia.

Foi criada a *Comisión de Regulación de Energía i Gas* (CREG), para promover a concorrência e supervisionar as empresas de serviço público. O mercado atacadista e a operação do sistema foi entregue para a empresa privada XM, que tem como função operar o sistema elétrico colombiano e gerenciar as transações do mercado atacadista de energia. As diferentes camadas do setor apresentam níveis de liberalização diferentes. Transmissão e distribuição são monopólios naturais e a geração e comercialização operam em livre concorrência. O sistema de transmissão é operado pelo *Centro Nacional de Despacho* (CND) e é majoritariamente da empresa *Interconexión Eléctrica S.A.* (ESP). O fato de o mercado trabalhar com um custo variável único faz com que haja investimento em sua expansão e sofisticação, a fim de evitar restrições de transmissão (Cramton, 2017).

O mercado atacadista é dividido em longo e curto prazo. No mercado de longo prazo são feitos contratos bilaterais para garantir o suprimento de energia futuro, a fim de evitar a volatilidade dos preços. O mercado também possui leilões, porém o produto negociado não é a energia e sim a capacidade de geração. Mercados de Capacidade é onde é precificado o custo de oportunidade dos geradores em se

comprometerem com aumento da capacidade de geração futura (Creti e Fabra, 2003). No mercado colombiano, tais leilões garantem que sempre haverá capacidade de geração o suficiente para atender as demandas de pico do sistema. As empresas são remuneradas pelo comprometimento da disponibilidade de geração até mesmo em tempos de margens apertadas de geração (Harbord e Pagnozzi, 2014). A remuneração é dada através do *Cargo por Confiabilidade*. Essas usinas entram em operação toda a vez que o custo variável único do sistema é maior que o preço de escassez.

Por sua vez, o mercado de curto prazo funciona como uma bolsa de energia na qual os geradores oferecem preços e capacidades de energia. O preço *spot* é formado por essas ofertas, o que gera grande volatilidade. Os únicos agentes que podem atuar na bolsa são os geradores e comercializadores, ficando ao encargo das distribuidoras comprarem sua energia dos comercializadores e não no mercado atacadista. As distribuidoras atendem os consumidores que não estão aptos a ingressar no mercado livre de energia. O mercado de curto prazo colombiano é do tipo *day ahead market*, tendo todos os dias operações realizadas a fim de buscar o preço ideal para atender a carga. O objetivo do mercado futuro de curto prazo é fixar preços e quantidades futuras, reduzindo o risco dos agente às variações do preço *spot* do mercado em tempo real. (Ausubel and Cramton, 2010). Quem realiza o despacho é o CND através do mecanismo *gross pool*.

O mercado de capacidade e o modelo do mercado de curto prazo geram boas oportunidades para os agentes produtor independentes. Se tiverem estabilidade na geração podem concorrer ao mercado de capacidade e receber remunerações que estimulariam o investimento na unidade geradora. Também, a possibilidade diária de ofertar quantidade de energia a um preço que compense sua geração os torna capazes de explorar as flutuações de preços do mercado, arrecadando vantagens na operacionalização do seu montante gerado.

2.4 Austrália

Seguindo a tendência de desverticalização do setor elétrico na década de 90, o mercado de energia australiano teve seus movimentos de reforma iniciados nessa época. Possuindo geração de energia média de 261 TWh em 2018 (DEE, 2020) a matriz energética da Austrália tem participação predominante de fontes fósseis. Em 2019, 81% da sua matriz energética era proveniente de combustíveis fósseis, sendo que 60% tinha como fonte primária o carvão, 19% gás natural e 2% óleo. As renováveis representam 19% da geração total, com 7% de participação hídrica, 6% eólica e 5% solar.

O processo de reestruturação do setor elétrico australiano levou à criação da *National Electricity Market* (NEM), formado pelos estados do sul e leste da Austrália. O processo durou aproximadamente cinco anos e envolveu a separação funcional das corporações e privatizações de autoridades de fornecimento de energia estatais (Outhred, 1997). Estados do oeste e norte não participam do NEM

devido as grandes distâncias entre seus centros de operação e centros de carga. O projeto de reforma visou principalmente aumentar a competitividade no setor de geração e comercialização de energia.

O mercado de energia australiano é operado pelo *Australian Energy Market Operator* (AEMO) e é dividido em cinco regiões: *Queensland, New South Wales, Victoria, South Australia e Tasmânia*. O despacho realizado pelo operador é do tipo *gross pool* e seus ambientes de contratação são divididos em mercado de varejo e atacadista. O mercado de varejo é composto por agentes de baixo consumo que têm sua energia precificada pelas distribuidoras, sendo os preços regulados pela *Australian Energy Regulator* (AER). As funções atuais da AER estão focadas em regular os setores de transmissão e distribuição de monopólio natural do mercado nacional de eletricidade, monitorar o mercado atacadista de eletricidade e aplicar as regras do mercado de eletricidade.

O mercado de energia atacadista é formado por livre competição entre os geradores, onde o principal meio de negociação são os contratos bilaterais. Tais contratos são negociados entre dois agentes e tem como característica a livre negociação dos termos e estruturas (Anderson, Hu e Winchester, 2006). Também é utilizada a modalidade de contrato bilateral onde os volumes são pré-definidos e negociados em balcão, onde agentes auxiliam na negociação e geram lucros por contratos negociados, não tendo interesse pelos contratos e sim pelas negociações.

Além da existência dos contratos futuros, os agentes também podem negociar excedentes ou faltas de energia no mercado de curto prazo, utilizado para ajustar as operações feitas a fim de garantir o equilíbrio e segurança do sistema. O mercado de curto prazo é do tipo dia seguinte, tendo sua abertura na hora 4 de cada dia. Os geradores devem disponibilizar seus montantes de energia a serem negociados variando de 10 unidades de volume para cada preço sempre depois das 12:30 p.m. de cada dia. Com isso, é formado um preço *spot*, que é sempre o valor mais caro feito no leilão e sua granularidade é de 30 minutos (Chand, Sugianto e Smith, 2002). Para manter o equilíbrio do mercado, o operador emite ordem de despacho em intervalos de 5 minutos para os geradores. (Outhred, 1997).

O mercado de energia australiano também conta com uma bolsa de energia, onde os contratos futuros de energia são negociados por derivativos. Os instrumentos financeiros de eletricidade negociados na Bolsa de Valores Australiana são contratos futuros, para a carga base e de ponta, com prazo de até quatro anos. Esses contratos representam a menor parte da totalidade do mercado (Mayo 2012).

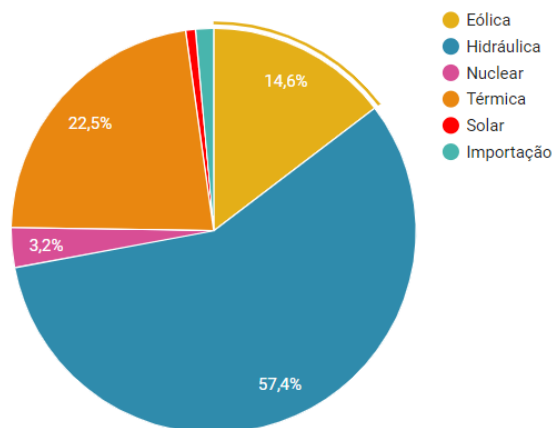
O limite de capacidade para operar no mercado atacadista de energia é de 30 MW (Anderson, Hu e Winchester, 2006), sendo esse o limite para um produtor independente poder negociar sua energia gerada no mercado. Assim, com base na granularidade de 30 minutos, o mercado de energia da Austrália gera grandes oportunidades para um produtor independente. Podendo analisar sua previsão de geração, o agente consegue arrecadar lucros nas operações de venda com tal granularidade de preços.

2.5 Brasil

Sendo o maior país da América Latina em extensão e população, o Brasil possui um consumo médio de 963,638 GWh por ano (EPE, 2020) e 173,505 GW de potência instalada (ANEEL, 2020). Em 1990, seu sistema elétrico passou por intensas modificações com a privatização e desverticalização das companhias elétricas. O Sistema Interligado Nacional (SIN) cobre dois terços do território nacional e atende cerca de 98% do consumo de eletricidade do país (ONS, 2018). Por ser um país de dimensões continentais o sistema é dividido em quatro submercados energéticos, sendo praticamente coincidentes com as regiões políticas territoriais. Assim, são divididos em submercado sul, sudeste/centro-oeste, norte e nordeste.

O SIN é coordenado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que tem como função a coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica. É papel do ONS o planejamento da operação dos sistemas isolados do país, sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (ONS, 2020). Quanto a sua matriz energética, o Brasil possui, no dia 05 de novembro de 2020, predominância na geração hídrica, correspondendo a 57,4% da geração de energia, seguida das gerações térmica e eólicas, respectivamente 22,5% e 14,6%. A Figura 3 abaixo mostra a composição da matriz de geração em novembro de 2020 por segmento.

Figura 3 - Composição da matriz energética brasileira por segmento de geração.



Fonte: ONS, 2020.

Nota-se que a geografia do país é determinante para o aproveitamento da fonte hídrica, que tem majoritariamente a maior capacidade de geração. As usinas hidrelétricas têm perdido participação percentual a cada ano. Em 2008, 72,8% da capacidade instalada provinha de usinas hidrelétricas, valor que caiu para 64% em 2013. Essa tendência confirma a transformação da matriz do modelo

hídrico para o hidrotérmico. De todo o mundo, o Brasil é o terceiro país com maior potencial técnico hidrelétrico, atrás da China e da Rússia, estimado em 260 GW (Wolney e Dellana, 2014).

Embora o setor tenha passado por mudanças estruturais na década de 90, que visavam introduzir a concorrência nos segmentos de geração e comercialização e a regulação dos monopólios naturais da transmissão e distribuição pelo estado, em 2001 houve uma grande crise de abastecimento energético. A discrepância entre o crescimento da demanda elétrica e a capacidade instalada do país somado a uma hidrologia crítica daquele ano causaram o racionamento de energia no país.

Diante da crise, em 2003, novas regras foram introduzidas no modelo de comercialização. Foram elas: a criação de dois ambientes de contratação do mercado atacadista; mudanças institucionais nos órgãos públicos e a criação da Câmara de Comercialização de Energia (CCEE); retomada do planejamento do setor através de leilões e da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (Tolmasquim, 2011).

As novas mudanças compõem o mercado de energia brasileiro atualmente, ditando suas características. O mercado funciona como gross pool, sendo o ONS responsável pelo despacho centralizado de geração. Quanto aos ambientes de contratação, o Brasil possui o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulado (ACR). O ACR se destina a atender às distribuidoras. Nesse mercado, a contratação é feita através de contratos bilaterais regulados de longo prazo feitos entre os vendedores (geradoras e produtores independentes) e as distribuidoras. Esses agentes participam dos leilões promovidos pelo governo em nome das distribuidoras. Essa energia é repassada para os consumidores de menor porte através dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR). O preço resultante dos leilões é repassado para os consumidores através das tarifas de energia do mercado cativo. (Mayo, 2012).

O ACL, ou mercado livre de energia, é composto pelos consumidores de grande porte e é coordenado pela CCEE. Todos os participantes do mercado livre são agente associados a câmara, podendo ser agente consumidor, gerador, comercializador ou produtor. A negociação de energia é dividida em dois mercados: o mercado de longo prazo e o mercado de curto prazo. O mercado de longo prazo é caracterizado pela comercialização de energia através de contratos bilaterais entre fornecedor e consumidor. O período desses contratos é de seis meses até anos. O preço é derivado das negociações entre os agentes no momento da compra. O mercado de curto prazo, ou mercado *spot* brasileiro, funciona como mecanismo de ajuste mensal dos agentes, sendo possível o ajuste do seu balanço energético através de compra ou venda de energia. Essas operações têm como balizador o preço *spot* brasileiro, que é definido pela granularidade semanal com diferenciação de patamares de carga.

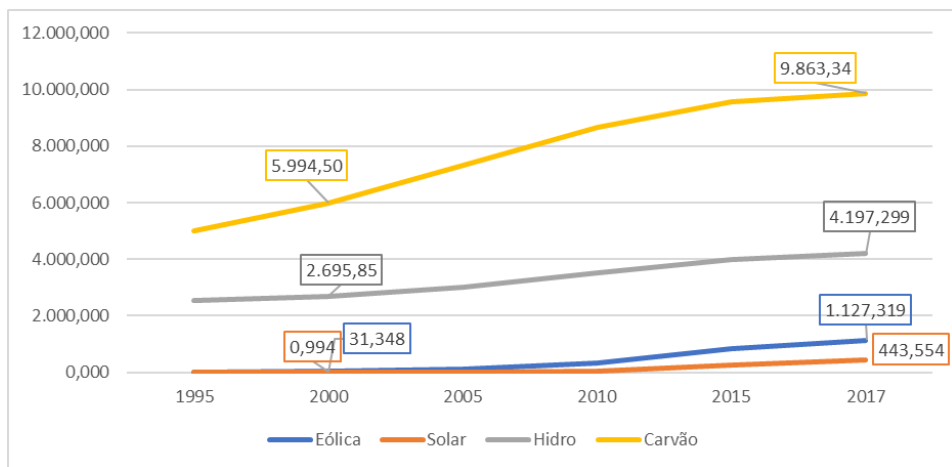
Nesse cenário, a liberalização do mercado de energia brasileiro permite o produtor independente de energia (PIE) promover a comercialização da sua própria energia. O decreto nº 2003/1996 fixa regras que dá forma à figura do produtor independente de energia. Com tal decreto é garantida a utilização e a comercialização da energia produzida pelo PIE (Alves, 2009). Uma vez que comercializa energia, o produtor independente pode ser afetado por mudanças estruturais na formação do preço de energia brasileiro.

Em 2018, motivado pela crescente participação das fontes renováveis eólica e solar, o Brasil promove a consulta pública nº 33/2018 que visa modificar a granularidade temporal do preço *spot* de energia. Tal modificação estrutural na formação do preço modifica o mercado de energia brasileiro e sua operação. A próxima seção apresenta as modificações na operação do mercado de energia brasileiro frente à implementação da precificação horário.

3 OPERAÇÃO HORÁRIA DO MERCADO DE ENERGIA BRASILEIRO

Os sistemas de potência ao redor do mundo estão passando por mudanças significativas dirigidas pelo aumento da disponibilidade de energia renovável intermitente de baixo custo. Desde os anos 2000, a produção de energia mundial proveniente de fontes eólica e solar teve um incremento de aproximadamente 4.700,00%, enquanto a geração hidráulica cresceu 56,00% e a térmica 65,00% (IEA, 2020). A Figura 4 mostra ambas as curvas de crescimento.

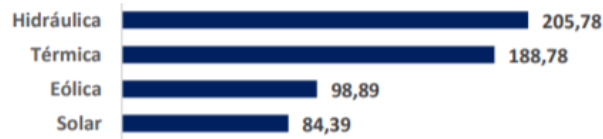
Figura 4 - Produção de energia no mundo por segmento [TWh].



Fonte: IEA, 2020.

O aumento das políticas de expansão da capacidade de geração de eletricidade a partir de fontes renováveis tem como objetivo a diminuição da emissão de gases efeito estufa. Como resultado o aumento da oferta de energia renovável na geração total reduz a produção de centrais térmicas. Com mais energia renovável disponível passa a ser necessário acionar com menos frequência as centrais térmicas. O resultado é um modelo de negócio onde os geradores térmicos são prejudicados (De Castro et al., 2014). Em outubro de 2019, a energia proveniente de fonte solar foi negociada em leilão ao valor médio de R\$ 84,39/MWh, apresentando uma diferença de R\$ 121,39 para as fontes provenientes de empreendimentos hidráulicos, como mostra a Figura 5.

Figura 5 - Preço médio por fonte – Leilão de Energia Nova (A-6) / 2019.



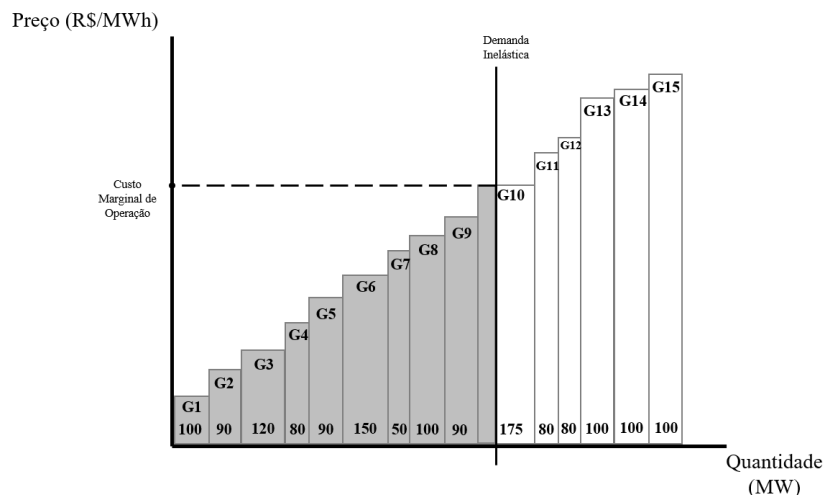
Fonte: CCEE, 2019

A expansão das fontes renováveis de origem eólica e solar é nítida no Brasil. Em 2006, a matriz energética brasileira apresentava predominantemente a participação de fontes hidráulicas (88,80% da composição). Já em 2018 essa participação cai para 71,80%, balanceada pela entrada das fontes eólicas e solar, com representação de 11,7% da totalidade (MME, 2019). A principal característica das fontes renováveis é que dependem de condições climatológicas e são intermitentes (Milstein e Tishler, 2011). Com isso, surge a necessidade do sistema brasileiro de representar fielmente a operação energética. Assim, ocorre a modificação da construção do seu preço e a reinvenção do seu sistema financeiro. Então, o Brasil passa a adotar a precificação horária de energia a partir de 2021.

3.1 A precificação horária

O custo da operação momentânea é determinado partindo do ponto de equilíbrio das curvas de oferta e demanda. Hunt (2002) apresenta a Figura 6, que esclarece o processo de determinação do custo da operação.

Figura 6 - Ordem de mérito e custo marginal de operação.



Fonte: Adaptado de Hunt (2002).

Primeiramente assume-se que, para dado momento, há uma demanda inelástica no *pool*, indicada na Figura 6. Com os geradores alocados em ordem crescente de custos (Ordem de Mérito), a demanda é suprida marginalmente pelo gerador 10 (G10). Assim, o custo de 10 é o Custo Marginal da Operação (CMO) desse sistema. Os valores de CMO calculados para o mercado de energia brasileiro são de responsabilidade do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Após a determinação do CMO de cada submercado, pode haver diferenças na operação no que tange o custo de operação do *pool* e o preço da energia operacionalizada no mercado. Essa diferença, paga pelos agentes, é chamada de Preço da Liquidação das Diferenças (PLD) (Pappas, 2018). O preço líquido das diferenças serve como uma importante referência para todos os participantes do mercado. De maneira geral é caracterizado por uma grande volatilidade e raros, mas bruscos, valores de pico. (Boogert, 2008).

Assim como cabe ao ONS a divulgação e cálculo do CMO, o cálculo do PLD fica a encargo da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Criada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 e regulamentada pelo decreto Nº 5.177 de 12 de agosto de 2004, a CCEE tem por finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica no mercado de energia brasileiro. Uma das suas principais atribuições, conforme estabelecido no inciso VI do Artigo 2º do Decreto nº 5.177/2004, é “realizar a contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados no SIN, bem como promover a liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica no Mercado de Curto Prazo (MCP)” (CCEE,2020).

O mercado de energia brasileiro adota, até 2020, o modelo de precificação semanal com níveis distintos de patamares por carga. Dessa maneira, o valor da energia é estipulado em janelas de tempo ao longo do dia, diferenciados por dias da semana. A Figura 7 apresenta os patamares de carga para cada dia.

Figura 7 - Intervalos de patamares de carga diário de energia.

Patamar de carga	Maio a Agosto		Abril, Setembro e Outubro		Novembro a Março	
	2ª a 6ª feira	Sábado, domingo e feriado	2ª a 6ª feira	Sábado, domingo e feriado	2ª a 6ª feira	Sábado, domingo e feriado
Leve	01ª h à 7ª h	1ª h à 18ª h 23ª h à 24ª h	1ª h à 8ª h	1ª h à 18ª h 23ª h à 24ª h	1ª h à 8ª h	1ª h à 20ª h 24ª h
Média	8ª h à 10ª h 23ª h à 24ª h	19ª h à 22ª h	09ª h à 10ª h 21ª h à 24ª h	19ª h à 22ª h	09ª h à 10ª h 19ª h à 24ª h	21ª h à 23ª h
Pesada	11ª h à 22ª h	-	11ª h à 20ª h	-	11ª h à 18ª h	-

Fonte: CCEE, 2020.

O preço semanal é diversificado por diferentes patamares de carga e publicado semanalmente para cada um dos submercados energéticos do Brasil. O preço publicado semanalmente para cada um destes submercados é aquele obtido pela média dos 2.000 cenários simulados pelos sistemas computacionais de previsão de preços, desde que não seja inferior ao limite mínimo nem superior ao

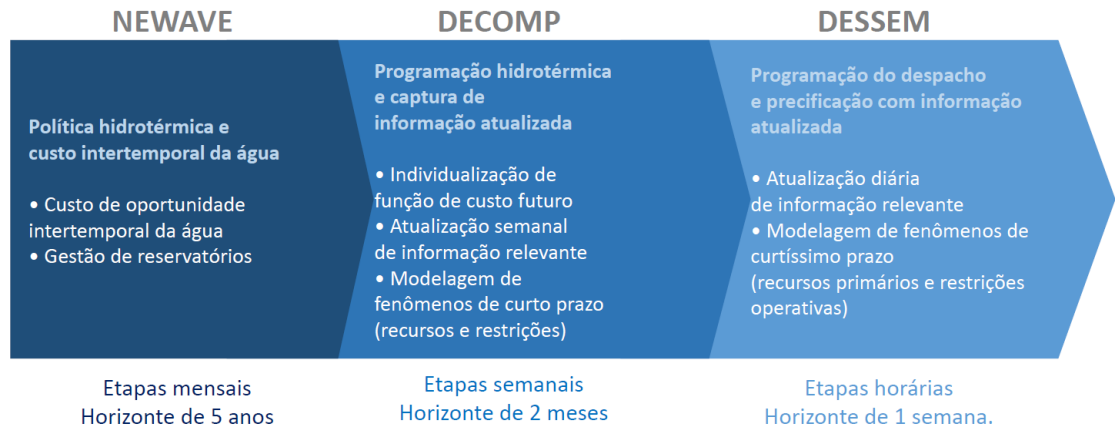
limite máximo. Esses limites são calculados pela ANEEL, sendo função do limite mínimo cobrir os custos incrementais na operação e manutenção das hidrelétricas tal como o pagamento da compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos referentes à energia transacionada no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). O MRE tem como função a distribuição igualitária de geração entre todas as usinas participantes do mecanismo, contemplando a diferenças hidrológicas entre regiões durante o período seco e úmido.

Tal estrutura divulgada semanalmente e por patamares já não condiz com a realidade energética do sistema de potência brasileiro. Buscando representar melhor as operações físicas do mercado é que surge a precificação horária. Fica então em cargo dos agentes reguladores e fiscalizadores do sistema a especificação dessa nova metodologia de operação, que tem como início a modificação da construção do preço da energia no território brasileiro para o mercado de curto prazo.

O operador do sistema elétrico nacional (ONS) utiliza uma cadeia de modelos de otimização para determinar o despacho de mínimo custo de operação (Rodrigues et al, 2001). Os modelos usam programação dinâmica dual estocástica para definir o perfil das unidades de geração, para cada horizonte de planejamento, visando a calcular o CMO no curto prazo para os quatro submercados. As informações essenciais para uma operação otimizada são a capacidade de armazenamento de água, precipitação, a previsão de vazões, o perfil da carga, a configuração da rede, a disponibilidade dos recursos de geração e o planejamento de geração e transmissão (Faustino, 2014).

A mudança principal na construção do preço em base horária se dá pela adição de um novo modelo computacional, o DESSEM. Não cabe a esse trabalho detalhar as etapas de construção do preço e sim apenas a utilização dos valores até agora publicados pela CCEE para as análises de estratégias. Apenas com o intuito de apresentar as etapas de construção e o encadeamento dos módulos computacionais, a Figura 8 traz a ordem de utilização dos diferentes modelos que geram o PLD horário do *pool*.

Figura 8 - Etapas computacionais para o cálculo do PLD Horário.



Fonte: CCEE, 2020.

Em cada um dos modelos são feitas atualizações com periodicidade mensal, semanal e diária, respectivamente, com o intuito de representar de maneira mais realista ao custo real de operação do SIN para atender demanda. O PLD horário é determinado com base no CMO em função horária, considerando-se os limites máximo e mínimo definidos anualmente pela ANEEL.

Frente às incertezas da implementação desse novo método de precificação, a partir de 2020 a CCEE passa a realizar a chamada “operação sombra”. Diariamente, o órgão publica os valores calculados para o preço horário, adjacente aos valores de PLD semanais. Essa operação recebe o nome de “Operação Sombra” a qual permeará as análises de mercado realizadas nessa monografia.

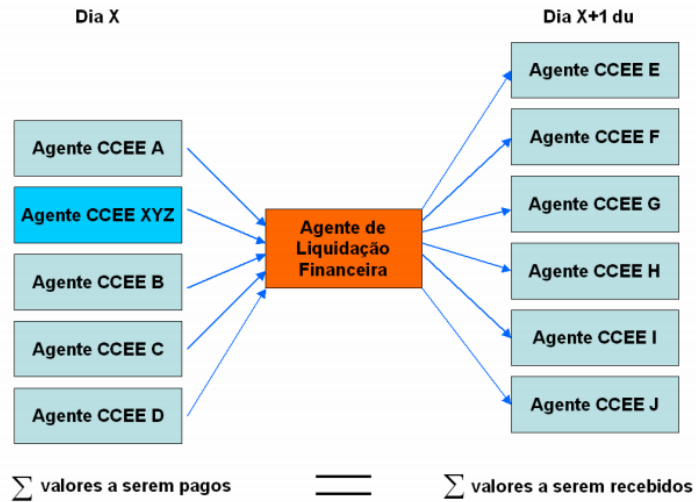
3.2 Contabilização e Liquidação financeira:

Independente da maneira como a energia é precificada no mercado *spot*, os agentes necessitam buscar um “*hedge*”⁴ (proteção física ou financeira) em face da instabilidade dos preços (Do Nascimento e Nunes, 2001). Atualmente o mercado brasileiro possui em sua estrutura o mecanismo financeiro denominado Contabilização e Liquidação de Diferenças.

Tais mecanismos são impostos aos agentes, criando uma obrigação de informar mensalmente o volume de energia elétrica gerada e consumida no período em questão (Devienne Filho, 2011). Com base nesses dados, a CCEE verifica os montantes de energia hora a hora e realiza o balanço de energia de cada agente. Posteriormente, é realizada a liquidação financeira do saldo de energia, extraído da diferença entre os recursos (geração e contratos) e os requisitos (dados de medição de consumo e perdas de rede básica). A Figura 9 representa a dinâmica dos montantes considerados pela CCEE através da liquidação financeira.

⁴ *Hedge*: Nome dado ao instrumento que visa proteger operações do mercado contra o risco de grandes variações de preço (Gitman, 2004).

Figura 9 - Processo de liquidação financeira na CCEE.



Fonte: O autor, 2020.

A Figura 9 mostra a dinâmica de disponibilização dos dados para a realização das operações de liquidação financeira. No primeiro momento, a CCEE faz o recolhimento dos montantes a serem pagos pelos agentes em posição devedora. Após o recolhimento de tais valores é feito o crédito de valores calculados na conta dos agentes que possuem posição credora no mês de operação. Ao final do processo, todos os valores a serem pagos devem ser iguais aos recebidos.

O processo de liquidação financeira ocorre inicialmente com o aporte de garantia. O aporte tem seu valor divulgado sempre no mês seguinte à operação mais doze dias úteis. O agente tem três dias úteis para realizar o depósito do valor como aporte em conta bancária centralizada do mercado livre (ANEEL, 2013). O aporte de garantia foi criado para proporcionar maior segurança às operações de compra e venda de energia elétrica na CCEE, visto que eventuais inadimplências podem comprometer a segurança das operações do Mercado de Curto Prazo. O aporte desses valores é utilizado pela CCEE para identificação de possíveis inadimplências, a fim de que seja tomada alguma medida preventiva para que não haja impacto financeiro expressivo no mercado (CCEE, 2020).

O aporte é composto por:

- *Liquidação Financeira*: derivado do balanço de energia do mês corrente do agente. As possíveis sobras ou déficits dos agentes é valorado ao valor do PLD do mês de referência;
- *ESS (Encargos de Serviços e Sistema)*: composto pelos encargos de restrição elétrica, encargo de segurança energética e encargo de ultrapassagem da curva de aversão ao risco. Tais encargos são expressos em R\$/MWh e são pagos apenas aos agentes geradores térmicos que atendem a solicitação de despacho do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para realizar geração fora da ordem de mérito de custo (ANEEL, 2018b);

- *Encargos de Energia de Reserva (EER)*: o Encargo de Energia de Reserva é destinado a cobrir os custos decorrentes da contratação de energia de reserva – incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários –, que são rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (CCEE, 2019b);
- *Estorno da Inadimplência*: valores não recebidos em meses anteriores por eventuais inadimplências do mercado são considerados no aporte;
- *Ajustes diversos*: recontabilizações ou desligamentos de agentes no mês que afetam o mercado.

Todos esses valores são somados e valorados em 5%. Essa sobra é o coeficiente de segurança da CCEE, utilizado no caso de pequenas mudanças e ajustes nos valores. Assim, os agentes não necessitam realizar novos aportes para o sistema, tornando a operação mais ágil e dinâmica (Ganin, 2018). Depois do aporte da garantia, tem-se a continuação do mecanismo financeiro com a liquidação financeira.

A liquidação financeira é a finalização dos cálculos de contabilização, que eram preliminares no momento do aporte, e a ocorrência de débitos e créditos do agente. A divulgação dos valores acontece em cada vigésimo primeiro dia útil do mês, tendo como composição o aporte de garantia. Os resultados podem ser de débitos ou créditos para os agentes. Caso o agente não tenha disponibilizado recurso financeiro a fim de cobrir seu débito, é iniciado um processo de desligamento do agente e aplicação de cobrança de juros. O processo de desligamento ocorre dentro da CCEE e tem como objetivo a volta do agente para o ambiente regulado de contratação. Os juros são apurados sob o valor devedor à alíquota de 1% somada de uma correção monetária calculada pelo acúmulo dos índices positivos do indexador econômico IGP-M.

O resultado da liquidação ocorre em duas etapas: o débito e o crédito. O débito ocorre em todo vigésimo sexto dia útil do mês e o crédito um dia após. O processo segue tal linha temporal pois a CCEE não possui caixa disponível para assegurar as operações realizadas no mercado. Assim, os recursos são arrecadados e depois distribuídos para os agentes que estão em posição credora.

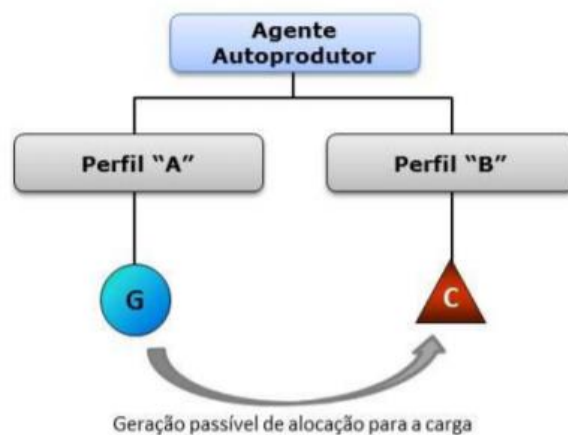
Todo o processo mensal de contabilização e liquidação das diferenças ocorre buscando a segurança financeira e a solvência dos contratos. Tendo em vista a precificação semanal por patamares de carga, a liquidação financeira é realizada mensalmente. A modificação da base temporal dos preços, de semanal para horária, busca maior aderência entre a operação física e a financeira. Maior granularidade no mercado indica um valor mais realista para a eletricidade naquele período. Tais valores mais realistas promovem algumas indicações econômicas dos participantes do mercado. Pelo lado da demanda, pode-se reduzir o consumo em resposta a altos valores de energia no momento (Munhoz, 2017).

3.3 Alocação de Geração Própria:

O produtor independente de energia tem um vínculo específico com a CCEE, a fim de validar sua operação dentro da câmara. Através da modelagem do agente dentro do sistema da CCEE, é possível identificar o local de geração. O PIE pode ter dois tipos de geração: a local e a remota.

Além das diferenças físicas das unidades, a modelagem do ativo do agente dentro da CCEE poderá ser juntamente com a carga ou separadamente com a carga. Segundo o Procedimento de Comercialização (CCEE, 2017), para os agentes autoprodutores ou produtores independentes que possuam cargas próprias e sejam contabilizadas juntamente com a respectiva usina na CCEE sob a figura de um mesmo agente, toda geração mensal é contabilizada juntamente com o consumo mensal, sendo aquela totalmente passível de alocação para a carga compreendida no mês, excetuando-se eventual “geração vendida”. Assim, a Figura 10 demonstra a modelagem perante a Câmara.

Figura 10 - Modelagem de perfil para geração junto a carga na CCEE.



Fonte: Procedimento de Comercialização (CCEE, 2020).

Seguindo essa modelagem, o agente produtor independente tem 100% de geração passível de alocação para sua própria carga. Além disso, ao alocar sua energia para o suprimento de sua carga em geração local, o agente passa a não ter os descontos na TUSD referentes às parcelas de CDE, PROINFA e CCC-ISOL, conforme previsto no Artº 26 da Lei nº 11.488 (BRASIL, 2007). Sendo assim, a geração local é injetada diretamente na unidade, fazendo apenas que a diferença seja tarifada pela distribuidora.

Uma vez determinada a Geração Passível de Alocação, resta apurar a real alocação de geração da usina para a carga dos autoprodutores ou produtores independentes. Para tanto, verifica-se o percentual de destinação de geração declarado pelo agente para a respectiva carga, conforme Procedimento de Comercialização. Caso a geração alocada para determinada carga seja suficiente para atendê-la, eventuais sobras de geração serão rateadas para as demais cargas de propriedade do agente que ainda não tenham sido atendidas integralmente.

3.4 Percentual de Compensação de Geração

Ao realizar a alocação de geração na própria carga, o produtor independente pode ainda necessitar comprar energia no mercado de curto prazo para completar seu balanço energético perante a CCEE. Conforme a Resolução Normativa nº 77 de 18 de agosto de 2004 (ANEEL, 2004), fica estipulado o percentual de redução de 50% a ser aplicado às tarifas de uso do sistema de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada ou destinada à produção independente para empreendimentos com base em fonte de biomassa.

Assim, ao completar seu consumo com compras no mercado de curto prazo, o produtor independente deve atentar ao cálculo de percentual de compensação de geração, instituído pelo caderno de Regras de Comercialização do Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST (CCEE, 2018). O caderno determina o montante de energia convencional adquirido pelo agente vendedor de energia incentivada especial com objetivo de complementar sua geração.

Para os agentes vendedores de Energia Incentivada Especial, é obtido o percentual de complementação de geração em função da relação entre (i) o total de contratos de compra, excluídos (a) os contratos de comercialização de Energia Incentivada Especial, e (b) os contratos de comercialização de Energia Convencional Especial, e (ii) o total de garantia física calculada para fins de desconto na TUST/TUSD, conforme apresentado na Equação 1.

$$PCG_{a,m} = \frac{\max\left(0, \left(\sum_{\substack{e \in ECA \\ e \in ECIE \\ e \in ECCE}} CQ_{e,j} \right) - \max\left(0, \left(TCV_{PNLCCEAR_{a,m}} - TGFIS_{PNLCCEAR_{a,m}} \right) \right) \right)}{\sum_{p \in a} GFIS_{DTp,m}} \quad (1)$$

Onde:

$PCG_{a,m}$ é o Percentual de Complementação de Geração do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”;

$CQ_{e,j}$ é a Quantidade Contratada do contrato “e”, no período de comercialização “j”;

$GFIS_{DTp,m}$ é a Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”;

$TCV_{PNL_CCEAR_{a,m}}$ é o Total de Contratos de Venda em Ambiente de Comercialização Regulado para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”;

$TGFIS_{PNL_CCEAR_{a,m}}$ é o Total da Garantia Física Comprometida com o CCEAR do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”;

Após apurado o percentual de complementação deve-se verificar se o agente ultrapassou o limite de $PCG_{a,m} > 0,49$. Caso o percentual ultrapasse o limite, não será associado o direito de desconto nas parcelas da tarifa TUSD. Dessa maneira, é importante a consideração desse limite para entender os impactos da compra de energia convencional no mercado de curto prazo.

3.5 Mercado de Curto Prazo (MCP)

As características mais importantes do mercado de curto prazo (*spot*) brasileiro com a base horária serão: existência de um operador único do mercado, CCEE, que centraliza as transações de compra e venda de energia; custos e preços associados diretamente ao despacho econômico; o modelo de preço sendo o preço marginal do sistema (PMS), calculado de forma ex-ante com bases horárias; demanda passiva no mercado atacadista; não existência de pagamentos por capacidade.

Um mercado *spot* cumpre algumas funções importantes numa indústria desregulamentada: aumenta a flexibilidade das transações; permite ajustes entre a energia contratada e a energia gerada e referência para contratos de longo prazo, isto é, um mercado *spot* é um importante mecanismo de ajuste entre demandantes e ofertantes (Newbery, 1998).

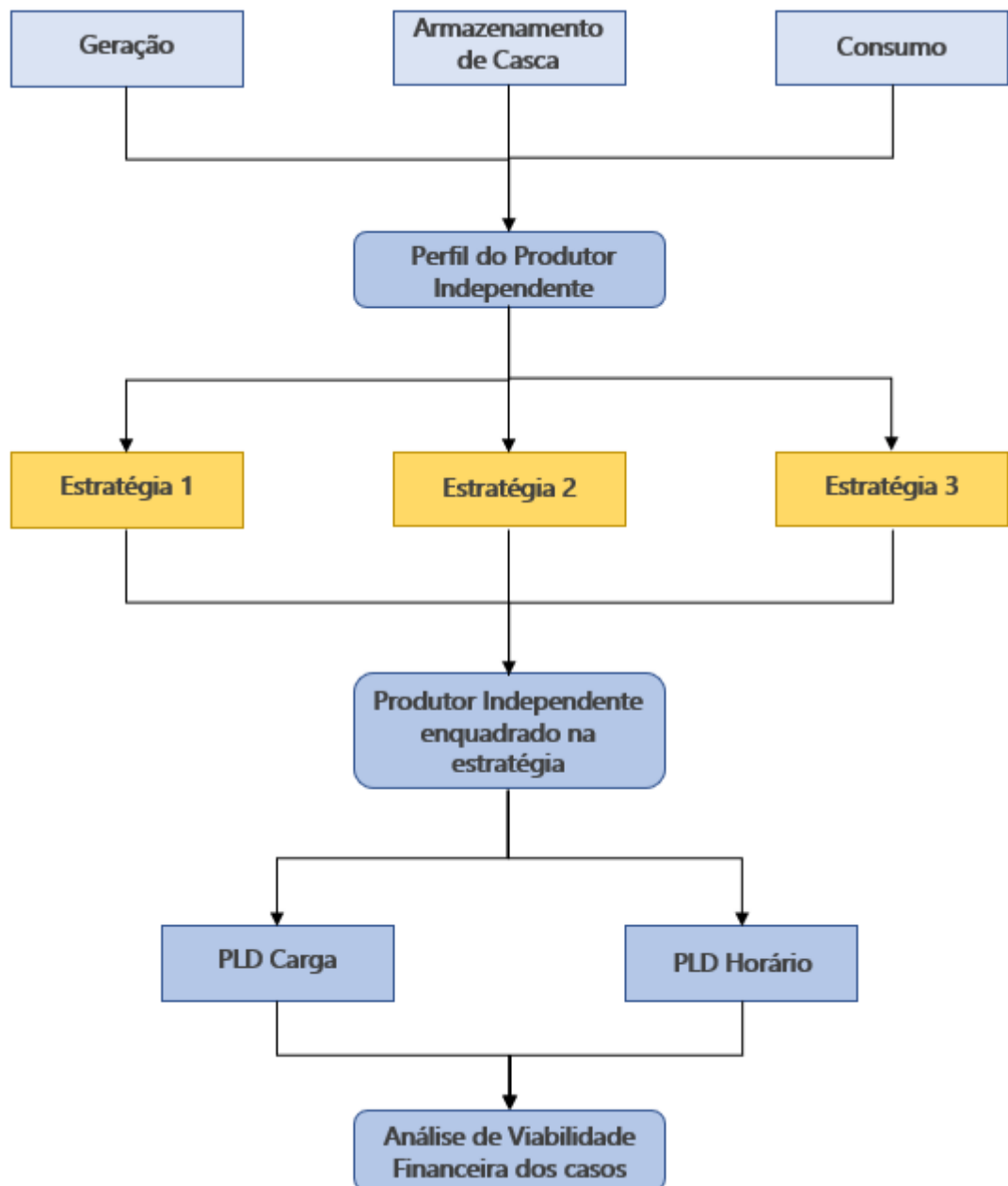
Segundo Ganin (2018), desde 2003 a energia negociada na CCEE no mercado de curto prazo cresceu consideravelmente. Tal energia é decorrente da diferença entre a energia gerada pelo SIN e a energia já firmada em contratos bilaterais, tanto no âmbito regulado quanto no livre. Essas operações com energia elétrica no mercado de curto prazo são valoradas ao PLD.

A variação horária do PLD é o que irá diversificar os benefícios das estratégias dos produtores independentes de energia no mercado de energia brasileira. Para isso, será levantado diferentes estratégias que produtor independente possam se enquadrar e entender os impactos financeiros na mudança da regulação do SEB.

4 METODOLOGIA

Esta seção apresenta o desenvolvimento de exemplos ilustrativos, com a finalidade de facilitar o entendimento da metodologia utilizada neste trabalho. Serão analisadas as três possíveis estratégias de mercado a serem adotadas por um produtor independente. A Figura 11 apresenta o diagrama esquemático da metodologia desenvolvida no trabalho.

Figura 11 - Diagrama esquemático da metodologia desenvolvida no trabalho.



Para a definição do perfil do produtor independente analisado nesse trabalho será necessário a caracterização de três aspectos principais: a curva de carga, a geração e a capacidade de armazenamento de casca de arroz. Após definidas tais premissas e construído o perfil do produtor independente analisado, são avaliadas as três estratégias propostas. A operação energética do produtor independente será estipulada conforme a estratégia analisada. Assim, é feita a simulação de custos tanto para a granularidade semanal quanto granularidade horária do preço da energia. Uma vez gerados os resultados, é feito um comparativo entre as diferentes bases temporais do preço, através de uma análise de viabilidade dos casos propostos.

4.1 Perfil do Produtor independente

Com o intuito de desenvolver um exemplo ilustrativo, há necessidade de realizar a caracterização do produtor independente. Dessa forma, serão definidos aspectos principais do produtor independente como sua curva de carga, sua capacidade de armazenamento de casca de arroz e as características da unidade geradora de energia.

Para as simulações, todos os casos contemplam um produtor de energia independente que possui uma unidade geradora local junto a sua unidade consumidora. Dessa maneira, o PIE tem como determinar se utilizará a própria geração para sua operação ou se irá negociá-la no mercado de energia.

4.1.1 Curva de Carga

A metodologia inicia-se com a obtenção do histórico de consumo de energia elétrica da unidade consumidora referente a um período de doze meses, mostrado na Tabela 1.

Tabela 1 - Consumo registrado pela unidade ao longo do período analisado.

	Consumo Mensal [MWh]	Consumo Mensal [MWmed]
Janeiro	5.539,498	7,45
Fevereiro	5.385,249	8,01
Março	6.049,080	8,13
Abril	6.014,168	8,35
Mai	6.160,964	8,28
Junho	6.013,445	8,35
Julho	6.049,957	8,13
Agosto	6.104,652	8,21
Setembro	5.916,111	8,22
Outubro	5.932,854	7,97
Novembro	5.790,457	8,04
Dezembro	5.662,686	7,61

Fonte: O autor baseado em CCEE, 2020.

Se faz necessário o levantamento de consumo durante o período de análise para poder entender a necessidade energética do produtor independente mensalmente. Nas análises, serão utilizados os valores apresentados na Tabela 1 para gerar o balanço energético mensal da unidade com base na estratégia definida.

Além dos valores de consumo mensal também é necessário o levantamento das demandas ativas registradas pela unidade no período de um ano. Cabe ressaltar que as demandas reativas não foram consideradas nas simulações. Assim, foram levantados os valores de demanda ativa nos postos tarifários de ponta e fora de ponta, apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 - Demandas registradas pela unidade ao longo do ano.

	Demanda Lida Ponta [kW]	Demanda Lida Fora Ponta [kW]
Janeiro	9.257,27	9.503,54
Fevereiro	9.253,86	9.849,48
Março	9.632,83	9.995,38
Abril	9.848,39	9.999,82
Maio	9.824,55	9.916,57
Junho	9.533,68	9.850,24
Julho	9.422,73	9.718,69
Agosto	9.656,53	9.721,51
Setembro	9.662,75	9.908,28
Outubro	9.553,75	9.653,49
Novembro	9.645,24	10.074,56
Dezembro	9.030,62	9.239,55

Fonte: O autor, 2020.

Os dados de demanda lida são utilizados nas análises para definir os gastos com distribuição que a unidade requisita nas análises financeiras de cada uma das estratégias apresentadas.

4.1.2 Armazenamento de Casca

Os exemplos ilustrativos também levam em consideração a capacidade de armazenamento do produtor independente. A geração de energia é derivada da queima do combustível, por isso será analisado o volume que a unidade tem disponibilidade em armazenar. A unidade geradora conta com silos próprios para armazenamento das cascas de arroz.

Além da capacidade de armazenamento próprio, é considerada a opção de o produtor independente comprar tal insumo de parceiros econômicos. Como a casca de arroz é um resíduo agroindustrial, subproduto do beneficiamento deste cereal, a unidade pode firmar contratos de fornecimento de tal insumo. Então, são levados em consideração o custo do insumo e o valor gasto com

seu transporte. Todos os valores despendidos com o combustível são agregados no custo variável unitário da unidade geradora, a fim de englobar os gastos nas análises financeiras.

4.1.3 Geração

A caracterização do produtor independente leva em consideração a sua capacidade de geração mensal. Embora a unidade geradora possua certa garantia física estipulada, diversos fatores influenciam a sua curva de geração. Por isso, é suposto para o estudo a curva de geração de uma usina termoeletrica a queima de casca de arroz real instalada no estado do Rio Grande do Sul, Brasil. Assim, são utilizados tais valores nas simulações. A Tabela 3 apresenta esses valores.

Tabela 3 - Volumes de energia gerados para o período analisado.

	Energia Gerada (MWh)	Energia Exportada (MWh)
Janeiro	2.939,08	2.575,28
Fevereiro	2.454,88	2.197,67
Março	3.702,95	3.311,72
Abril	2.659,42	2.217,55
Mai	3.588,34	3.174,76
Junho	4.579,60	4.369,53
Julho	4.249,55	3.826,44
Agosto	5.509,51	4.921,26
Setembro	4.017,42	3.604,39
Outubro	2.850,97	2.566,13
Novembro	5.568,39	4.995,76
Dezembro	4.701,17	4.201,59

Fonte: O autor, 2020.

Os montantes de geração apresentados são os utilizados nas simulações de operação mensal, a fim de avaliar os montantes de energia alocados para o consumo mensal da unidade. Vale ressaltar que a coluna Energia Gerada (MWh) é correspondente a energia total gerada e a coluna da Energia Exportada (MWh) é o volume que estará disponível para operacionalização. A diferença entre as gerações é proveniente do uso da energia para a própria operação da planta.

Com a definição dessas características chega-se no perfil do produtor independente a ser estudado nesse trabalho. A metodologia é desenvolvida com base em tais premissas, a fim de simular três possíveis estratégias de mercado que o produtor independente poderá aderir na sua operação no mercado livre de energia.

4.2. Estratégias de Mercado

As estratégias de mercado propostas diferem em dois aspectos principais: a quantidade de energia alocada para a própria unidade consumidora do produtor independente e a operacionalização do saldo remanescente. São detalhadas cada uma das estratégias nas subseções seguintes.

4.2.1. Estratégia 1: Alocação total da Energia Gerada

A primeira estratégia proposta pelo autor tem como base o uso completo da geração disponível da usina. A unidade consumidora tem um consumo mensal médio de 8,06 MWmed, tendo algumas oscilações mensais. A proposta para essa estratégia de mercado é utilizar inteiramente a energia exportada para compensar o consumo mensal horário da unidade.

Com isso, ao final de cada mês, é realizada uma análise energética dos volumes de geração e consumo da unidade, a fim de identificar a necessidade de operacionalização dos montantes de energia no mercado de curto prazo. Assim, mensalmente, a necessidade do agente é simulada no mercado de curto prazo. Após a construção dos balanços energéticos mensais são realizadas simulações financeiras considerando as diferentes granularidades do preço da liquidação das diferenças (PLD).

4.2.2. Estratégia 2: Venda de Parte da Energia Gerada em Contratos de Longo Prazo

Na segunda estratégia de mercado a ser considerada, o produtor independente gera sua capacidade plena, porém tem a opção de atrelar sua geração própria a contratos de longo prazo com outros agentes de mercado. O volume alocado para negociações de contratos bilaterais é de 2 MWmed.

Comprometendo sua geração própria em contratos bilaterais, o produtor independente necessariamente tem que adquirir o restante da sua energia consumida no mercado de curto prazo mensalmente. Caso não o faça, terá penalidade perante a CCEE por insuficiência de lastro de energia. Logo, são realizados os balanços energéticos mensais do agente, a fim de calcular a sua necessidade de energia. Com tal escopo, são realizadas as mesmas simulações financeiras considerando as granularidades distintas do preço da energia.

4.2.3. Estratégia 3: Operacionalização de Parte da Energia Gerada no MCP

A última estratégia proposta para o produtor independente é considerar a venda de parte da sua energia gerada no mercado de curto prazo. A geração continua sendo plena ao longo dos meses, entretanto 40% do seu volume é negociado no mercado de curto prazo ao preço de PLD.

Ao destinar parte de sua geração para as negociações do mercado de curto prazo, o produtor independente deve complementar sua necessidade no mercado *spot*. Para tal, são realizados os balanços mensais do agente a fim de determinar o volume que será vendido e comprado. Então, são simuladas as duas granularidades de preços a fim de determinar a mais rentável financeiramente.

4.3. Análise de Viabilidade Financeira

Tendo a possibilidade de adotar três estratégias de mercado, o produtor independente tem sua operação no mercado livre simulada financeiramente. A análise é realizada englobando duas grandes esferas de custo: os custos com distribuição e fornecimento de energia. São abordadas nas simulações as operações considerando o PLD Horário e o PLD Patamar-Carga.

4.3.1. Análise de Viabilidade para o PLD Horário

Cada uma das estratégias propostas tem sua operação simulada aplicando a metodologia do PLD Horário. São utilizadas as premissas de cada uma das estratégias para consolidar a operação energética mensal da unidade. A partir disso, é realizada a análise financeira de cada estratégia abordada.

Na esfera de custos da distribuição de energia, é realizado a simulação da operação do produtor independente pelo ponto de vista da distribuidora de energia. Para tal, os dados de consumo e demanda históricos serão confrontados com as tarifas aplicadas pela concessionária RGE no ano de 2019. As análises são realizadas considerando os impostos incididos sobre cada componente da distribuidora. São levados em consideração os descontos e tarifas aplicados para agentes produtor independentes de energia.

Na esfera de custos do fornecimento de energia, é realizada a simulação dos balanços energéticos mensais que derivam da estratégia escolhida. Com isso, é identificado a necessidade de compra ou venda de volumes mensais por parte do produtor independente. As simulações das operações no mercado de curto prazo utilizam os dados de PLD Sombra divulgados pelo ONS referentes ao ano de 2019. No que compete a venda de energia em contratos bilaterais, é utilizado histórico de preços de energia para contratos de longo prazo para os anos de 2020 no ano de 2019.

Ao final das simulações em ambas as esferas de custos, são levantados os gastos mensais totais da operação aplicando a granularidade horária do preço. Assim, é obtido o gasto anual com energia elétrica para tal unidade consumidora. Os resultados são comparados com as simulações da operação com a granularidade de preço semanal a fim de se obter conclusões de cada uma das estratégias abordadas, tanto financeiramente como quanto de riscos em adotar cada estratégia.

4.3.2. Análise de Viabilidade para o PLD Semanal

Cada uma das estratégias propostas terá sua operação simulada aplicando a metodologia do PLD Semanal. São utilizadas as premissas de cada uma das estratégias para consolidar a operação energética mensal da unidade. A partir disso, é realizada a análise financeira de cada estratégia abordada.

A metodologia para a análise financeira com tal granularidade de preço é semelhante a utilizada para as análises com PLD Horário. Nos custos de distribuição, são confrontados os montantes relevantes

sob o ponto de vista da distribuidora RGE, utilizando as tarifas aplicadas ao produtor independente de energia. As análises também contemplam os impostos pagos nessa esfera de custo.

Com relação ao fornecimento de energia, são calculados os balanços energéticos do agente. Após o levantamento dos volumes mensais a serem operacionalizados no mercado de curto prazo, é realizado a precificação de tais operações utilizando o PLD Semanal. Todas as simulações são com base no histórico de PLD Semanal apresentadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Para as estratégias que abordam contratos bilaterais de energia, é utilizado o mesmo histórico de preços das análises com o PLD Horário.

Após as simulações realizadas são levantados os custos mensais da unidade consumidora. Tais dados são comparados com os valores gerados pelas simulações aplicando o PLD Horário, para as respectivas estratégias propostas. Com isso, é identificada as diferenças financeiras para cada uma das bases temporais aplicadas nos preços.

5 ANÁLISE DOS RESULTADOS

A análise dos resultados obtidos para as três estratégias propostas tal como a construção do preço de geração de energia e a análise das variações da granularidade do PLD serão descritas nessa seção.

5.1. Geração de Energia e Armazenamento

Para dimensionar os custos da operação do produtor independente é necessário a obter o custo de geração por unidade de energia elétrica. Assim, foram levantados os custos da unidade geradora em duas esferas: o custo da planta e o custo de transporte do combustível. A Tabela 4 mostra os custos com combustível para o período analisado.

Tabela 4 - Custos com combustível para geração própria.

	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maió	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Energia Gerada [MWh]	2.939,08	2.454,88	3.702,95	2.659,42	3.588,34	4.579,60	4.249,55	5.509,51	4.017,42	2.850,97	5.568,39	4.701,17
Combustível Consumido [t]	3.316,38	2.770,03	4.178,32	3.000,82	4.048,99	5.167,51	4.795,09	6.216,79	4.533,16	3.216,96	6.283,23	5.304,68
Custo da Planta + Combustível - Mensal												
Custo da Casca [R\$]	132.655	110.801	167.133	120.033	161.960	206.700	191.803	248.672	181.326	128.679	251.329	212.187
Custo Fixo da Planta [R\$]	214.629	183.522	286.542	209.812	282.768	350.944	319.932	455.956	334.555	228.277	470.351	378.924
Custos Variáveis da Planta [R\$]	24.682	21.105	32.952	24.128	32.518	40.359	36.792	52.435	38.474	26.252	54.090	43.576
Total [R\$]	371.967	315.428	486.627	353.974	477.246	598.003	548.527	757.063	554.355	383.208	775.770	634.687

Fonte: O autor, 2020.

Para o custo de fornecimento, foram considerados os valores despendidos em compra de casca de arroz e custos fixos e variáveis da planta. Os volumes de casca de arroz utilizados foram conforme a geração de energia mensal. Para estipular os custos da usina, foram utilizadas informações de Maffioletti e Neto (2013), onde os custos fixos correspondentes à manutenção da usina são estimados em US\$20,00/MWh mensal. Também são considerados US\$2,30/MWh mensais para custos variáveis. Assim, considerando a energia gerada mensalmente, são encontrados os valores de custo fixo e variáveis da instalação.

Os dados de operação da usina apontam um consumo de 9,027 t/h para operar a geração sua plena de 8 MWmed. Por razões operacionais, a planta não opera em sua capacidade máxima, por isso foi realizado um cálculo proporcional de fluxo de casca de arroz para os dados de geração utilizados no estudo. A Tabela 5 mostra a relação de casca de arroz pela geração registrada mensalmente.

Tabela 5 - Combustível estimado para geração mensal.

	Autonomia Real [t/h]	Tonelada Mensal	Energia Gerada (MWh)
Janeiro	4,46	3.316,38	2.939,08
Fevereiro	4,12	2.770,03	2.454,88
Março	5,62	4.178,32	3.702,95
Abril	4,17	3.000,82	2.659,42
Maio	5,44	4.048,99	3.588,34
Junho	7,18	5.167,51	4.579,60
Julho	6,45	4.795,09	4.249,55
Agosto	8,36	6.216,79	5.509,51
Setembro	6,30	4.533,16	4.017,42
Outubro	4,32	3.216,96	2.850,97
Novembro	8,73	6.283,23	5.568,39
Dezembro	7,13	5.304,68	4.701,17

Fonte: O autor, 2020.

Levantada a necessidade mensal de combustível para a geração correspondente, foi estimado o custo com a compra do insumo. O valor gasto na casca de arroz é considerado na composição do preço final da geração. Segundo IRGA (2020), a casca de arroz foi comercializada na média de R\$ 40,00 por tonelada no estado do Rio Grande do Sul em 2019. Assim, o custo estimado para a compra de combustível está ilustrado na Tabela 6 em Custo da Casca.

Levando em consideração que a capacidade de armazenamento próprio da usina é de 870 toneladas, deve ser considerado os custos com transporte da casca de arroz até a unidade geradora. Para isso, foi realizado um levantamento médio de trajeto da planta de geração até os sete municípios onde se encontram os fornecedores de insumo. O trajeto médio é de 125 km de distância e é realizado por carretas que transportam até 12 toneladas de biomassa. Para fins de análise, foi considerada a autonomia de 3 km/l de diesel para os veículos de transporte. A Tabela 6 apresenta os custos com combustível diesel e custo de homem-hora para a captação do insumo de geração.

Tabela 6 - Estimativa dos custos com transporte da casca de arroz para o período analisado.

Custos de Transporte	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Diesel [R\$]	40.303	33.760	51.939	37.719	51.878	64.773	59.939	76.846	56.979	41.664	81.377	69.256
Humano [R\$]	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000
Total [R\$]	60.303	53.760	71.939	57.719	71.878	84.773	79.939	96.846	76.979	61.664	101.377	89.256

Fonte: O autor, 2020.

A fim de encontrar o valor despendido em transporte, foram realizadas as estimativas mensais do custo do diesel e depreciação do veículo. Foram utilizados preços de venda do diesel no estado do Rio Grande do Sul no ano de 2019, segundo a Agência Nacional de Petróleo (ANP, 2019). Para um valor

mais aderente à realidade, foi considerado o valor fixo de R\$ 20 mil mensais para custos de homem-hora do transporte.

Levantados os custos da planta e do transporte do combustível, conseguiu-se encontrar o custo mensal de cada unidade de energia produzido pela usina. A Tabela 7 apresenta os valores considerados, sem impostos aplicados.

Tabela 7 - Custo de geração total mensal para o período analisado.

	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Total Gasto Mensal [R\$]	432.270	369.188	558.565	411.692	549.124	682.776	628.466	853.909	631.334	444.872	877.147	723.943
Custo da Energia [R\$/MWh]	147,08	150,39	150,84	154,81	153,03	149,09	147,89	154,99	157,15	156,04	157,52	153,99

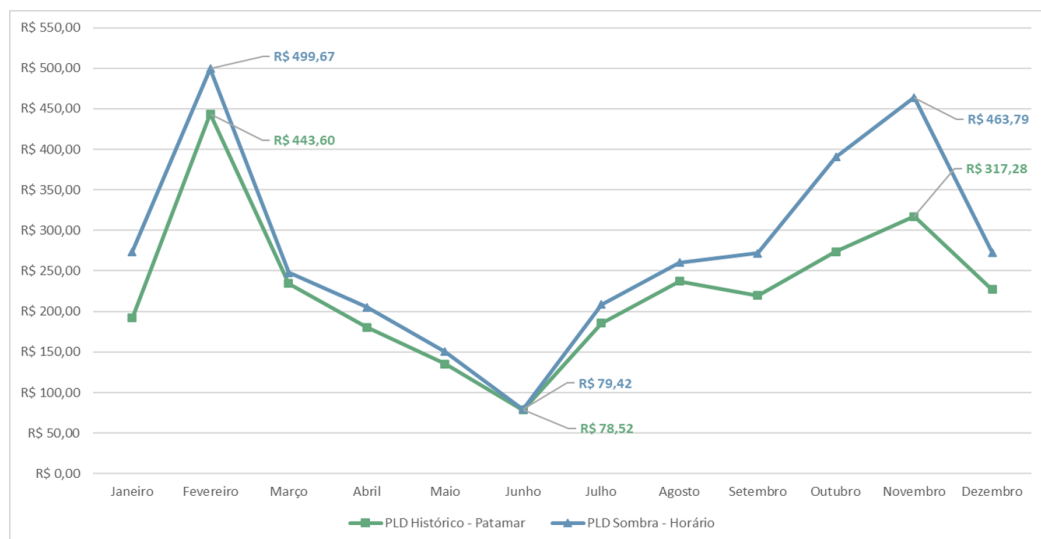
Fonte: O autor, 2020.

Ao levantar os custos mensais da planta para cada segmento de custo descritas acima, foi determinado o custo para a geração de energia mensal do produtor independente. Os valores serão considerados nas análises para levantar os custos de fornecimento mensais.

5.2. PLD

Uma vez que o objetivo principal desse trabalho é analisar o impacto da precificação horária nas estratégias de mercado propostas pelo autor, são levantados os valores mensais do PLD para ambas as granularidades. A Figura 12 elucida o comportamento dos preços em 2019, período escolhido para as análises.

Figura 12 - Comparativo do PLD Carga-Patamar e PLD Horário para 2019.



Fonte: O autor, 2020.

O gráfico dos preços médios para o ano de 2019 mostra as diferentes curvas do PLD Horário e do PLD Carga-Patamar. Embora apresentem valores diferentes em todos os meses, é possível identificar que a tendência de aumento e queda são iguais para ambas as granularidades.

Uma vez que o horizonte de previsão é mais próximo, o método de cálculo do PLD Horário é mais sensível às oscilações bruscas das premissas físicas de cálculo, como afluências, Energia Natural Afluente (ENA) e nível de reservatórios (armazenamento). Assim, durante o período úmido do submercado sul, que ocorre em torno de novembro a março de cada ano e é caracterizado pela alta variação de chuvas, é onde os valores de PLD são mais distantes. O modelo responde também a constâncias nas premissas, uma vez que o mês de junho, caracterizado por um período sem chuvas, tem valores quase idênticos para ambas as metodologias.

Como o modelo responde às condições sistemáticas e climatológicas do período, os meses apresentam diferentes variações mensais. A fim de levantar essas diferenças, a Figura 13 traz os valores diários do PLD para os meses de junho e novembro.

Figura 13 - PLD Carga x PLD Horário nos meses de janeiro e junho.



Fonte: O autor, 2020.

Em junho, o motivo para as curvas terem formatos distintos é justificado pela oscilação da Energia Natural Afluente (ENA) ao longo do mês. Entre as semanas, houve uma redução média de 10% nas previsões de afluências do ONS, resultando em 44% de queda nos valores de ENA mensal (CCEE, 2019). O modelo horário de preços, sendo mais sensível às variações do sistema, reflete tais diferenças ao longo do período. Embora o comportamento das curvas seja distinto, a média final do PLD Horário teve a menor diferença em relação ao PLD Carga-Patamar, com um aumento de R\$ 0,89 (1,13%). A variação pequena quanto às médias pode ser justificada com a variação dos níveis de reservatórios do SIN para o período. Em junho, a variação mensal de reservatórios foi de 0,1%, segundo CCEE (2019).

Já no mês de novembro, o PLD Horário alcançou uma diferença de R\$ 145,67 / MWh (45,79%) quando comparado com o PLD Carga-Patamar. A diferença das médias finais é justificada pelo mesmo motivo de junho: a variação do nível dos reservatórios. O mês de novembro encerrou sua operação com uma variação de 4,6% para todo o SIN (CCEE, 2019). O comportamento constante das curvas para ambas as granularidades é devido à baixa variação nas previsões semanais de ENA. As semanas tiveram variações de 1,4%, consolidando o mês com um aumento final de 4,12% (CCEE, 2019). Determinadas as variações mensais, é encontrada uma diferença média para o período analisado de R\$ 49,99 /MWh (22,01%) entre o PLD Horário e o PLD Carga-Patamar no submercado energético Sul para o ano de 2019.

Com os valores de custo de geração e PLD para ambas as granularidades encontrados, são realizadas as simulações de operação do produtor independente para ambas as metodologias de formação de preço. Os resultados dessas análises são explanados a seguir.

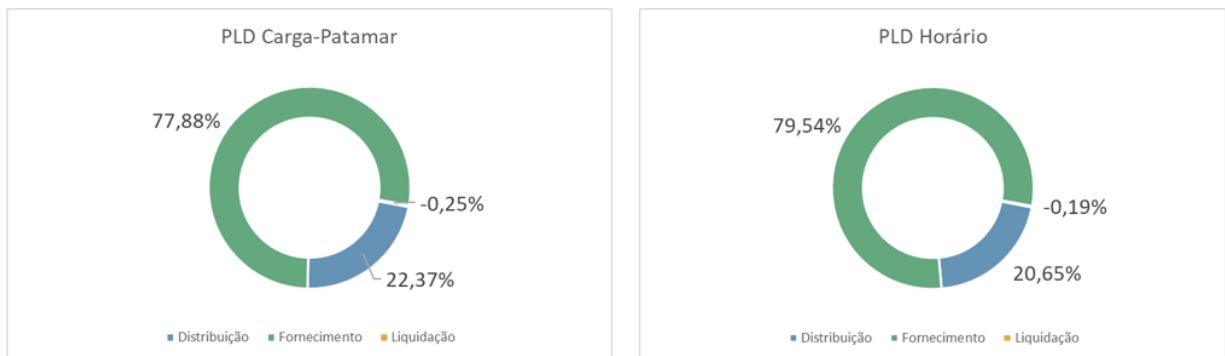
5.3. Alocação total da Energia Gerada

Levantados os dados de geração e PLD, é analisada a primeira estratégia de mercado proposta. Essa consiste no produtor independente alocando toda sua geração mensal no seu perfil de consumidor. É importante ressaltar que todas as análises são realizadas como geração local de energia. Assim, perante à CCEE, a modelagem do agente é feita através de dois perfis: um perfil de geração e outro perfil de consumo. Ao declarar o percentual de geração passível de alocação como 100%, toda a geração será considerada como recurso mensal do agente. Os aspectos dessa modelagem e sua influência para as análises podem ser melhores entendidos no capítulo 3 deste trabalho.

Embora a garantia física da usina seja de 8,0 MWmed, declarada para a ANEEL, o consumo mensal da unidade é de aproximadamente 8,5 MWmed. Assim, em todos os meses de operação, há necessidade de o agente adquirir volume de exposição no Mercado de Curto Prazo (MCP) para seu perfil de consumo. Dessa forma, foram analisadas as três principais esferas de custo de uma operação: a distribuição, o fornecimento e a liquidação financeira.

A Figura 14 apresenta a representatividade de cada um desses custos para o agente, quando posicionado na estratégia analisada.

Figura 14 - Estratégia 1: Representatividade de custos de cada segmento da operação.



Fonte: O autor, 2020.

Vemos que as representatividades das três esferas de custo são similares independente da granularidade aplicada. Contabilizando todo o período analisado, o agente possui desconto na liquidação financeira, por isso a representatividade é negativa. Logo, é necessário avaliar separadamente cada um dos segmentos, a fim de identificar as variações decorrentes da implementação do PLD Horário. Para os custos de distribuição, foram levantadas as principais componentes de faturamento mensal. As análises completas da operação anual estão no Apêndice A, entretanto a Tabela 8 traz o mês de janeiro como exemplo dos levantamentos de custos da distribuição para cada metodologia de preço.

Tabela 8 - Estratégia 1: Custos de Distribuição estratificados para o mês de janeiro.

Janeiro				Janeiro			
PLD Carga-Patamar				PLD Horário			
Distribuição	Quantidade	Tarifa c/ Imposto	Valor	Distribuição	Quantidade	Tarifa c/ Imposto	Valor
TUSD Dem. P [kW]	10.000,00	R\$ 19,06376	R\$ 190.637,6000	TUSD Dem. P [kW]	10.000,00	R\$ 19,06376	R\$ 190.637,6000
TUSD Dem. FP [kW]	10.300,00	R\$ 16,16899	R\$ 166.540,5970	TUSD Dem. FP [kW]	10.300,00	R\$ 16,16899	R\$ 166.540,5970
TUSD Cons. P [kWh]	88.652,64	R\$ 0,06622	R\$ 5.870,58	TUSD Cons. P [kWh]	88.652,64	R\$ 0,06622	R\$ 5.870,58
TUSD Cons. FP [kWh]	2.875.565,59	R\$ 0,06622	R\$ 190.419,95	TUSD Cons. FP [kWh]	2.875.565,59	R\$ 0,06622	R\$ 190.419,95
Subvenção Tarifária			R\$ 0,00	Subvenção Tarifária			R\$ 0,00
Total com Impostos			R\$ 553.468,7282	Total com Impostos			R\$ 553.468,7282

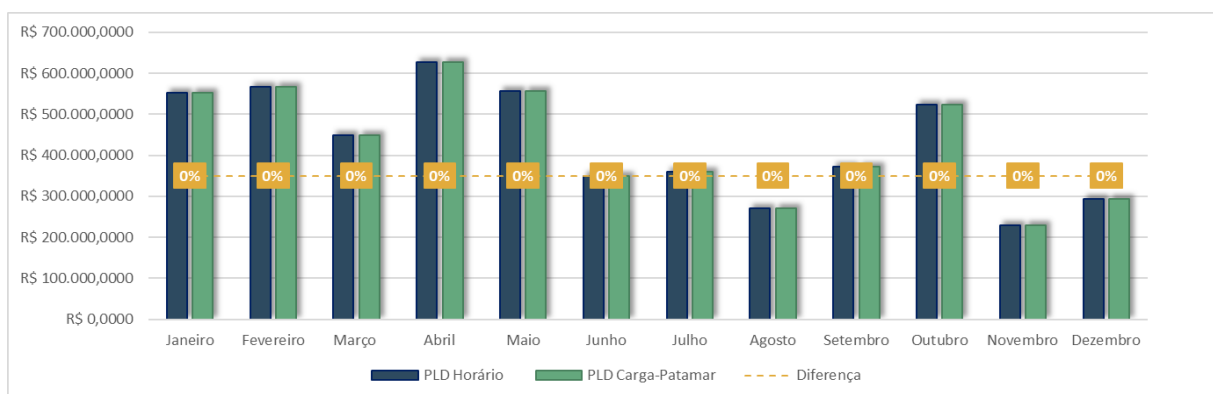
Fonte: O autor, 2020.

Os custos levantados para se avaliar a distribuição do produtor independente foram os custos com demanda e consumo. As tarifas empregadas foram as da distribuidora RGE, referentes aos ciclos 18/19 (ANEEL, 2018) e 19/20 (ANEEL, 2019) do subgrupo A3, considerando o ponderado de valores no seu mês de reajuste. Os impostos ICMS e PIS/COFINS são incluídos na análise nas tarifas da distribuidora para o estado do Rio Grande do Sul, e seguem alíquota divulgada mensalmente pela distribuidora. Para as componentes de demanda, é comparado mensalmente os valores de demanda contratada, em ambos postos tarifários, e seus referentes valores de demanda lida. Tal avaliação é considerada para estimar possíveis custos com ultrapassagem de demanda. Durante o período analisado, a unidade consumidora não apresentou nenhuma ultrapassagem de demanda.

Com relação a subvenção tarifária, foi considerado nos cálculos a previsão da subvenção pela possibilidade de a unidade ter o desconto de 50% na sua parcela da TUSD. A geração da usina é considerada incentivada especial 50%, devido ao seu insumo de geração: a casca de arroz. Para todas as simulações é considerada a compra no MCP de fonte convencional. Assim, ao realizar a compra, o agente mistura os tipos de fontes consumidas. Segundo o Procedimento de Comercialização para Geração Alocada (CCEE, 2017), caso o agente compre um percentual superior a 49% da garantia física da usina de energia convencional, ele não se enquadra apto a receber o incentivo do desconto TUSD. Assim, foi avaliado o percentual adquirido mensalmente no MCP, a fim de avaliar a possibilidade do desconto. Caso o desconto seja aplicável, a subvenção traz os valores de ICMS e PIS/COFINS da parcela que recebe desconto.

Dessa forma, foram levantados os custos mensais da distribuição para os dois cenários de simulação propostos. A Figura 15 apresenta os resultados e as diferenças entre eles.

Figura 15 - Estratégia 1: Custos de distribuição mensais para cada granularidade de preço.



Fonte: O autor, 2020.

As análises não apresentam diferenças entre os valores despendidos em distribuição, uma vez que a modificação da base temporal do PLD não reflete em divergências para as componentes que são levadas em consideração na distribuidora. Os custos com distribuição são impactados apenas pelos reajustes relacionados às tarifas da distribuidora, mediante aprovação da ANEEL.

Uma vez que as análises são simulações de uma produção de energia local, a energia que é gerada pela usina e alocada na carga não passa pelo sistema de distribuição. Logo, para os valores de consumo em ambos postos tarifários, é considerada somente a diferença entre o consumo e a geração do produtor independente de energia. Assim, as oscilações mensais dos custos finais são provenientes da geração alocada da usina. Uma vez que o empreendimento produz mais energia, os custos com distribuição são reduzidos pelo consumo tarifado ser menor. Como a distribuidora só contabiliza os

custos com a energia que não foi produzida pelo produtor independente, a geração tem uma relação inversamente proporcional com os custos de distribuição.

Para o fornecimento, é simulada a operação do agente alocando sua geração total como recurso do perfil consumidor. As exposições foram especificadas mensalmente conforme análise completa disposta no Anexo A. A Tabela 9 apresenta o mês de janeiro como exemplo.

Tabela 9 - Estratégia 1: Custos de fornecimento estratificados para o mês de janeiro.

Janeiro				Janeiro			
PLD Horário				PLD Carga-Patamar			
Fornecimento	Quantidade	Tarifa c/ Imposto	Valor	Fornecimento	Quantidade	Tarifa c/ Imposto	Valor
Geração Própria [MWh]	2.575,28	R\$ 202,16	R\$ 520.618,60	Geração Própria [MWh]	2.575,28	R\$ 202,16	R\$ 520.618,60
Balanço [MWh]	2.989,05	R\$ 376,42	R\$ 1.125.138,20	Balanço [MWh]	2.989,05	R\$ 264,05	R\$ 789.258,65
Total com Impostos			R\$ 1.645.756,81	Total com Impostos			R\$ 1.309.877,26

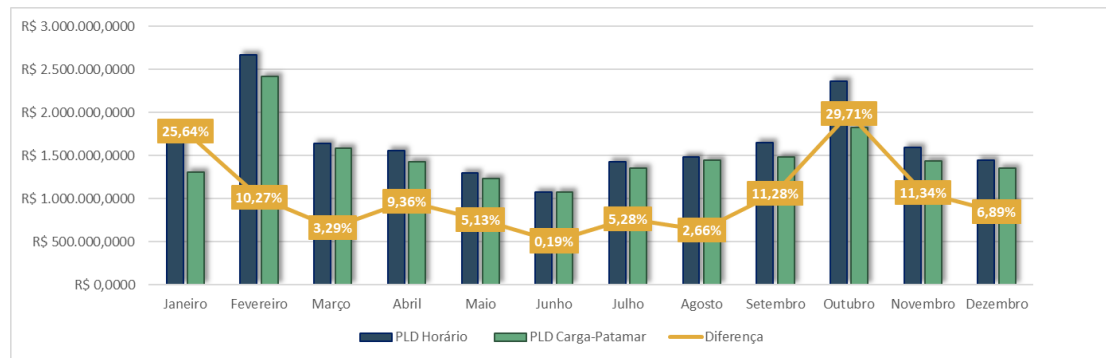
Fonte: O autor, 2020.

No segmento do fornecimento são levantados os custos que o agente tem mensalmente com a energia consumida. Na linha da Geração Própria, é levantado o montante de energia mensal que é gerado pela usina e alocado no perfil de consumidor do agente. O preço da geração é a composição dos custos agregados apresentados no cálculo da geração. No mês de janeiro, o custo de produção da usina é de R\$ 147,08/MWh, sem impostos. As análises levam em consideração o ICMS de 18%, alíquota aplicada ao estado do Rio Grande do Sul para clientes industriais, e PIS/COFINS de 9,25%, alíquota definida para o custo de energia.

Na linha do Balanço é determinado o volume de energia que o agente deve adquirir no mercado de curto prazo. Os preços utilizados mensalmente são correspondentes ao PLD mensal, para ambas as granularidades, considerando um deságio de R\$ 1,43 para compra da fonte convencional. O valor do deságio aplicado é a média dos deságios para operações de compra no mercado de curto prazo de 2019, segundo o Balcão de Comercialização de Energia Elétrica Brasileiro (BBCE).

Com a implementação do PLD Horário, a mesma operação teria aumento no custo em R\$ 335.879,55 (25,64%). A razão se dá pela diferença entre o preço médio horário e carga-patamar. Embora a variação entre as granularidades do PLD seja de 42,55%, a representatividade da compra no MCP é de 65,24%. Então, são encontrados os custos estimados em fornecimento para todos os meses analisados. A Figura 16 mostra os custos para cada uma das modalidades de preço, tal como suas diferenças de custo final.

Figura 16 – Estratégia 1: Custos de fornecimento mensais para cada granularidade de preço.



Fonte: O autor, 2020.

Uma vez que todos os meses possuem diferença quanto ao PLD Horário e Carga-Patamar, os custos de fornecimento também são diferentes. A variação entre os custos para as simulações é proporcional a diferença encontrada entre o próprio PLD. Uma vez que ambas as granularidades seguem a mesma tendência de queda ou aumento, os custos totais de fornecimento variam na proporção.

Por fim, são analisados os resultados da operação no que tange a liquidação financeira do agente ao aplicar a estratégia em questão. Os resultados dessa esfera de custo são apresentados para todo o período no Apêndice A e a Tabela 10 apresenta o mês de janeiro como exemplo.

Tabela 10 - Estratégia 1: Custos de liquidação financeira estratificados para o mês de janeiro.

Janeiro			Janeiro		
PLD Horário			PLD Carga-Patamar		
Encargos	Valor		Encargos	Valor	
Liquidação Financeira		R\$ 46.995,17	Liquidação Financeira		R\$ 17.527,66

Fonte: O autor, 2020.

Para o levantamento dos custos mensais de liquidação financeira do agente, é realizada uma simulação de liquidação horária para cada mês. Com isso, são calculados os montantes de balanço do agente, confrontando seus recursos e requisitos horários durante o mês. Como requisito, são utilizados os valores de consumo horário da unidade consumidora. Como recurso é considerada sua geração mensal, distribuída de maneira *flat*⁵ pelas horas do mês, somada a seus contratos de compra de energia no mercado de curto prazo. Os montantes adquiridos no MCP são distribuídos de maneira *flat* também. Apurados os montantes de exposição e sobra de cada hora do agente, os volumes são valorados ao PLD aplicado na correspondente hora. Para o PLD Horário, é utilizado o *deck*⁶ de preços do PLD Sombra da operação de 2019, disponibilizados pela CCEE. Já para o PLD Carga-Patamar, é considerada a regra de

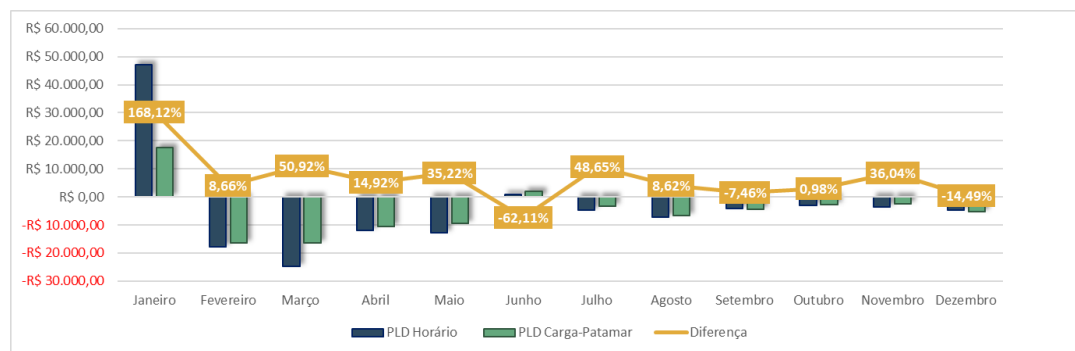
⁵ *Flat*: Termo frequente utilizado no mercado de energia para determinar distribuição igual de volumes de energia.

⁶ *Deck*: Designa o conjunto de dados que representam a operação do PLD Sombra.

patamares definida pela Comissão Permanente para Análises de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP), publicada em Memória de Reunião em julho de 2018 e também disponíveis nos Procedimentos de Rede do ONS (ONS, 2020).

As análises completas são encontradas no Apêndice A e a Figura 17 apresenta os custos mensais de liquidação financeira e as variações entre as metodologias de cálculo do PLD.

Figura 17 - Estratégia 1: Custos de liquidação financeira mensais para cada granularidade de preço.



Fonte: O autor, 2020.

Ao analisar o período completo, vê-se que na maioria dos meses o agente possui crédito na liquidação financeira. As compras realizadas no MCP têm intuito de garantir a suficiência de lastro de energia do agente, de maneira que ele não apresente requisito maior que o recurso em nenhum mês. Por possuir um fator de carga de 0,8, o agente fica mais exposto às variações entre as granularidades de preço, uma vez que mantém seu consumo horário alto e constate ao longo das horas contabilizadas. Assim, na metodologia Carga-Patamar, pode-se considerar que seus custos de liquidação são distribuídos regularmente ao longo do mês, devido a pequena variação entre os patamares de carga. Com a implementação do PLD horário, há oscilações mais bruscas em intervalo de tempo idêntico, que são contabilizadas pelos volumes altos e constantes de consumo do agente.

A diferença no crédito anual de liquidação com a operação do PLD Horário é de R\$ 11.474,50 (19,66%). Assim, a nova metodologia de preço aplicada priva o produtor independente de 19,66% do crédito que ele viria a ter na operação carga-patamar. Ressalta-se que todas as operações e contratos firmados pelo agente são de modulação *flat*. Por isso, os valores encontrados no resultado da liquidação financeira serão os mesmos para todas as estratégias analisadas. Embora com diferentes caminhos operativos, o registro da geração e operações do MCP chegam sempre no mesmo recurso final. Logo, não será levantada a análise referente à liquidação financeira nas demais análises.

Encontrados os custos previstos para a operação do agente produtor independente em cada um dos segmentos descritos acima, é realizada a comparação mensal de cada base temporal do PLD. A Tabela 11 ilustra os valores encontrados para o mês de janeiro.

Tabela 11 - Estratégia 1: Comparativo entre granularidades para janeiro.

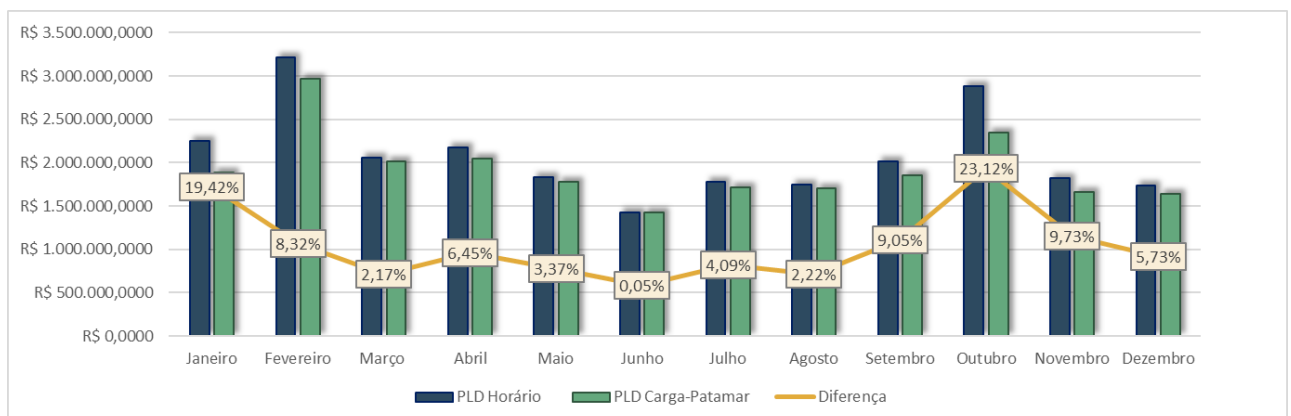
Comparativo de Operações				
Janeiro				
Segmento	PLD Carga-Patamar	PLD Horário	Diferença [R\$]	Diferença [%]
Distribuição	R\$ 553.468,73	R\$ 553.468,73	R\$ 0,00	0,00%
Fornecimento	R\$ 1.309.877,26	R\$ 1.645.756,81	R\$ 335.879,55	25,64%
Liquidação	R\$ 17.527,66	R\$ 46.995,17	R\$ 29.467,51	168,12%
Total	R\$ 1.880.873,65	R\$ 2.246.220,71	R\$ 365.347,06	19,42%

Fonte: O autor, 2020.

Ao analisar-se os custos individuais de cada segmento são possíveis entender em qual das esferas a mudança da granularidade do preço tem mais impacto. Segundo os resultados comparativos para o mês de janeiro, a liquidação financeira é o que apresenta variação maior. Uma vez que a mudança do PLD Horário aumenta o valor médio do preço no ano analisado, é natural que a variação maior seja na liquidação, que sofre aumento proporcional ao valor do PLD de acordo com base temporal.

Com relação ao fornecimento, percebe-se que a alocação de geração total do agente no perfil consumidor mitiga os riscos de exposição às variações da mudança do PLD. Uma vez que a parcela de energia comprada é inversamente proporcional a geração, quanto menor a parcela de compra no MCP menor é o efeito da diferença entre as metodologias de preço. Devido as diferentes representatividades de cada segmento, o valor de diferença total simulado é de 19,42% para o mês de janeiro. A Figura 18 apresenta as variações dos custos totais no período analisado.

Figura 18 - Estratégia 1: Custos mensais de operação para cada granularidade de preço.



Fonte: O autor, 2020.

O gráfico de custos totais da operação reflete o comportamento dos custos de fornecimento, uma vez que esse segmento possui maior representatividade nos custos operacionais. Alocando totalmente

sua geração para uso da própria carga, o produtor independente reduz a influências das oscilações do PLD na sua operação. Como seus custos de geração são mais constantes, a diferença entre granularidades tem baixo impacto quando essa estratégia é adotada. Isso pode ser notado pelas diferenças mensais de operação: somente outubro apresenta variação superior à variação média das granularidades de preço para 2019. O valor de 23,12%, equivalente a R\$ 541.760,43, é gerado pelo alto volume de exposição do agente valorado à segunda maior diferença entre o PLD Horário e PLD Carga-Patamar.

5.4. Alocação da Energia Gerada em Contratos de Longo Prazo

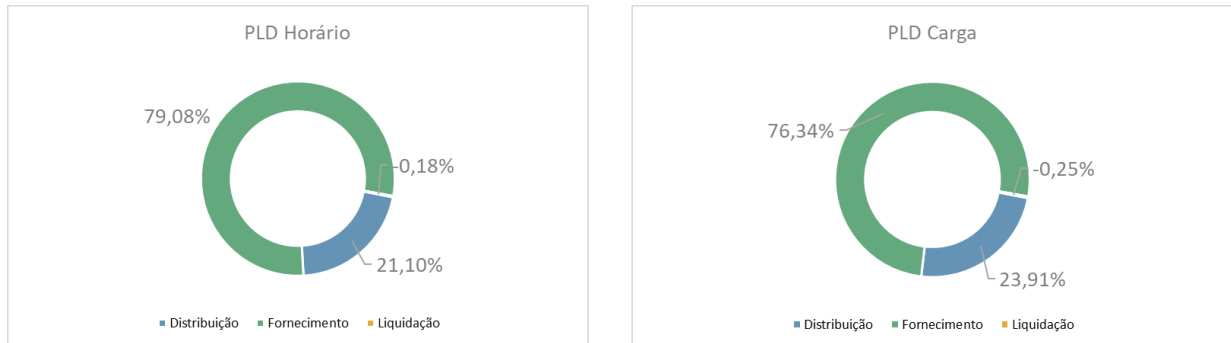
A segunda estratégia analisada propõe que o produtor independente aloque 2 MWmed de sua geração em um contrato bilateral de longo prazo. Os critérios de modelagem do agente perante a CCEE permanecem os mesmos apresentados na primeira estratégia. A diferença irá se encontrar no percentual de energia passível de alocação informado à CCEE. Uma vez que o produtor independente tem fixo um contrato bilateral de venda negociado, é necessário que o perfil de geração do agente assegure o lastro de energia vendida.

O contrato possui como premissas os seguintes tópicos:

- Tipo da Fonte: Incentivada Especial 50%;
- Submercado: Sul;
- Volume: 2 MWmed;
- Flexibilidade: +15% / -15%;
- Sazonalização: Flat;
- Modulação: Flat;
- Preço Base: R\$ 203,00;
- Índice de Reajuste: IPCA
- Data Base: 11/2018

Definidas as características do contrato, foi realizada a correção do preço base aplicando a variação de 0,25% para o IPCA de 11/2019 até 01/2019, segundo Banco Central do Brasil. Dessa forma, o valor reajustado chega em R\$ 203,06. Assim, é seguida metodologia semelhante à primeira estratégia, analisando economicamente os três segmentos de operação no mercado de energia. A Figura 19 apresenta a representatividade de cada esfera de custo quando o produtor independente se enquadra nessa estratégia.

Figura 19 - Estratégia 2: Representatividade de custos de cada segmento da operação.



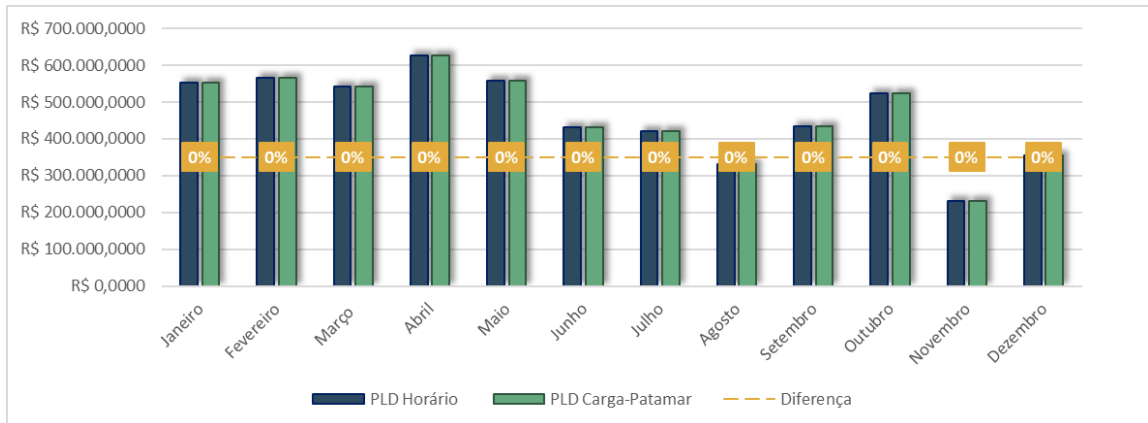
Fonte: O autor, 2020.

No que tange a análise proposta, nota-se diminuição da representatividade do fornecimento e da liquidação com relação ao custo total de operação. Já a distribuição passa a ter maior representatividade, pois tem um custo anual maior que na primeira estratégia. O motivo da mudança é dado pela venda de parte da geração da usina para o contrato bilateral. Uma vez que a geração alocada na carga passa a ser menor, o agente tem maior necessidade de compra no MCP aumentando a participação da fonte convencional no seu balanço energético. Assim, alguns meses apresentam custos maiores de distribuição em função da subvenção tarifária aplicada. Já para a liquidação financeira, há uma redução no valor de representatividade. Como os valores finais são os mesmos, e tem-se um aumento no valor absoluto dos outros segmentos, sua representatividade sofre uma diminuição.

Seguindo a mesma metodologia aplicada na primeira análise, tem-se o levantamento dos valores das três esferas de custo estudadas. Para a liquidação financeira, são encontrados os mesmos valores já citados na análise da primeira estratégia. Assim, se faz necessária a avaliação apenas do segmento de distribuição e fornecimento.

Foram levantados os custos com distribuição mensalmente para o período analisado. As diferenças encontradas, quanto à primeira estratégia, foram provenientes do desconto aplicado à tarifa TUSD para os meses que o agente cumpre o critério de percentual de complementação de geração. Assim, o mês de janeiro não possui diferenças quanto a primeira análise. Os valores mensais são encontrados no Apêndice B e a Figura 20 traz os custos obtidos de cada mês para o período analisado.

Figura 20 - Estratégia 2: Custos de distribuição mensais para cada granularidade de preço.



Fonte: O autor, 2020.

Analisando o gráfico nota-se que as diferenças entre granularidades ainda são nulas, uma vez que a variação do PLD não influencia os custos com distribuição. Destaca-se alguns meses como março e setembro, que embora possuam variação nula para ambas as metodologias de construção do PLD, possuem custos mais elevados na distribuição. O aumento nos custos é proveniente do percentual de complementação de energia do agente.

Para o fornecimento são apresentados os custos que o agente teria consumindo sua própria geração, das operações no mercado de curto prazo e da energia negociada através de contrato bilateral. As análises mensais do período estipulado se encontram no Apêndice B e a Tabela 12 mostra os valores abertos do mês de janeiro para ambas granularidades de preço.

Tabela 12 - Estratégia 2: Custos de fornecimento estratificados para o mês de janeiro.

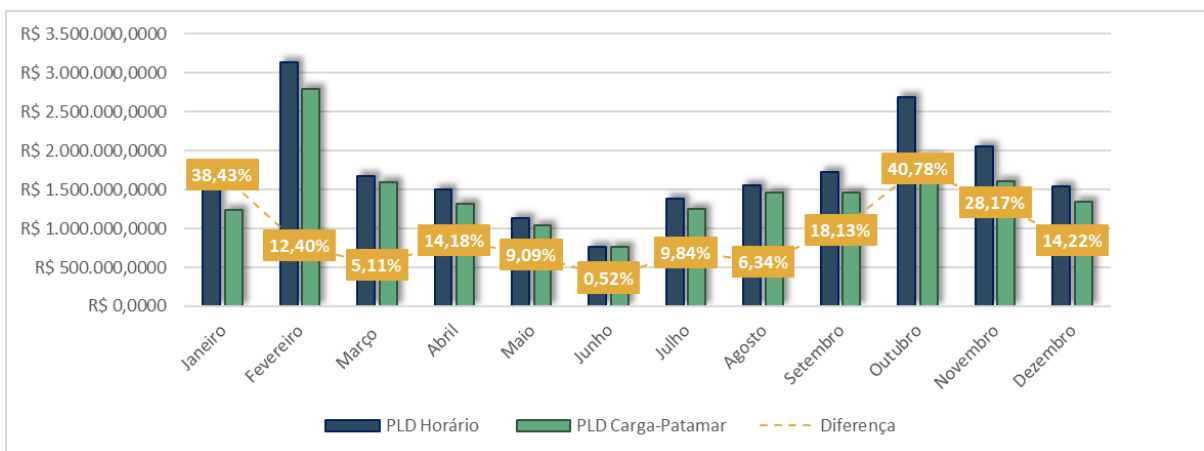
Janeiro				Janeiro			
PLD Horário				PLD Carga-Patamar			
Fornecimento	Quantidade	Tarifa c/ Imposto	Valor	Fornecimento	Quantidade	Tarifa c/ Imposto	Valor
Geração Própria [MWh]	2.575,28	R\$ 202,16	R\$ 520.618,60	Geração Própria [MWh]	2.575,28	R\$ 202,16	R\$ 520.618,60
Balanco [MWh]	4.253,85	R\$ 376,42	R\$ 1.601.234,22	Balanco [MWh]	4.253,85	R\$ 264,05	R\$ 1.123.229,09
Energia Negociada [MWh]	1.264,80	R\$ 316,23	-R\$ 399.967,70	Energia Negociada [MWh]	1.264,80	R\$ 316,23	-R\$ 399.967,70
Total com Impostos			R\$ 1.721.885,12	Total com Impostos			R\$ 1.243.879,9933

Fonte: O autor, 2020.

Na linha da geração própria é levantado o volume total de produção do agente e valorado ao seu custo geração. Como esses valores não sofrem influências da mudança do PLD, por serem puramente pertencentes à usina do produtor independente, não há variação entre as simulações quanto a essa parte. No balanço de energia é apresentado o valor de exposição do agente sendo valorada ao preço de PLD. A diferença entre os valores de PLD Horário e Carga-Patamar foi de R\$ 112,37 (42,55%) para o mês de janeiro, resultando na diferença de valores despendidos em compras no mercado de curto prazo. No mês de janeiro, a diferença da granularidade onera o produtor independente em R\$ 478.005,12.

Quanto a energia negociada, é apresentado o volume de energia registrado para o contrato bilateral valorado ao preço de contrato reajustado. Uma vez que o contrato prevê um limite de flexibilidade de 15%, são simuladas diferentes utilizações do contrato para cada mês. Isso afetará no valor abatido dos custos totais mensais. Os valores apresentados contêm ICMS e PISCOFINS conforme o estado do Rio Grande do Sul, aplicadas as mesmas alíquotas apresentadas na primeira estratégia. Levantados todos os custos de fornecimento, a Figura 21 compara os custos mensais e as variações apresentadas pelas simulações

Figura 21 - Estratégia 2: Custos de fornecimento mensais para cada granularidade de preço.



Fonte: O autor, 2020.

Uma vez que os custos de fornecimento são inversamente proporcionais ao volume de geração da usina, os percentuais de diferenças não refletem por completo as variações entre as granularidades do PLD. Ao analisar os meses de 2019, tem-se uma diminuição no impacto da variação entre bases temporais do preço para todos os meses. Uma vez que a energia gerada tem o preço médio de R\$ 209,94 no período, a energia negociada no contrato possui o valor de venda de R\$ 230,06. A diferença de R\$ 20,12 entre o preço médio pago para gerar a energia vendida e o preço de venda contribui positivamente para a redução de impacto do PLD Horário. Considerando a variação média anual de 20,18% entre as granularidades de preço, o total gasto com fornecimento para a granularidade horária deveria ser de R\$ 21.379.301,44. Ao implementar na estratégia a venda de 2 MWmed a um preço fixo e maior que os custos de geração, há uma redução de R\$ 493.541,76 (2,77%) no fornecimento. Assim, identifica-se que a venda de energia, se feita a um preço maior do que o preço do PLD, reduzem a influência da mudança de granularidade nos custos finais de fornecimento e, por consequência, na operação.

Realizadas as simulações para todo o período proposto, é feito o levantamento de custo mensal da operação e comparados para cada base temporal. A Tabela 13 traz os valores consolidados do mês de janeiro, a fim de exemplificar o estudo.

Tabela 13 - Estratégia 2: Comparativo entre granularidades para janeiro.

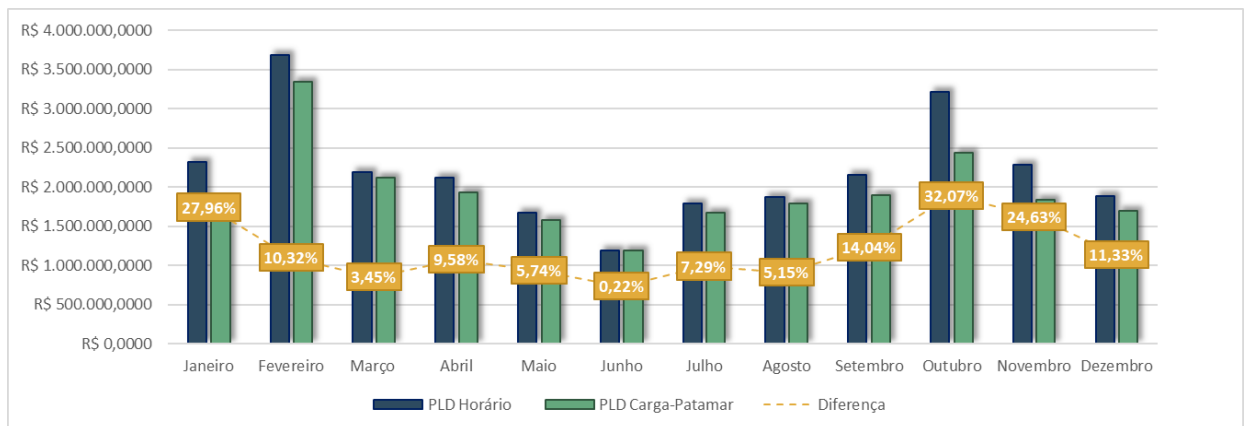
Comparativo de Operações				
Janeiro				
	PLD Patamar Carga	PLD Horário	Diferença [R\$]	Diferença [%]
Distribuição	R\$ 553.468,73	R\$ 553.468,73	R\$ 0,00	0,00%
Fornecimento	R\$ 1.243.879,99	R\$ 1.721.885,12	R\$ 478.005,12	38,43%
Liquidação	R\$ 17.527,66	R\$ 46.995,17	R\$ 29.467,51	168,12%
Total	R\$ 1.814.876,38	R\$ 2.322.349,02	R\$ 507.472,64	27,96%

Fonte: O autor, 2020.

Segundo os resultados comparativos para o mês de janeiro, a liquidação financeira e a distribuição possuem o mesmo valor para a análise da primeira estratégia. Vale ressaltar, porém, que para o mês em questão o agente adquire um volume de energia convencional superior a 49% da garantia física de sua usina. Assim, no segmento de distribuição, não há desconto na tarifa TUSD, como acontece em alguns meses do período analisado, por isso os valores permanecem iguais.

Como cada segmento possui uma representatividade diferente nos custos totais, a variação para o mês de janeiro foi de 27,96%. A Figura 22 apresenta os valores comparativos de custos totais para todo o período analisado.

Figura 22 - Estratégia 2: Custos mensais de operação para cada granularidade de preço.



Fonte: O autor, 2020.

Quando os custos mensais são comparados, nota-se que a variação da diferença entre o PLD Horário e o PLD Carga-Patamar é o que dita o comportamento dos custos de operação do produtor independente. Ao vincular parte da sua geração a um preço fixo no contrato de venda, o impacto da mudança no PLD é aumentado. Uma vez que o agente reduz seu abastecimento proveniente da geração própria, aumenta sua necessidade de adquirir energia no MCP. Logo, toda a vez que o PLD Horário estiver com valor superior a seu preço de venda do contrato bilateral, a mudança de granularidade é mais aparente. Por isso, as diferenças encontradas para as simulações são superiores as da primeira estratégia.

Finalizadas as análises propondo comprometer um volume fixo de geração em contratos bilaterais de longo prazo, o próximo subcapítulo analisa a terceira estratégia proposta pelo trabalho.

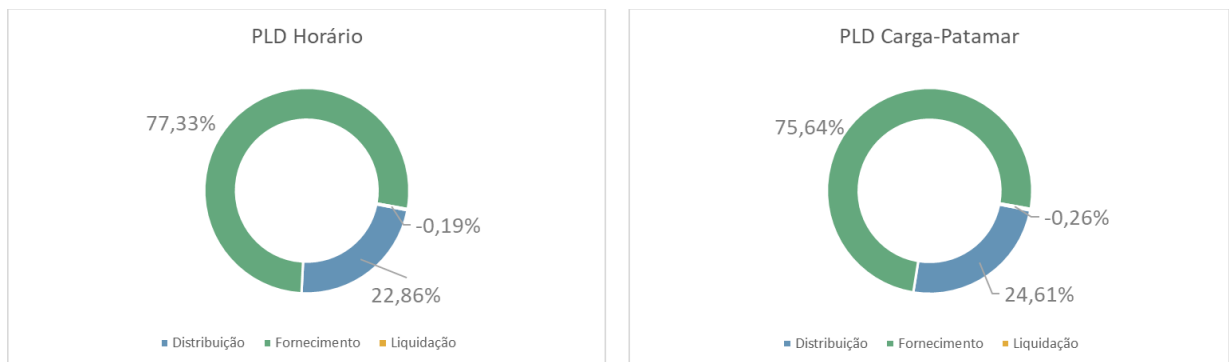
5.4. Operacionalização de Parte da Energia Gerada no Mercado de Curto Prazo

A proposta da terceira estratégia é comprometer mensalmente 40% do volume de geração do produtor independente para venda no mercado de curto prazo. Ao realizar a venda da energia incentivada especial 50%, o agente deverá realizar uma busca por mais energia a fim de complementar sua geração e alocar para o perfil de consumidor. Explorando sua classificação de agente livre, o produtor independente compra fonte convencional e especula a diferença de preço entre as fontes.

Ainda sob a mesma modelagem do agente dentro da CCEE, a estratégia irá se diferenciar pelo percentual de energia passível de alocação do perfil gerador para o perfil consumidor. Na segunda estratégia, o percentual de venda era fixo e o percentual passível de alocação era variável conforme energia requerida pelo contrato bilateral. Nessa estratégia o percentual de energia passível de alocação será fixo em 60% e a energia que sobrar no perfil será operacionalizada no mercado de curto prazo.

As simulações seguem a mesma metodologia já empregada nas estratégias anteriores: é analisado a variação dos custos de distribuição, fornecimento e liquidação financeira para cada granularidade de preço. Assim, será possível identificar o impacto da implementação da operação horário para o produtor independente de energia. Logo, são levantadas as representatividades de cada segmento de custos. Na Figura 23 são apresentados os valores para ambas as simulações.

Figura 23 - Estratégia 3: Representatividade de custos de cada segmento da operação.



Fonte: O autor, 2020.

Analisando a estratégia proposta, verifica-se que as representatividades permanecem quase iguais as expostas na segunda estratégia. Embora semelhantes, nota-se a redução da representatividade do fornecimento na operação consolidada, enquanto distribuição e liquidação têm um leve aumento. Ao tirar vantagem da diferença de fontes convencional e incentivada, o fornecimento acaba reduzindo seus

custos. Logo, sabendo que os valores de distribuição e liquidação financeira são idênticos aos apresentados na segunda estratégia, é necessária apenas a avaliação dos custos com fornecimento.

No fornecimento será considerada a geração própria do agente alocada para o perfil consumidor; o resultado do balanço de energia e o montante negociado no mercado de curto prazo referente à venda de 40% do volume de geração exportada. A Tabela 14 apresenta os resultados das simulações do mês de janeiro, como exemplo ilustrativo.

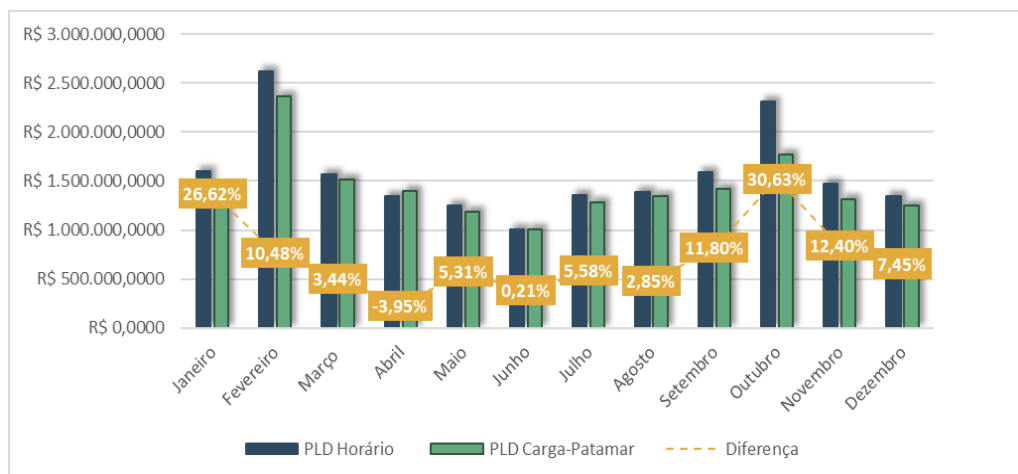
Tabela 14 - Estratégia 3: Custos de fornecimento estratificados para o mês de janeiro.

Janeiro				Janeiro			
PLD Horário				PLD Carga-Patamar			
Fornecimento				Fornecimento			
Geração Própria [MWh]	2.575,28	R\$ 202,16	R\$ 520.618,60	Geração Própria [MWh]	2.575,28	R\$ 202,16	R\$ 520.618,60
Balanço [MWh]	4.019,16	R\$ 376,42	R\$ 1.512.892,21	Balanço [MWh]	4.019,16	R\$ 264,05	R\$ 1.061.259,20
Energia Negociada [MWh]	1.030,11	R\$ 423,16	-R\$ 435.901,35	Energia Negociada [MWh]	1.030,11	R\$ 310,79	-R\$ 320.147,89
Total com Impostos			R\$ 1.597.609,46	Total com Impostos			R\$ 1.261.729,9159

Fonte: O autor, 2020.

Elencado os valores de cada parte do fornecimento, nota-se que os custos de geração própria são iguais para ambas as simulações. Na parte do balanço, é percebida a diferença entre os preços, seguindo a mesma variação entre o PLD Horário e Carga-Patamar. Importante ressaltar que o deságio utilizado nas simulações para as compras no mercado de curto prazo é idêntico em todas as simulações. Já quanto a energia negociada, o PLD Horário apresenta um aumento de R\$ 115.753,46 (36,16%) no lucro pela venda da energia gerada no mercado de curto prazo. A Figura 24 mostra os custos mensais do fornecimento e as variações para ambas as granularidades.

Figura 24 - Estratégia 3: Custos de fornecimento mensais para cada granularidade de preço



Fonte: O autor, 2020.

A oscilação mensal dos custos de fornecimento segue o padrão de variação do PLD. Mesmo que haja uma diferença média do PLD Horário para o PLD Carga-Patamar de 20,18% no período analisado, ambas as granularidades apresentam tendência de queda e aumento juntas. Assim, o valor final do fornecimento tende a seguir a tendência da curva de preços independente da base temporal.

Já a diferença de custo entre cada simulação sofre mensalmente o impacto do lucro gerado na venda de energia da usina. Esse se dá pela diferença do preço de venda da energia incentivada 50% e do preço de compra da energia convencional. Embora ambas sofram influência do PLD mensal, existe diferença entre os *spreads*⁷ de mercado das fontes. Para a venda de energia incentivada 50%, foi considerado ágio no PLD, sendo ele igual em qualquer granularidade. Para o mês de janeiro é simulado o ágio de R\$ 34 /MWh na venda de energia incentivada e o deságio de R\$ 1,45 para a compra da fonte convencional, segundo dados do BBCE de 2019. Como a venda é feita considerando o ágio de venda, o agente consegue uma redução de R\$ 48.412,69 especulando a variação de preços entre as fontes convencionais e incentivada especial 50%.

Realizadas as simulações para todo o período proposto, é feito o levantamento de custo mensal da operação e comparados os valores das suas simulações. A Tabela 15 traz os valores consolidados do mês de janeiro a fim de exemplificar o estudo.

Tabela 15 - Estratégia 3: Comparativo entre granularidades para janeiro.

Comparativo de Operações				
Janeiro				
	PLD Patamar Carga	PLD Horário	Diferença [R\$]	Diferença [%]
Distribuição	R\$ 553.468,73	R\$ 553.468,73	R\$ 0,00	0,00%
Fornecimento	R\$ 1.261.729,92	R\$ 1.597.609,46	R\$ 335.879,55	26,62%
Liquidação	R\$ 17.527,66	R\$ 46.995,17	R\$ 29.467,51	168,12%
Total	R\$ 1.832.726,30	R\$ 2.198.073,37	R\$ 365.347,06	19,93%

Fonte: O autor, 2020.

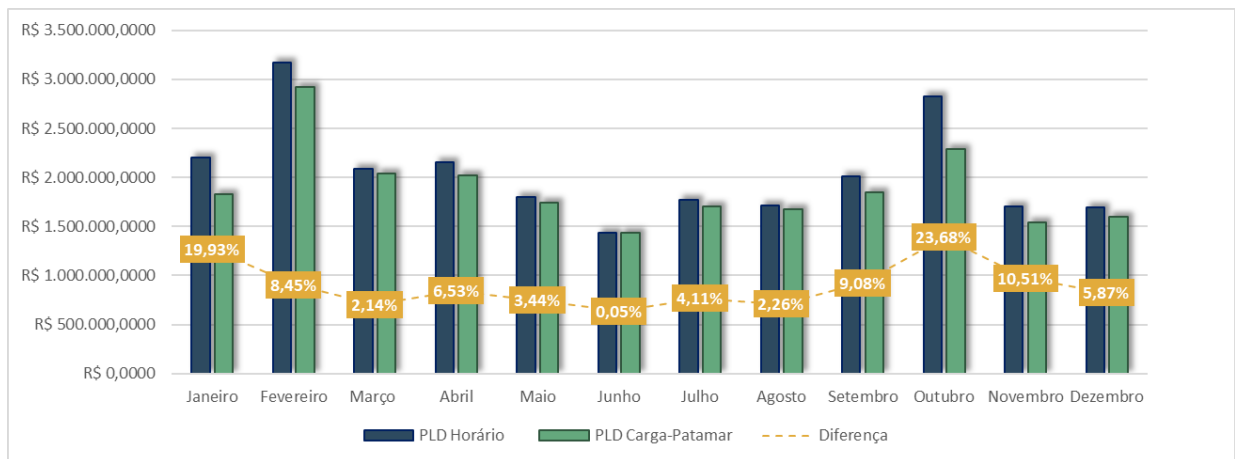
No comparativo operacional do mês de janeiro, percebe-se que a distribuição e a liquidação financeira possuem as mesmas variações das demais estratégias. Já o fornecimento apresenta um impacto de 26,22% em aumento nos custos, com a entrada da operação horária. A parcela da operacionalização dos diferentes tipos de fontes no mercado de curto prazo gera um amortecimento no impacto direto da granularidade do PLD.

O mês de janeiro apresenta uma variação de R\$ 81,75 /MWh (42,56%) entre PLD Horário e PLD Carga-Patamar e, portanto, superior a diferença encontrada para o total do fornecimento. Espera-

⁷ *Spreads*: Expressão utilizada para as diferenças do PLD e o preço efetivamente praticado pela operação no mercado de curto prazo.

se que comprometer certo volume de geração no MCP amortiza os custos de fornecimento, uma vez que a variação da base temporal do preço é contabilizada na operação de compra e venda. Assim, o valor de venda da energia incentiva compensa os gastos do MCP, gerando uma diferença menor do que a variação do preço para o mês em questão. As análises comparativas são dispostas no Apêndice C e a Figura 25 traz os resultados mensais para a estratégia em questão.

Figura 25 - Estratégia 3: Custos mensais de operação para cada granularidade de preço.



Fonte: O autor, 2020.

As análises mensais dos custos totais mostram que a unidade enquadrada nessa estratégia também tende a ter seus custos variando conforme o PLD. Destaca-se que, a diferença entre o valor da compra e venda de energia no MCP reduz os impactos da mudança de granularidade no preço. Vê-se que todas as diferenças são muito próximas das encontradas na primeira estratégia, ainda que o montante negociado no mercado de curto prazo seja maior.

Encontrados os impactos individuais para cada uma das estratégias é realizada uma análise comparativa entre todos os exemplos, a fim de entender o risco e custo das estratégias quando comparadas.

5.5. Análise Comparativa de Estratégia de Mercado

Finalizadas as análises de cada estratégia proposta, é feito um comparativo entre os resultados obtidos para cada uma delas. Também são avaliados os seus impactos finais com a implementação do PLD Horário. Serão analisados os custos totais de cada segmento de operação, os custos totais da operação e o risco associado ao enquadramento de cada estratégia.

A fim de avaliar o custo total de todas as estratégias, são levantados os custos com cada segmento e suas diferenças nos valores entre as metodologias do PLD. No Apêndice D são apresentados

os resultados mensais e suas respectivas diferenças entre granularidades. A Tabela 16 traz os dados referentes às estratégias.

Tabela 16 - Comparativos de operações para todas as estratégias propostas.

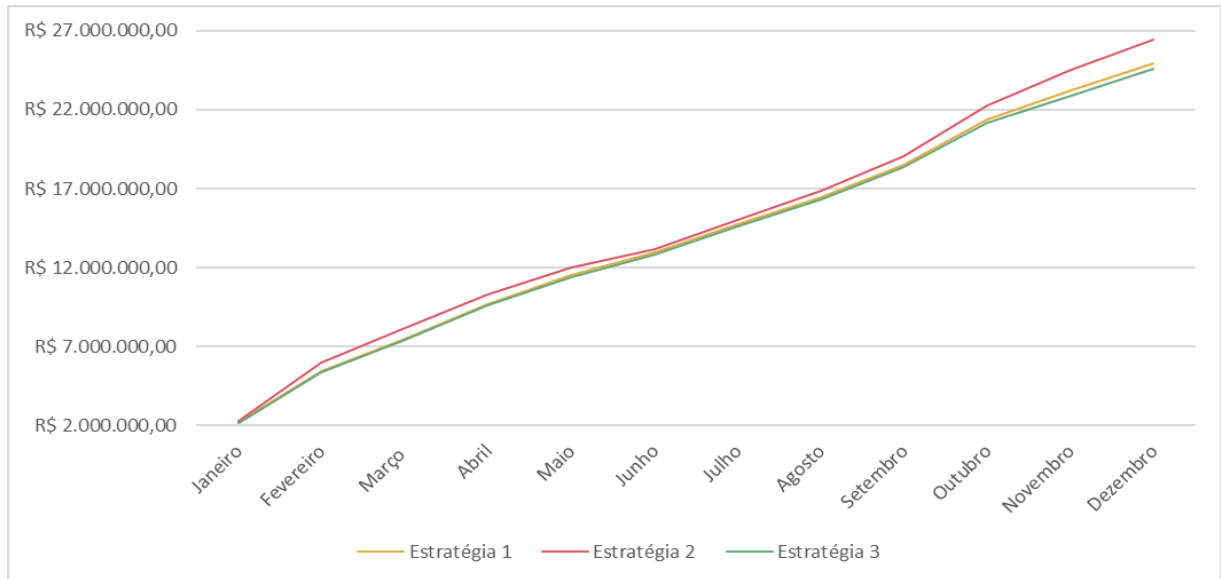
Estratégia 1				Estratégia 2				Estratégia 3			
Segmento	PLD Horário	PLD Carga-Patamar	Variação	Segmento	PLD Horário	PLD Carga-Patamar	Variação	Segmento	PLD Horário	PLD Carga-Patamar	Variação
Distribuição [R\$]	5.150.618	5.150.618	0,00%	Distribuição [R\$]	5.572.539	5.572.539	0,00%	Distribuição [R\$]	5.572.539	5.572.539	0,00%
Fornecimento [R\$]	19.843.648	17.934.049	10,65%	Fornecimento [R\$]	20.885.395	17.789.115	17,41%	Fornecimento [R\$]	19.035.552	17.125.980	11,15%
Liquidação [R\$]	-46.878	-58.353	-19,66%	Liquidação [R\$]	-46.878	-58.353	-19,66%	Liquidação [R\$]	-46.878	-58.353	-19,66%
Total [R\$]	24.947.388	23.026.315	8,34%	Total [R\$]	26.411.055	23.303.300	13,34%	Total [R\$]	24.561.212	22.640.166	8,49%

Fonte: O autor, 2020.

Com relação ao valor absoluto, vê-se que a primeira estratégia apresenta um custo total menor que as outras duas estratégias. O motivo da diferença de R\$ 421.920,21 é referente à aplicação do desconto na tarifa TUSD. Seguindo os procedimentos de comercialização, o agente tem direito ao desconto quando sua composição de matriz energética é ao menos 51% da garantia física da sua usina em fonte incentivada. Como todas as compras do agente feitas no mercado de curto prazo são da fonte convencional, esse cálculo foi realizado mensalmente para fins de apuração. Ao alocar a totalidade da sua geração sob sua carga, o agente passa a ter menos necessidade de compra no MCP, fazendo com que sua matriz de energia se enquadre mais meses na possibilidade de ganhar desconto na tarifa.

Em relação a liquidação financeira, o valor de impacto da implementação do PLD Horário foi de R\$ 11.474,50 (19,66%). Embora os valores médios do preço carga-patamar tenham ficado abaixo do preço horário em todos os meses, a liquidação é reflexo do balanço horário do agente na CCEE. Uma vez que o PLD horário sofre mais oscilações que o PLD Carga-Patamar, o valor de sobra e exposição acaba sendo maior para unidades que tenham o fator de carga elevado e os contratos em modulação *flat*. Uma vez que para todos os contratos foi utilizada essa modulação, o custo de liquidação é maior nas simulações horárias. Vale ressaltar que os valores de liquidação são referentes à créditos dentro da CCEE. Quanto aos valores absolutos, todas as estratégias apresentam os mesmos valores de liquidação, uma vez que os resultados horários na câmara são iguais e o que muda é a monetarização da energia nas simulações. Como a liquidação considera somente o valor do PLD em questão, vê-se uma variação próxima a variação anual do preço. Uma maneira de mitigar esse impacto seria a contratação de energia com modulações do tipo carga. Assim, os recursos alocados do agente seguiriam a curva de carga dele, evitando as diferenças geradas na contabilização. Como o fornecimento é a parcela que mais tem variações entre estratégias e possui maior representatividade de custos em todas as estratégias propostas, a Figura 26 analisa a evolução dos custos acumulados de cada operação a fim de entender o comportamento do fornecimento.

Figura 26 - Custos totais acumulados para todas as estratégias propostas.



Fonte: O autor, 2020.

Para o fornecimento de energia são apresentados diferentes valores e variações conforme cada estratégia. Evidente que essa é a parcela que mais encontra variação, uma vez que as operações de curto prazo são contabilizadas nesse segmento e sofrem influência direta da granularidade do PLD. Com relação às variações encontradas pela implementação do PLD Horário, percebe-se que a primeira estratégia é a que sofre menor impacto com a mudança, R\$ 1.909.646,36 (10,65%). Uma vez que utiliza o percentual completo da sua energia gerada para consumo próprio, o agente enfrenta menos exposições mensais de energia, fazendo com que sua operação seja menos impactada pela adoção da granularidade horária. Assim, os aumentos nos custos da primeira estratégia são proporcionais às oscilações mensais do preço. Quando comparada com as outras estratégias, a primeira é a que apresenta a menor variação entre as simulações, porém não é a que tem o menor custo.

É importante ressaltar que a exposição ao risco na estratégia não é proporcional ao custo de operação. Esse fato é consolidado ao analisar os valores da segunda estratégia, que sofreu um impacto de 17,41% (R\$ 3.096.359,24). Ao comprometer parte da sua geração em um contrato bilateral de longo prazo, a operação da segunda estratégia sofre impactos diferentes conforme o preço do PLD é diferente do seu preço de venda de contrato. Nos meses em que o PLD tem valor maior do que seu contrato, o agente perde valor de venda se operacionalizasse essa energia no mercado de curto prazo. Uma vez que o PLD é maior que o preço reajustado do contrato em seis meses do ano, os custos com essa estratégia acabam sendo maiores. Assim, a segunda estratégia é a que sofre maior impacto com a implementação do preço horário e tem o maior custo. A redução de custos e impactos seria possível com a venda do volume de 2 MWmed em contrato bilateral e a compra do montante de exposição em um contrato bilateral de compra de energia convencional. Assim, o agente compromete volumes fixos a preços fixos

mensalmente, o que maximiza seus lucros pela diferença nos valores de fonte e mitiga seus riscos de exposição ao PLD.

Para a terceira estratégia atesta-se que o fornecimento sofre um impacto percentual superior a primeira, porém de mesmo valor. A implementação horária do PLD aumenta em 11,15% (R\$ 1.909.646,36) a esfera de custo do fornecimento do produtor independente. Já com relação aos custos finais, a terceira estratégia é a que apresenta menor custo de operação. Pode-se notar que essa diferença aumenta nos últimos meses do ano, devido aos altos valores de PLD para ambas as granularidades. O aumento no preço praticado no mercado de curto prazo aumenta o retorno que o produtor tem com a especulação das diferenças de fonte no mercado. Enquanto deixa mais energia para negociar no MCP, o agente tira vantagem do *spread* encontrado no mercado para as fontes convencional e incentivada. Assim, por mais que venda o mesmo volume de energia que compra, o *spread* médio de venda é de R\$ 34,00, gerando a redução apresentada de R\$ 808.113,09 quando comparada com a primeira estratégia.

Assim, tem-se que a primeira estratégia seria a de menor impacto com a implementação do preço horário, variando seus custos totais em 8,34% (R\$ 1.921.120,87) a mais com a base horária. Já a terceira estratégia apresenta impacto semelhante de 8,46% e a mesma economia projetada. Considerando os valores totais, a terceira estratégia é a que se mostra mais vantajosa. Mesmo que a diferença dos custos seja a mesma, a terceira estratégia apresenta mais risco agregado. Uma vez que o produtor independente operacionaliza em média 65,46% do seu volume de consumo no MCP, fica exposto aos riscos de oscilação do preço mensal. Durante 2019, o PLD apresentou uma variação de R\$ 420,25 /MWh (529,14%) do seu preço mínimo registrado para o máximo registrado. Assim, o agente aloca 45,803 GWh para negociações de curto prazo, enquanto mantém somente 25,177 GWh sendo valorado aos seus custos de fornecimento próprio. Vale ressaltar que o preço de geração da sua energia teve uma variação anual de R\$ 10,07 /MWh (6,85%).

Já na primeira estratégia, o volume de energia que é valorado aos próprios custos de fornecimento é de 41,962 GWh, representando 57,50% do seu volume de consumo. Assim, o impacto apresentado na implementação da granularidade horária tem o risco menor de afetar os valores de operação do agente, embora o custo total da primeira estratégia seja mais elevado. Na próxima seção, são apresentadas as conclusões obtidas nesse trabalho.

6 CONCLUSÃO

O objetivo principal desse trabalho foi analisar o impacto econômico na operação de produtores independentes de energia da implementação do preço horário. Com isso, foram propostas três estratégias de mercado possíveis para enquadrar o produtor independente. Através de simulações da operação do agente para ambas as bases temporais, foram levantados os custos de distribuição, fornecimento e liquidação financeira para a operação do ano de 2019.

Com relação ao impacto da implementação do preço horário de energia para diferentes estratégias de produtores independentes de energia, é possível concluir que o impacto irá depender de qual estratégia o agente adote; porém, em todas as estratégias propostas houve aumento nos custos finais de operação. Em média, para o período analisado, o PLD Horário apresentou um aumento de 20,18% quando comparado ao PLD Carga-Patamar.

Analisados os segmentos de operação, conclui-se que a mudança na granularidade de preços não gera impactos na distribuição de energia. Uma vez que todas as estratégias apresentaram variação nula quando comparadas as granularidades analisadas. Uma vez que os custos de distribuição são dependentes das tarifas de uso do sistema de distribuição, que não sofrem alterações diretas conforme os valores de PLD, não há impacto nesse segmento com a implementação da metodologia horária.

Em relação as estratégias analisadas, tem-se a primeira estratégia proposta com o menor custo de distribuição. Totalizando R\$ 5.150.753,21, diferença de R\$ 421.920,21 das outras estratégias, essa possui mais meses que se enquadram na regra de percentual de complementação de geração alocada, obtendo desconto de 50% na parcela da TUSD.

A liquidação financeira apresentou valores e variações idênticas para todas as estratégias. Embora as simulações mostrem valores de crédito, ao implementar a operação horária nas simulações de custo, chega-se a 19,66% de diferença entre o PLD Horário e PLD Carga-Patamar. A diferença entre os créditos se dá pelo elevado fator de carga da unidade. Logo, as oscilações da granularidade horária são mais onerosas ao agente, visto que a modulação de seus contratos são sempre *flat*.

Uma vez que a representatividade dos custos de distribuição e liquidação são pequenas e constante, conclui-se que o impacto gerado pela nova precificação de energia atinge majoritariamente o segmento de fornecimento, que é o balizador das diferenças de custo para as operações.

Nas estratégias propostas, a primeira é a que apresenta menor impacto com a implementação da operação horária. Ao todo, a operação anual do produtor independente apresentou um aumento de R\$ 1.921.120,87, representando aumento de 8,34%, quando a simulação horária é aplicada. Ao considerar a energia passível de alocação em 100%, o produtor independente acaba atrelando 57,50% (41,962 GWh) do seu consumo anual a sua própria geração. Assim, o volume de energia negociada no curto prazo tem baixa representatividade de custo no fornecimento de energia, o que diminui os impactos

da variação entre as bases temporais de preço. Como a energia no mercado de curto prazo é sempre valorada ao preço de PLD e ágio de mercado, as diferenças dos custos são proporcionais às negociações realizadas.

Na estratégia que prevê a venda de 2 MWmed de geração própria em contrato bilateral de longo prazo, obteve-se os maiores custos totais de operação e impacto final com a implementação do PLD Horário. O impacto pela granularidade de preços foi de 13,34%. A venda da energia no contrato bilateral onera a operação por comprometer em média 45,41% do seu volume de geração a um preço fixo. Uma vez que o PLD, para ambas as granularidades, é maior que o valor de contrato, o agente aumenta seus custos comprando energia que ele poderia ter alocado para sua própria carga, a um custo menor.

A terceira estratégia se mostra a mais vantajosa em termos de custos totais de operação, obtendo uma economia de R\$ 386.192,88 quando comparada a primeira estratégia, apresentando impacto de 8,49% de aumento de custos com a implementação da operação horária. Ao comprometer um percentual fixo da sua geração para a venda no MCP, o agente lucra pela diferença de preços das fontes incentivada e convencional. Logo, a estratégia só encontrará benefícios se houve a diferenciação dos tipos de fonte vendidos e adquiridos no mercado.

No que tange ao risco das operações, a opção mais segura é a de alocação total de geração. Uma vez ficando menos exposto ao MCP, o agente reduz o risco entre as diferentes granularidades. Como seus custos de geração são praticamente fixos e conhecidos pelo agente, a previsibilidade da operação é maior e, conseqüentemente, seu risco também. Vê-se então que a estratégia que apresenta maior risco é a terceira. Embora possua também o menor custo total, o agente pode escolher adotá-la caso tenha interesse em especular no mercado de curto prazo. Logo, conclui-se que, para os casos analisados, o risco da estratégia de mercado adotada é diretamente proporcional à economia gerada.

Assim, quando analisadas as estratégias propostas, conclui-se que a implementação do preço horário de energia traz custos para todas as estratégias de mercado analisadas. A fim de mitigar esses impactos, o agente produtor de energia pode: aumentar sua capacidade de geração, uma vez que não opera a planta a plena carga ou assegurar seu volume de energia em contratos bilaterais de longo prazo com modulação diferente de *flat*. Adquirir o volume faltante em contratos bilaterais de longo prazo, tem o mesmo efeito de mitigar os impactos da mudança de granularidade. O agente passa a assegurar um custo fixo com energia em todos os meses e acabada não sofrendo os custos de aumento ou queda do PLD. A modulação diferente de *flat* irá aumentar o crédito obtido na CCEE, uma vez que o recurso de energia será sempre proporcional ao consumo horário, aumentando a tendência de sobras na contabilização. Uma vez levantadas as diferenças entre as granularidades de preço, é necessária a reavaliação da operação de produtores independentes no mercado livre de energia.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, 2020.

Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>> Acesso em 19 de novembro de 2019.

ANP- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2020.

Disponível em < <http://www.anp.gov.br/component/content/article/2-uncategorised/5258-anuario-estatistico-2019-dados-abertos>>. Acessado em 25 de setembro de 2020.

ANDERSON, Edward J.; HU, Xinin; WINCHESTER, Donald. **Forward contracts in electricity markets: The Australian experience.** Energy Policy, v. 35, n. 5, p. 3089-3103, 2007.

AUSUBEL, Lawrence M.; CRAMTON, Peter. **Using forward markets to improve electricity market design.** Utilities Policy, v. 18, n. 4, p. 195-200, 2010.

ALVES, Jose Jakson Amancio. **Análise regional da energia eólica no Brasil.** Revista Brasileira de Gestão e Desenvolvimento Regional, v. 6, n. 1, 2010.

BOOGERT, Alexander; DUPONT, Dominique. **When supply meets demand: the case of hourly spot electricity prices.** IEEE Transactions on Power Systems, v. 23, n. 2, p. 389-398, 2008.

BRASIL. Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996. Institui o Código Civil. **Diário Oficial da União:** Brasília, DF.

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Estabelece a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e suas atribuições. Institui o Código Civil. **Diário Oficial da União:** Brasília, DF.

BRASIL. Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007. Estabelece condições para aplicação do desconto na tarifa de uso do sistema de distribuição para autogeração. Institui o Código Civil. **Diário Oficial da União:** Brasília, DF.

CALIFORNIA INDEPENDENT SYSTEM OPERATOR – CAISO

Disponível em < <http://www.caiso.com/about/Pages/default.aspx>>. Acesso em 15 de março de 2020.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE

Disponível <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em 21 de novembro de 2019.

CHAND, Pramesh; SUGIANTO, L. F.; SMITH, K. **An overview of the Australian energy market and ancillary services.** In: Proceedings of Australian Universities Power Engineering Conference (AUPEC'2002), Monash University, Melbourne, Australia. 2002.

CRAMTON, Peter. Electricity market design. **Oxford Review of Economic Policy**, v. 33, n. 4, p. 589-612, 2017.

CRETI, Anna; FABRA, Natalia. **Capacity markets for electricity.** 2003.

DE CASTRO, Nivalde José et al. **Mercados de energia em sistemas elétricos com alta participação de energias renováveis.** 2011.

DEPARTMENT OF AGRICULTURE, WATER AND THE ENVIRONMENT – DEE

Disponível em < <https://www.environment.gov.au/about-us/public-consultation>>. Acesso em 28 de março de 2020

DEVIENNE FILHO, Roberto; ALEMÃ-GIZ, Técnica. **Estudo sobre o mercado de energia elétrica focando a geração distribuída**. Publicação do Programa de Energia Brasil-Alemanha, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, 33p, 2011.

DO NASCIMENTO, José Guilherme Antloga; NUNES, Hugo Renato Anacleto. **A utilização de instrumentos financeiros na gestão de riscos na comercialização de energia elétrica**. XVI SNTPEE, Campinas, SP, outubro, v. 21, 2001.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE, 2020.

Consumo Mensal de Energia Elétrica por classe. Disponível em < <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/consumo-de-energia>>. Acesso em 10 de novembro de 2020.

EYRE, Jackson Nick; LOCKWOOD, Matthew. **The governance of retail energy market services in the UK: A framework for the future**. Londres: UK Energy Research Centre, 2016.

FAUSTINO, Gabriel Ciuffi et al. **O impacto no custo marginal de operação do sistema elétrico devido a frustração da disponibilidade das usinas termoeletricas**. 2014. Tese de Doutorado. UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO.

FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION – FERC.

Disponível em < <https://www.ferc.gov/about/what-ferc>>. Acesso em 24 de fevereiro de 2020.

GANIN, Antonio. **Setor Elétrico Brasileiro: Aspectos Regulamentares, Tributário e Contábeis**. Canal Energia, 2018.

GITMAN, Lawrence Jeffrey. **Princípios da administração financeira**, 10ª edição. São Paulo, Editora Pearson Addison Wesley, 2004. Pág 661

GOMEZ, Catalina. **Negociación de contratos bilaterales en mercados eléctricos competitivos**. Proyecto de fin de carrera Ingeniería Eléctrica. Universidad de Sevilla, 2007.

GREEN, Richard J.; NEWBERY, David M. **Competition in the British electricity spot market**. Journal of political economy, v. 100, n. 5, p. 929-953, 1992.

GREEN, Richard J. **Retail competition and electricity contracts**. 2004.

HARBORD, David; PAGNOZZI, Marco. **Britain's electricity capacity auctions: lessons from Colombia and New England**. The Electricity Journal, v. 27, n. 5, p. 54-62, 2014.

HIKSPOORS, Samuel; JAIMUNGAL, Sebastian. Energy *spot* price models and spread options pricing. International Journal of Theoretical and Applied Finance, v. 10, n. 07, p. 1111-1135, 2007.

HUNT, Sally. **Making Competition Work in Electricity**. California: John Wiley & Sons, 1 de out. de 2002.

IBGE – INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA, 2018. *Levantamento sistemático da produção agrícola 2018*. Rio de Janeiro: IBGExx

IEA. **Key Energy Statistics**. 2018. Disponível em: < <https://www.iea.org/countries/united-states>>. Acesso em 24 de novembro de 2019.

IEA. **Key Energy Statistics**. 2020. Disponível em: < <https://www.iea.org/reports/world-energy-balances-overview>>. Acesso em 28 de abril de 2020.

IRGA – INSTITUTO RIO GRANDENSE DE ARROZ, 2020.

Disponível em < <https://irga-admin.rs.gov.br/upload/arquivos/201909/17154954-comercio-mundial-de-arroz-2019.pdf>>. Acessado em 25 de setembro de 2020.

JOSKOW, Paul; KAHN, Edward. **Identifying the exercise of market power: Refining the estimates**. World Wide Web: <http://econwww.mit.edu/faculty/pjoskow/files/exercise.pdf>, 2001.

KIRSCHEN, Daniel; STRBAC, Goran. **Fundamentals of Power System Economics**. University of Manchester Institute of Science and Technology. Jhon Wisley and Sons Ltd. Reino Unido, 2004.

LITTLECHILD, Stephen C. **Wholesale spot price pass-through**. Journal of regulatory economics, v. 23, n. 1, p. 61-91, 2003.

LLANOS-PEREZ, Emanuel J.; HINESTROZA-OLASCUAGA, Laura M. **Redefinition of the Scarcity Price: lessons and recommendations from the Colombian electricity market**. Transactions on Environment and Electrical Engineering, v. 2, n. 1, p. 19-26, 2016.

MAFFIOLETTI, Joice; MOTA NETO, J. **Geração de energia elétrica com uso de casca de arroz**. Revista brasileira de energia, v. 19, n. 1, p. 49-59, 2013.

MAYO, Roberto. **Mercados de Eletricidade**. Rio de Janeiro: Synergia, 2012.

MILSTEIN, Irena; TISHLER, Asher. **Intermittently renewable energy, optimal capacity mix and prices in a deregulated electricity market**. Energy Policy, v. 39, n. 7, p. 3922-3927, 2011.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA – MINERGIA, 2019.

Disponível em <https://www.minenergia.gov.co/>>. Acessado em 24 de março de 2020.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME, 2019.

Disponível em < <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/planejamento-e-desenvolvimento-energetico/publicacoes/matriz-energetica-nacional>>. Acessado em 14 de maio de 2020.

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

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

NODAL EXCHANGE, 2020.

Disponível em < <https://www.nodalexchange.com/about-us/>>. Acesso em 17 de março de 2020.

OFFICE of gas and electricity markets (OFGEM), 2003.

Disponível em <<http://www.ofgem.gov.uk/>>. Acesso em: 29 nov, 2019.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS

Disponível <<http://www.ons.org.br>> Acesso em 20 de novembro de 2019.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS

Disponível < <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/o-que-sao> > Acesso em 17 de novembro de 2020.

OUTHRED, Hugh. **A review of electricity industry restructuring in Australia**. Electric Power Systems Research, v. 44, n. 1, p. 15-25, 1998.

PAPPAS (2018), Fernando Toscano Costa. **Análise da Resposta pelo lado da demanda por meio da otimização do perfil de consumo em um contexto de preços horários de energia**. 2018. Monografia – UnB, Brasília, 2018.

PIRES, José Claudio Linhares; GOSTKORZEWICZ, Joana; GIAMBIAGI, Fabio. **O cenário macroeconômico e as condições de oferta de energia elétrica no Brasil**. 2001.

PORTER, Michael E. **Estratégia Competitiva: Técnicas para análise de indústria e concorrência**. Rio de Janeiro: Elseiver, 2004, 2ed.

Procedimento de Comercialização de Alocação de Geração Própria – CCEE, 2017.

Regras de Comercialização do Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST - CCEE, 2018.

Resolução Homologatória n° 2.401 de 12 de junho de 2018. Homologa o resultado da quarta Revisão Tarifária Periódica – RTP da Rio Grande Energia S/A. - RGE, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, e dá outras providências – ANEEL, 2018.

Resolução Homologatória n° 2.557 de 11 de junho de 2019. Homologa o resultado da quarta Revisão Tarifária Periódica – RTP da Rio Grande Energia S/A. - RGE, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, e dá outras providências – ANEEL, 2019.

Resolução Normativa n° 545 de 16 de abril de 2013. Estabelece disciplina atinente ao desligamento de agentes e à impugnação de atos praticados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – ANEEL, 2013.

Resolução Normativa n° 77 de 18 de abril de 2004. Estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, para empreendimentos hidrelétricos e aqueles com base em fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada. – ANEEL, 2004.

RODRÍGUEZ Ayola, Carlos Arturo et al. **Modelo computacional para apoio didático na aprendizagem do problema de planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos**. 2014.

ROTARU, Delia Vasilica et al. The UK electricity market evolution during the liberalization process. CES Working Papers, v. 5, n. 2, p. 267-278, 2013.

SHUTTLEWORTH, Graham. HUNT, Sally. **Competition and Choice in Electricity**. UK: Wiley, 4 de nov. de 1997

SHUTTLEWORTH, Graham; MCKENZIE, Isabelle. **A comparative study of the electricity markets in UK, Spain and Nord Pool**. Report prepared by NERA for Confindustria. Rome. 2002.

SOARES, W. J.; MAGALHÃES, L. R.; ARRUDA, E. F. Os processos de abertura dos mercados livres de energia elétrica no contexto internacional. ERIAC, 2019.

TAKIGAWA, Fabrício YK et al. **Solving the hydrothermal scheduling problem considering network constraints**. Electric Power Systems Research, v. 88, p. 89-97, 2012.

TOLMASQUIM, Maurício Tiomno. **Novo modelo do setor elétrico brasileiro**. Synergia, 2011.

UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGETICA – UPME

Disponível em < <https://www1.upme.gov.co/Seguimiento/Paginas/Gestion-documental.aspx>>. Acesso em 15 de abril de 2020.

VILLELA, Annibal V.; MACIEL, Cláudio S. **A Regulação do Setor de Infra-Estrutura Econômica: uma comparação internacional**. 1999.

WOLNEY, Dellana; KELMAN, R. **O grande papel do potencial hidrelétrico brasileiro**. Fundações & Obras Geotécnicas, v. 45, p. 6-11, 2014.

APÊNDICE A – Resultados mensais dos segmentos de operação para a implementação da Estratégia 1: alocação total da energia gerada para o produtor independente.

Main table with columns for months (Jan to Dec) and rows for energy generation segments (Distribuição, Geração Própria, etc.) and financial metrics (Valor, Quantidade, Tarifas).

Summary table with columns for months (Jan to Dec) and rows for 'Total Gasto' and 'Total Geração'.

APÊNDICE B – Resultados mensais dos segmentos de operação para a implementação da Estratégia 2: Venda de parte da energia gerada em contrato bilateral.

Main table with 12 columns representing months (Janeiro to Dezembro) and a final 'Total Gasto' column. Each month's data is presented in a sub-table with columns for 'Quantidade', 'Tarifa / Imposto', and 'Valor' for various categories like 'Gerado', 'Ativo', 'Consumo', etc.

Summary table with 12 columns for months and a 'Total Gasto' column. Each cell contains a small table with 'Consumo' and 'Ativo' sub-tables, providing detailed breakdowns for each month.

APÊNDICE D – Resultados mensais para as três estratégias propostas e as diferenças entre granularidades de preço.

Estratégia 1			
Distribuição			
Mês	PLD Horário	PLD Carga-Patamar	Diferença
Janeiro	R\$ 553.468,73	R\$ 553.468,73	0,00%
Fevereiro	R\$ 566.195,29	R\$ 566.195,29	0,00%
Março	R\$ 448.201,10	R\$ 448.201,10	0,00%
Abril	R\$ 627.416,50	R\$ 627.416,50	0,00%
Mai	R\$ 556.826,48	R\$ 556.826,48	0,00%
Junho	R\$ 349.242,14	R\$ 349.242,14	0,00%
Julho	R\$ 360.655,51	R\$ 360.655,51	0,00%
Agosto	R\$ 269.925,96	R\$ 269.925,96	0,00%
Setembro	R\$ 373.159,44	R\$ 373.159,44	0,00%
Outubro	R\$ 522.523,13	R\$ 522.523,13	0,00%
Novembro	R\$ 229.971,85	R\$ 229.971,85	0,00%
Dezembro	R\$ 293.032,18	R\$ 293.032,18	0,00%

Estratégia 2			
Distribuição			
Mês	PLD Horário	PLD Carga-Patamar	Diferença
Janeiro	R\$ 553.468,73	R\$ 553.468,73	0,00%
Fevereiro	R\$ 566.195,29	R\$ 566.195,29	0,00%
Março	R\$ 542.265,55	R\$ 542.265,55	0,00%
Abril	R\$ 627.416,50	R\$ 627.416,50	0,00%
Mai	R\$ 556.826,48	R\$ 556.826,48	0,00%
Junho	R\$ 430.465,44	R\$ 430.465,44	0,00%
Julho	R\$ 422.071,30	R\$ 422.071,30	0,00%
Agosto	R\$ 332.408,24	R\$ 332.408,24	0,00%
Setembro	R\$ 433.457,47	R\$ 433.457,47	0,00%
Outubro	R\$ 522.523,13	R\$ 522.523,13	0,00%
Novembro	R\$ 229.971,85	R\$ 229.971,85	0,00%
Dezembro	R\$ 355.468,55	R\$ 355.468,55	0,00%

Estratégia 3			
Distribuição			
Mês	PLD Horário	PLD Carga-Patamar	Diferença
Janeiro	R\$ 553.468,73	R\$ 553.468,73	0,00%
Fevereiro	R\$ 566.195,29	R\$ 566.195,29	0,00%
Março	R\$ 542.265,55	R\$ 542.265,55	0,00%
Abril	R\$ 627.416,50	R\$ 627.416,50	0,00%
Mai	R\$ 556.826,48	R\$ 556.826,48	0,00%
Junho	R\$ 430.465,44	R\$ 430.465,44	0,00%
Julho	R\$ 422.071,30	R\$ 422.071,30	0,00%
Agosto	R\$ 332.408,24	R\$ 332.408,24	0,00%
Setembro	R\$ 433.457,47	R\$ 433.457,47	0,00%
Outubro	R\$ 522.523,13	R\$ 522.523,13	0,00%
Novembro	R\$ 229.971,85	R\$ 229.971,85	0,00%
Dezembro	R\$ 355.468,55	R\$ 355.468,55	0,00%

Fornecimento			
Mês	PLD Horário	PLD Carga-Patamar	Diferença
Janeiro	R\$ 1.645.756,81	R\$ 1.309.877,26	25,64%
Fevereiro	R\$ 2.667.309,81	R\$ 2.418.953,43	10,27%
Março	R\$ 1.635.917,50	R\$ 1.583.758,83	3,29%
Abril	R\$ 1.559.947,66	R\$ 1.424.594,27	9,36%
Mai	R\$ 1.293.544,18	R\$ 1.230.383,44	5,13%
Junho	R\$ 1.078.952,29	R\$ 1.076.884,59	0,19%
Julho	R\$ 1.425.115,94	R\$ 1.353.590,10	5,28%
Agosto	R\$ 1.482.139,43	R\$ 1.443.743,27	2,66%
Setembro	R\$ 1.650.548,04	R\$ 1.483.220,09	11,28%
Outubro	R\$ 2.365.364,38	R\$ 1.823.596,82	29,71%
Novembro	R\$ 1.596.107,90	R\$ 1.433.600,27	11,34%
Dezembro	R\$ 1.444.944,26	R\$ 1.351.846,93	6,89%

Fornecimento			
Mês	PLD Horário	PLD Carga-Patamar	Diferença
Janeiro	R\$ 1.721.885,12	R\$ 1.243.879,99	38,43%
Fevereiro	R\$ 3.138.001,46	R\$ 2.791.747,31	12,40%
Março	R\$ 1.674.711,89	R\$ 1.593.273,85	5,11%
Abril	R\$ 1.506.027,74	R\$ 1.318.943,27	14,18%
Mai	R\$ 1.130.504,02	R\$ 1.036.303,60	9,09%
Junho	R\$ 765.862,45	R\$ 761.934,99	0,52%
Julho	R\$ 1.376.764,87	R\$ 1.253.385,20	9,84%
Agosto	R\$ 1.553.359,57	R\$ 1.460.752,60	6,34%
Setembro	R\$ 1.728.866,04	R\$ 1.463.493,53	18,13%
Outubro	R\$ 2.693.393,98	R\$ 1.913.248,82	40,78%
Novembro	R\$ 2.058.751,10	R\$ 1.606.241,87	28,17%
Dezembro	R\$ 1.537.266,47	R\$ 1.345.909,81	14,22%

Fornecimento			
Mês	PLD Horário	PLD Carga-Patamar	Diferença
Janeiro	R\$ 1.597.609,46	R\$ 1.261.729,92	26,62%
Fevereiro	R\$ 2.618.985,96	R\$ 2.370.620,02	10,48%
Março	R\$ 1.570.362,50	R\$ 1.518.216,89	3,43%
Abril	R\$ 1.536.002,78	R\$ 1.402.649,39	9,51%
Mai	R\$ 1.253.392,01	R\$ 1.190.243,76	5,31%
Junho	R\$ 1.006.872,61	R\$ 1.004.822,38	0,20%
Julho	R\$ 1.353.592,40	R\$ 1.282.066,56	5,58%
Agosto	R\$ 1.387.434,90	R\$ 1.349.038,74	2,85%
Setembro	R\$ 1.585.150,26	R\$ 1.417.822,31	11,80%
Outubro	R\$ 2.310.336,40	R\$ 1.768.579,10	30,63%
Novembro	R\$ 1.472.513,04	R\$ 1.310.005,41	12,41%
Dezembro	R\$ 1.343.299,76	R\$ 1.250.185,62	7,45%

Liquidação Financiera			
Mês	PLD Horário	PLD Carga-Patamar	Diferença
Janeiro	R\$ 46.995,17	R\$ 17.527,66	168,12%
Fevereiro	-R\$ 17.868,99	-R\$ 16.444,94	8,66%
Março	-R\$ 24.741,34	-R\$ 16.393,72	50,92%
Abril	-R\$ 12.052,61	-R\$ 10.487,56	14,92%
Mai	-R\$ 12.881,12	-R\$ 9.526,12	35,22%
Junho	R\$ 803,10	R\$ 2.119,49	-62,11%
Julho	-R\$ 4.782,23	-R\$ 3.217,03	48,65%
Agosto	-R\$ 7.336,43	-R\$ 6.754,01	8,62%
Setembro	-R\$ 4.031,30	-R\$ 4.356,31	-7,46%
Outubro	-R\$ 2.919,34	-R\$ 2.890,96	0,98%
Novembro	-R\$ 3.454,06	-R\$ 2.538,96	36,04%
Dezembro	-R\$ 4.609,27	-R\$ 5.390,47	-14,49%

Liquidação Financiera			
Mês	PLD Horário	PLD Carga-Patamar	Diferença
Janeiro	R\$ 46.995,17	R\$ 17.527,66	168,12%
Fevereiro	-R\$ 17.868,99	-R\$ 16.444,94	8,66%
Março	-R\$ 24.741,34	-R\$ 16.393,72	50,92%
Abril	-R\$ 12.052,61	-R\$ 10.487,56	14,92%
Mai	-R\$ 12.881,12	-R\$ 9.526,12	35,22%
Junho	R\$ 803,10	R\$ 2.119,49	-62,11%
Julho	-R\$ 4.782,23	-R\$ 3.217,03	48,65%
Agosto	-R\$ 7.336,43	-R\$ 6.754,01	8,62%
Setembro	-R\$ 4.031,30	-R\$ 4.356,31	-7,46%
Outubro	-R\$ 2.919,34	-R\$ 2.890,96	0,98%
Novembro	-R\$ 3.454,06	-R\$ 2.538,96	36,04%
Dezembro	-R\$ 4.609,27	-R\$ 5.390,47	-14,49%

Liquidação Financiera			
Mês	PLD Horário	PLD Carga-Patamar	Diferença
Janeiro	R\$ 46.995,17	R\$ 17.527,66	168,12%
Fevereiro	-R\$ 17.868,99	-R\$ 16.444,94	8,66%
Março	-R\$ 24.741,34	-R\$ 16.393,72	50,92%
Abril	-R\$ 12.052,61	-R\$ 10.487,56	14,92%
Mai	-R\$ 12.881,12	-R\$ 9.526,12	35,22%
Junho	R\$ 803,10	R\$ 2.119,49	-62,11%
Julho	-R\$ 4.782,23	-R\$ 3.217,03	48,65%
Agosto	-R\$ 7.336,43	-R\$ 6.754,01	8,62%
Setembro	-R\$ 4.031,30	-R\$ 4.356,31	-7,46%
Outubro	-R\$ 2.919,34	-R\$ 2.890,96	0,98%
Novembro	-R\$ 3.454,06	-R\$ 2.538,96	36,04%
Dezembro	-R\$ 4.609,27	-R\$ 5.390,47	-14,49%

Estratégia 1			
Segmento	PLD Horário	PLD Carga-Patamar	Varição
Distribuição	R\$ 5.150.618,30	R\$ 5.150.618,30	0,00%
Fornecimento	R\$ 19.843.648,20	R\$ 17.934.049,29	10,65%
Liquidação	-R\$ 46.878,42	-R\$ 58.352,92	-19,66%
Total	R\$ 24.947.388,07	R\$ 23.026.314,67	8,34%

Estratégia 2			
Segmento	PLD Horário	PLD Carga-Patamar	Varição
Distribuição	R\$ 5.572.538,53	R\$ 5.572.538,53	0,00%
Fornecimento	R\$ 20.885.394,72	R\$ 17.789.114,84	17,41%
Liquidação	-R\$ 46.878,42	-R\$ 58.352,92	-19,66%
Total	R\$ 26.411.054,83	R\$ 23.303.300,45	13,34%

Estratégia 3			
Segmento	PLD Horário	PLD Carga-Patamar	Varição
Distribuição	R\$ 5.572.538,54	R\$ 5.572.538,53	0,00%
Fornecimento	R\$ 19.035.552,08	R\$ 17.125.980,10	11,15%
Liquidação	-R\$ 46.878,42	-R\$ 58.352,92	-19,66%
Total	R\$ 24.561.212,20	R\$ 22.640.165,71	8,49%

Representatividade	
Distribuição	20,65%
Fornecimento	79,54%
Liquidação	-0,19%

Representatividade	
Distribuição	21,10%
Fornecimento	79,08%
Liquidação	-0,18%

Representatividade	
Distribuição	22,69%
Fornecimento	77,50%
Liquidação	-0,19%