ANÁLISE DA RESPOSTA PELO LADO DA DEMANDA POR MEIO DA OTIMIZAÇÃO DO PERFIL DE CONSUMO EM UM CONTEXTO DE PREÇOS HORÁRIOS DE ENERGIA

FERNANDO PAPPAS TOSCANO COSTA

ORIENTADOR: Dr. RAFAEL AMARAL SHAYANI

COORIENTADOR: Dr. MARCELO LUÍS LOUREIRO DOS SANTOS

TRABALHO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

BRASÍLIA, DEZEMBRO DE 2018

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Universidade de Brasília
Faculdade de Tecnologia
Departamento de Engenharia Elétrica

ANÁLISE DA RESPOSTA PELO LADO DA DEMANDA POR MEIO DA OTIMIZAÇÃO DO PERFIL DE CONSUMO EM UM CONTEXTO DE PREÇOS HORÁRIOS DE ENERGIA

Fernando Pappas Toscano Costa

Trabalho final de graduação submetido ao Departamento de Engenharia Elétrica da Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

APROVADA POR:

_____

Prof. Rafael Amaral Shayani, Dr., ENE-UnB
(Orientador)

_____

Prof. Ivan Marques de Toledo Camargo, Dr., ENE-UnB
(Examinador Interno)

_____

Prof. Fernando Paiva Scardua, Dr., UnB-Gama
(Examinador Interno)

Brasília/DF, 04 de dezembro de 2018.

FICHA CATALOGRÁFICA

COSTA, FERNANDO PAPPAS TOSCANO Análise da Resposta pelo Lado da Demanda por Meio da Otimização do Perfil de Consumo em um Contexto de Preços Horários de Energia. [Distrito Federal] 2018. vi, 66p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Engenheiro Eletricista, Engenharia Elétrica, 2018). Trabalho de Graduação – Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia. Departamento de Engenharia Elétrica	
1. Preços Horários de Energia	2. Resposta da demanda
3. Mercado de Curto Prazo	4. *Market Design*
I. ENE/FT/UnB	II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

COSTA, F. P. T. (2018). Análise da Resposta pelo Lado da Demanda por Meio da Otimização do Perfil de Consumo em um Contexto de Preços Horários de Energia, Trabalho de Graduação em Engenharia Elétrica, Publicação 2018, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 66p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Fernando Pappas Toscano Costa

TÍTULO: Análise da Resposta pelo Lado da Demanda por Meio da Otimização do Perfil de Consumo em um Contexto de Preços Horários de Energia.

GRAU: Engenheiro Eletricista ANO: 2018

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias deste trabalho de graduação e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desse trabalho de graduação pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Fernando Pappas Toscano Costa

AOS 2 Bloco E Ap. 303 – Octogonal

70.660-025; Brasília – DF – Brasil

AGRADECIMENTOS

Primeiramente aos meus pais, Fernando e Patrícia, que sempre investiram e acreditaram em mim, me impulsionando em direção ao meu desenvolvimento pessoal, acadêmico e profissional com muita parceria e amor. Agradeço também ao meu παππου, minha γιαγια e aos meus avós pelos mesmos incentivos e pelos elogios constantes durante toda essa jornada.

Aos meus irmãos, Léo, Bê e Pietra, com quem sempre tive uma relação de muita amizade e liberdade e sempre demonstraram muito carinho e amor por mim.

Também ao meu querido tio (e ídolo), Mário Menel, que conversou bastante comigo no momento do vestibular e me inspirou a cursar Engenharia Elétrica. Não apenas isso, sempre me deu suporte pessoal e profissional, me apresentando para a ABIAPE. Aproveito para agradecer a todos os meus amigos que compõem a incrível equipe que trabalha lá e me acompanharam durante o curso, em especial ao Pedro Prescott, que compartilhou comigo suas experiências quando aluno da UnB, além da calculadora gráfica (importantíssima para o nosso curso) e muitos livros. Ainda na ABIAPE, agradeço ao meu chefe e Coorientador, Marcelo Loureiro, que me deu bastante suporte durante todo o curso e principalmente durante a elaboração deste trabalho.

Ao meu orientador, professor Shayani, que sempre foi muito atencioso e também compreensivo ao aceitar me orientar apenas na segunda metade deste trabalho. A primeira metade foi ao lado do professor Mauro, a quem agradeço pela oportunidade e atenção que me foi dada.

Aos meus amigos e colegas de graduação, com destaque ao Vitor Serpa e ao Gustavo Cid, que contribuíram intensamente para meu sucesso no curso, me oferecendo ajuda e suporte em diversas disciplinas.

Por fim, falando em colegas de graduação, não posso deixar de agradecer à pessoa que esteve comigo durante nove dos dez semestres do curso, sendo que em cinco deles estivemos juntos em um relacionamento. Nath, muito obrigado por todo o apoio, todas as tardes, noites, manhãs e madrugadas de estudo, por ter compartilhado as agonias e estresses de uma graduação em Engenharia Elétrica e por todo o amor e companheirismo durante minha vida nesse período e durante essa loucura que é o nosso curso.

RESUMO

Os grandes consumidores no Brasil estão sujeitos aos preços do chamado Mercado de Curto Prazo. Atualmente esses preços são semanais, situação que será alterada para preços horários, sendo calculados e divulgados a cada dia para todas as horas do dia seguinte. Com essa transição, pode ocorrer uma mudança no perfil de consumo de, por exemplo, indústrias, buscando consumir mais energia nos momentos de preços inferiores. É natural esperar um movimento de resposta a preços pelo lado da demanda dos consumidores livres, assim como se observa para os consumidores cativos em função da tarifa branca. O trabalho busca analisar as vantagens econômicas da transição da discretização da formação de preços, bem como o comportamento dos consumidores livres tendo a chance de responder a preços. Determina-se um período e coleta-se os preços semana-patamar oficiais durante ele, bem como os preços horários da operação sombra, um projeto que está sendo realizado em paralelo aos preços oficiais, divulgando os preços que seriam os horários caso esse modelo fosse o oficial. Com esses dados de entrada relativos aos dois modelos de preços, são feitas simulações com uma indústria exemplo, analisando como seu perfil de consumo se altera durante o dia, admitindo que no cenário horário ela responde a preços e pode modular sua produção. São feitas comparações entre os custos totais com os dois modelos de preços e análises na tentativa de encontrar qual seria o horário ideal que seja base para a alteração no perfil de consumo dessa indústria.

SUMÁRIO

SUMÁRIO i
LISTA DE FIGURAS iii
LISTA DE GRÁFICOS iv
LISTA DE TABELAS v
LISTA DE SÍMBOLOS, NOMENCLATURAS E ABREVIAÇÕES vi
1. Introdução 1
2. Conceitos básicos de mercados de energia 3
2.1. O mercado físico de energia 3
2.2. O mercado financeiro de energia 5
2.3. O acesso ao *pool* 7
2.4. A periodicidade do cálculo e a discretização do PLD 7
3. Revisão bibliográfica 8
3.1. O encontro constante entre oferta e demanda 8
3.2. A experiência internacional 11
3.3. A resposta pelo lado da demanda 11
3.4. A contribuição dos preços horários e da resposta da demanda na solução de problemas elétricos 13
3.4.1. O risco de abastecimento 13
3.4.2. A questão dos encargos 15
3.5. A Consulta Pública 33 17
4. Materiais e métodos 19
4.1. Premissas e hipóteses 19
4.2. Exemplos 23
4.3. A eletrointensividade 26
4.4. A estratégias de solução 29
4.4.1. Busca exaustiva (*Brute Force)* 29
4.4.2. Otimização 29
4.5. Teste da estratégia de solução 32
5. Resultados e discussões 35
5.1. Otimização da alocação de produção a cada dia no contexto dos preços horários 35
5.2. Comparação dos benefícios com a alocação da produção entre os contextos de preços semana-patamar e horário 38
5.3. Otimização da alocação da produção para todo o histórico no contexto dos preços horários 41

6. Conclusões e sugestões para trabalhos futuros 50
6.1. Alocação de produção a cada dia no contexto dos preços horários 50
6.2. Benefícios financeiros da alocação da produção entre os contextos de preços semana-patamar e horário 50
6.3. Alocação da produção e custos associados no contexto dos preços horários para todo o histórico 51
6.4. Sugestões de trabalhos futuros 52
7. Referências bibliográficas 53
ANEXO 55

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Ilustração de um mercado físico pool. 4
Figura 2.2 – Ordem de mérito e custo marginal da operação. 5
Figura 2.3 – Consumidor subcontratado. 6
Figura 2.4 – Consumidor sobrecontratado. 6
Figura 3.1 – Curva de carga do SIN em 10 de abril de 2019. 10
Figura 3.2 – Demanda e capacidade em um sistema com dependência hidrelétrica. 13
Figura 3.3 – Carga horária (Sudeste/Centro-Oeste) no dia 19 de janeiro de 2015. 15
Figura 4.1 – Metodologia proposta para as análises feitas a cada dia do histórico. 23
Figura 4.2 – O custo total horário a partir dos custos com energia e mão de obra. 27

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 3.1 – Geração eólica (MWh) entre 12 e 18 de outubro na Finlândia. 9
Gráfico 4.1 – Adicionais de mão de obra para cada hora do dia. 21
Gráfico 4.2 – Custos variáveis analisados no problema com três patamares de carga..... 24
Gráfico 4.3 – Alocação da produção com três patamares de carga. 24
Gráfico 4.4 – Custos variáveis analisados no problema com seis patamares de carga. 25
Gráfico 4.5 – Alocação da produção com seis patamares de carga. 26
Gráfico 4.6 – Os custos totais com diferentes proporções de energia e mão de obra. 28
Gráfico 4.7 – Custos variáveis analisados nos dias 26 e 27 de maio em um cenário de 70% de eletrointensividade. 32
Gráfico 4.8 – Alocação ótima da produção ótima no dia 26 de maio em um cenário de 70% de eletrointensividade. 33
Gráfico 5.1 –Dias (%) em que cada hora foi determinada como ótima para cada cenário de eletrointensividade. 37
Gráfico 5.2 – Dias (%) em que as faixas de variação de custo foram percebidas para cada cenário de eletrointensividade. 40
Gráfico 5.3 – Custos e reduções (%) para cada horário de início da jornada de trabalho, para 30% de eletrointensividade. 43
Gráfico 5.4 – Custos e reduções (%) para cada horário de início da jornada de trabalho, para 40% de eletrointensividade. 44
Gráfico 5.5 – Custos e reduções (%) para cada horário de início da jornada de trabalho, para 50% de eletrointensividade. 45
Gráfico 5.6 – Custos e reduções (%) para cada horário de início da jornada de trabalho, para 60% de eletrointensividade. 46
Gráfico 5.7 – Custos e reduções (%) para cada horário de início da jornada de trabalho, para 70% de eletrointensividade. 47

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – A descrição dos patamares de carga no Brasil. 7
Tabela 4.1 – Preços hipotéticos de energia para uma semana em um cenário com três patamares de carga. 23
Tabela 4.2 – Preços hipotéticos de energia para uma semana em um cenário com seis patamares de carga. 25
Tabela 4.3 – Média dos preços de energia do histórico e dos níveis de mão de obra em um dia. 27
Tabela 4.4 – Fator energia para cada cenário de eletrointensividade. 28
Tabela 4.5 – Mão de obra base para cada cenário de eletrointensividade. 28
Tabela 4.6 – Custos da produção associados a cada horário de início no dia 26 de maio. 33
Tabela 5.1 – Quantidade (%) de dias nos quais cada hora foi indicada pelo solver como ótima. 36
Tabela 5.2 – Quantidade de dias (%) em que são percebidos cenários de redução de custos dentro de cada faixa indicada, para cada cenário de eletrointensividade. 39
Tabela 5.3 – Quantidade de dias (%) em que são percebidos cenários de aumento de custos dentro de cada faixa indicada, para cada cenário de eletrointensividade. 39
Tabela 5.4 – Custos e reduções associados a cada hora de início de produção para 30% de eletrointensividade. 43
Tabela 5.5 – Custos e reduções associados a cada hora de início de produção para 40% de eletrointensividade. 44
Tabela 5.6 – Custos e reduções associados a cada hora de início de produção para 50% de eletrointensividade. 45
Tabela 5.7 – Custos e reduções associados a cada hora de início de produção para 60% de eletrointensividade. 46
Tabela 5.8 – Custos e reduções associados a cada hora de início de produção para 70% de eletrointensividade. 47

LISTA DE SÍMBOLOS, NOMENCLATURAS E ABREVIAÇÕES

SEB	Setor Elétrico Brasileiro
MME	Ministério de Minas e Energia
SIN	Sistema Interligado Nacional
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
MCP	Marcado de Curto Prazo
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
DESSEM	Modelo de Otimização Hidrotérmica Diária
DECOMP	Modelo de Otimização Hidrotérmica de Curto Prazo
NT	Nota Técnica
UC	*Unit Commitment*
DR	*Demand Response*
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
BIG	Banco de Informações da Geração
ABRAGET	Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas
VBA	*Visual Basic for Application*

1. Introdução

O SEB (Setor Elétrico Brasileiro) está passando por modificações, especialmente relacionadas ao *design* do mercado de energia. Dando um enfoque no mercado livre de energia, composto por grandes consumidores, essas mudanças se relacionam a como o preço da energia é formado, com qual periodicidade ele é formado, quais são as barreias para a entrada no mercado livre e outros paradigmas.

A Consulta Pública 33 do MME (Ministério de Minas e Energia), aberta em julho de 2017, apresenta diversas propostas de alterações para que seja desenhando um novo arcabouço legal e regulatório que contemple as mudanças supracitadas. A mudança que será estudada e debatida neste trabalho é o aumento na discretização dos preços no MCP (Mercado de Curto Prazo).

Um consumidor livre pode realizar contatos bilaterais com produtores independentes, de modo a ter garantida a entrega de determinada quantidade de energia a um preço pré-estabelecido. Fora do ambiente contratual, está o ambiente de curto prazo, a operação de fato. O que está sendo demandado instantaneamente por cada consumidor é oferecido ao mesmo tempo por algum gerador no SIN (Sistema Interligado Nacional), sendo o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) o responsável por essa coordenação. O que for consumido por cada consumidor, bem como o que for produzido por cada gerador no curto prazo, é descontado dos valores pré-estabelecidos pelos contratos que cada um possuir. A diferença entre o que foi consumido ou gerado e contratado é liquidada pelo PLD (Preço de Liquidação das Diferenças).

Atualmente o PLD é calculado com premissas semanais e é divulgado também semanalmente, com três valores diferentes, um para cada patamar de carga, válidos por toda a semana. A proposta de mudança é que esse preço passe a ser calculado com premissas diárias, sendo disponibilizado ao final de cada dia, com um valor para cada hora do dia seguinte. Com mais níveis de preço durante o dia, há maiores chances de os grandes consumidores modificarem seu perfil de carga, de modo a buscar consumir durante as horas menos onerosas.

A experiência internacional aponta para preços horários há bastante tempo e o Brasil está atrasado quanto a isso. Assim, agora que a discussão está em pauta e ganhando relevância no setor, é o momento ideal para que sejam estudados os efeitos, no sistema e nos agentes, dessa transição na periodicidade dos preços.

O trabalho tem como objetivo analisar as variações com os custos de energia durante a mudança de preços semana-patamar para preços horários. Ainda, este trabalho visa realizar uma análise do processo de decisão do perfil de consumo de uma indústria, em busca das melhores horas para a produção, com base em um modelo de otimização e dados oficiais de preços horários, que estão sendo disponibilizados para simulações.

Além da introdução, o trabalho está estruturado em cinco outros capítulos:

- No Capítulo 2 são apresentados conceitos básicos de mercados de energia, fundamentais para a boa compreensão de todo o trabalho.
- No Capítulo 3 foi feita uma revisão bibliográfica, envolvendo a resposta pelo lado da demanda e a discretização dos preços de energia no mercado de curto prazo, sendo apresentadas as vantagens envolvidas em bons mecanismos de resposta e alta discretização nos preços.
- No Capítulo 4 descreve-se a metodologia proposta para as simulações, bem como as premissas e as ferramentas utilizadas.
- No Capítulo 5 são expostos os resultados das simulações realizadas, assim como comentários e análises das situações mais relevantes, sua razoabilidade e análises de sensibilidade com base no grau de importância que o preço da energia tem nos custos finais.
- Finalmente, no Capítulo 6 são apresentadas as conclusões do trabalho e sugestões para estudos futuros envolvendo o tema.

2. Conceitos básicos de mercados de energia

2.1. O mercado físico de energia

A operação em tempo real do SIN é comandada pelo ONS (Operados Nacional do Sistema Elétrico) e é relacionada ao equilíbrio do mercado físico de energia (Mercado de Curto Prazo – MCP), organizado pela CCEE (Câmara de Comercialização de Energia). A principal função do operador é garantir a todo o tempo o encontro das curvas de oferta e demanda do sistema de forma que a frequência seja estável e igual a 60Hz.

O equilíbrio do mercado consiste no encontro das curvas que representam o valor de cada unidade hipoteticamente produzida (oferta) ou consumida (demanda).

A curva de oferta é formada pela disposição a qual os geradores têm de produzir energia, combinada com o preço ao qual valoram essa energia. Para um hidrelétrico com reservatórios, por exemplo, o custo da energia está associado ao custo de oportunidade do uso da água (ou, simplesmente, valor da água), que é determinado pelo *trade-off* entre usá-la para gerar hoje e poupá-la para gerar no futuro. Já para termelétricas, o custo da geração está associado ao custo dos combustíveis, adicionado às restrições de operação, envolvendo a ativação e desativação das máquinas.

A curva de demanda também é formada pela disposição de consumo em função do preço atribuído a esse consumo. Há de se ter atenção às diferentes classes de consumidores, que possuem necessidades diferentes de energia elétrica e particularidades e restrições associadas às suas atividades.

O mercado físico no Brasil, ou seja, o ambiente onde há transação física de energia, é um *pool*, como elucidado pela Figura 2.1. Todos os geradores e consumidores conectados ao SIN estão compulsoriamente sujeitos ao mercado de curto prazo, que congrega a soma de suas ofertas e demandas, e toda a energia é transacionada fisicamente por ele.

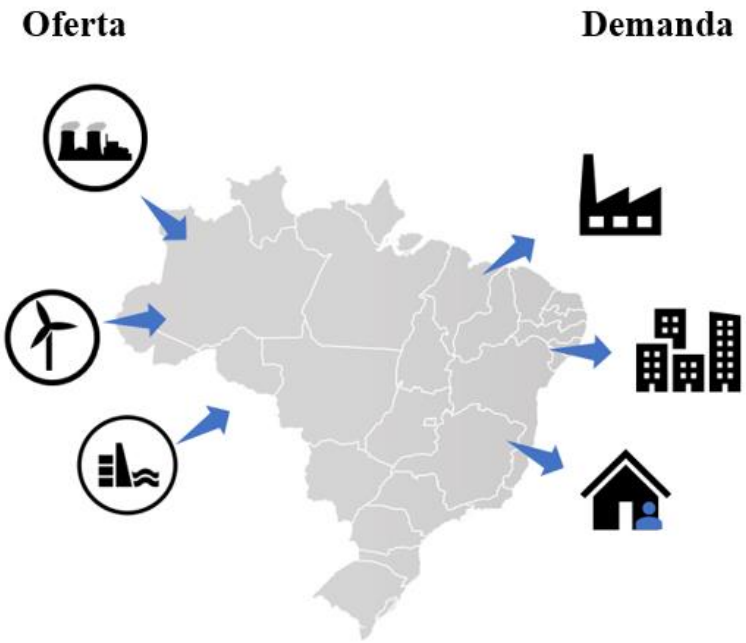

Figura 2.1 – Ilustração de um mercado físico pool.

De acordo com as Regras de Comercialização da CCEE (2010), além de ser um *pool* o mercado físico é *tight*, numa referência a estreito, apertado. Nesse modelo os agentes terceirizam compulsoriamente a determinação de suas curvas de oferta e demanda para uma entidade centralizadora, o ONS. Ou seja, os valores utilizados para a compilação das curvas de oferta e demanda são obtidos por meio de modelos matemáticos centralizados, e não das intenções expressas por parte dos agentes. A experiência internacional indica um caminho contrário ao seguido aqui. As curvas de oferta e demanda são construídas a partir da declaração dos agentes nos mercados físicos do tipo *pool* em diversos países, alguns deles são: Colômbia (ref. [9]), Nova Zelândia (ref. [12]), Portugal e Espanha (ref. [23] – *Rule* 28), algumas regiões dos Estados Unidos (PJM[1](ref. [10])), Noruega e os demais países nórdicos (ref. [11]). A esse tipo de *pool*, onde há maior liberdade ao agente, dá-se o nome de *loose pool*.

Partindo do ponto de equilíbrio das duas curvas é determinado o custo da operação em cada momento. Hunt (2002) apresenta a Figura 2.2 que esclarece o processo de determinação do custo da operação. Primeiramente assume-se que, para dado momento, há uma demanda inelástica no *pool* indicada por "*Load*" na figura. Com os geradores empilhados em ordem crescente de custos (Ordem de Mérito), a demanda é suprida marginalmente pelo gerador 12. Assim, o custo de 12 é o CMO (Custo Marginal da Operação) desse sistema.

[1] Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, Nova Jersey, Carolina do Norte, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, Virginia Ocidental e o Distrito de Columbia

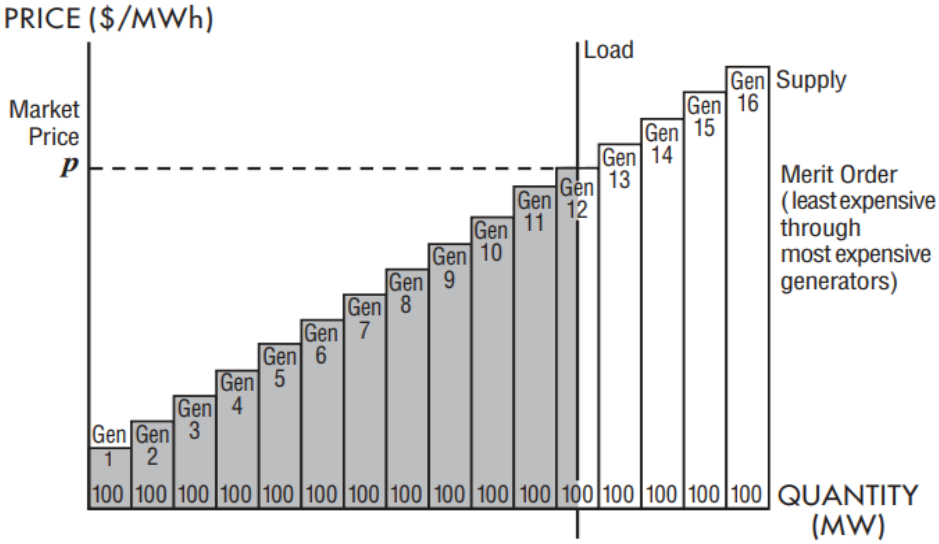

Figura 2.2 – Ordem de mérito e custo marginal da operação.

***Fonte**: Hunt (2002).*

Pode haver, entretanto, diferenças entre o custo da operação e o preço da energia transacionada no mercado de curto prazo que é pago de fato pelos agentes, o PLD.

De acordo com a ANEEL (ref. [22]), o PLD, ou preço *spot*, é calculado no Brasil da mesma forma que o CMO, utilizando as mesmas premissas. Contudo, há dois pontos de atenção: (i) o PLD possui um teto e um piso, determinados via agência reguladora, (ii) o cálculo do PLD não considera restrições de transmissão internas aos submercados. Dessa forma, quando não há nenhuma restrição na transmissão e o CMO está dentro dos limites regulatórios estabelecidos para o PLD, os dois valores são iguais.

2.2. O mercado financeiro de energia

Paralelo ao mercado físico, existe o mercado financeiro. Há agentes que não estão dispostos a se submeterem integralmente ao PLD (e aos seus riscos), assim, realizam contratos bilaterais. A transação física da energia continua sendo pelo *pool*, entretanto, parte do que for consumido ou gerado será valorada a um preço pré-estabelecido no contrato bilateral.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica é o órgão responsável por contabilizar as diferenças entre o que foi gerado/consumido, verificado nos medidores dos agentes, e o que foi contratado por cada um deles, conforme registrado no sistema da Câmara. Tanto os geradores

quanto os consumidores podem apresentar diferenças entre os valores verificados e contratados, e essas diferenças são liquidadas pelo PLD. Os desvios podem ser positivos ou negativos, sendo contabilizados como créditos ou débitos.

As figuras a seguir indicam situações de débitos (subcontratação – Figura 2.3) e créditos (sobrecontratação – Figura 2.4) no MCP.

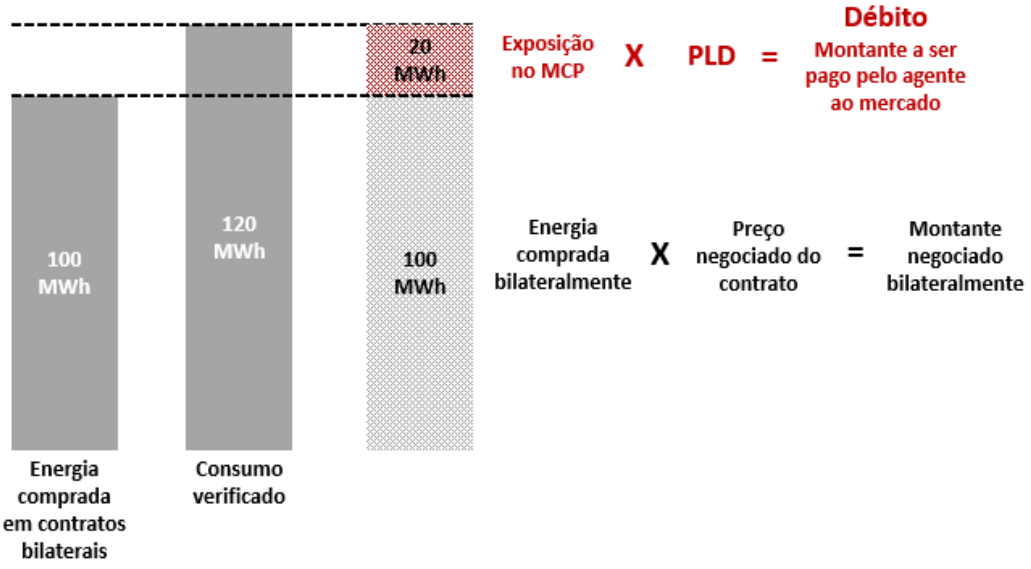

Figura 2.3 – Consumidor subcontratado.

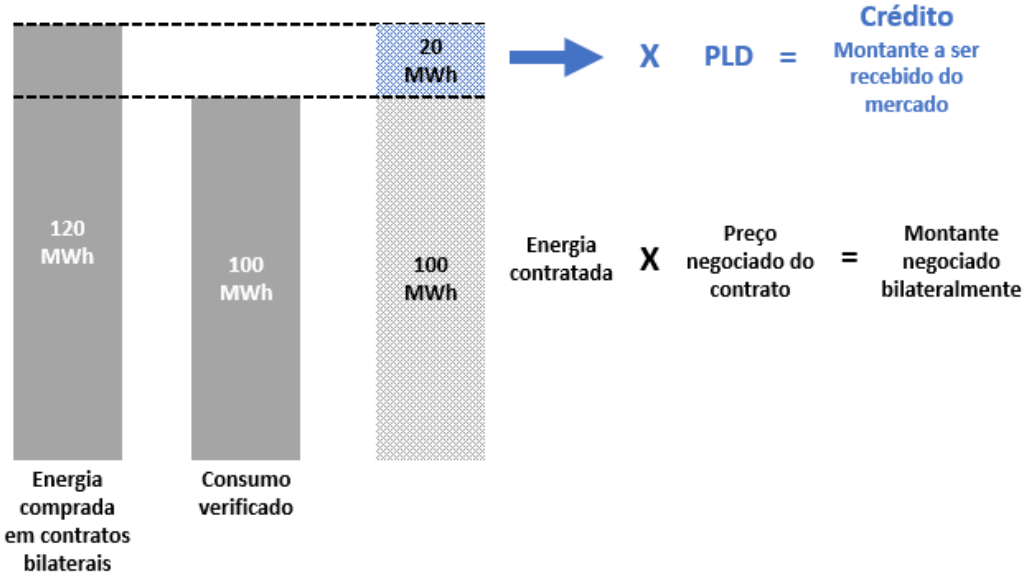

Figura 2.4 – Consumidor sobrecontratado.

2.3. O acesso ao *pool*

Reiterando, toda transação de energia é realizada entre geradores e consumidores por meio do *pool*, assim deve haver garantia de que todos os consumidores possam acessá-lo. Os consumidores residenciais, comércios e lojas de pequeno porte, acessam o *pool* por meio de uma distribuidora. Compulsoriamente, eles devem contratá-la e ela irá acessar o mercado físico e repassar a energia para eles a uma tarifa pré-determinada. Ao consumidor que acessa o *pool* por meio de uma distribuidora, dá-se o nome de cativo. Por outro lado, o consumidor livre é aquele que acessa diretamente o *pool*.

Há o agente denominado comercializador varejista, cujo nome é bastante intuitivo. Ele trabalha como uma distribuidora para os agentes livres, acessando o *pool* para aqueles que o contratarem. Entretanto, não necessariamente as tarifas serão fixas, o varejista pode oferecer uma gama de produtos e pacotes, assim como uma operadora de telefonia móvel, para atrair clientes.

2.4. A periodicidade do cálculo e a discretização do PLD

No Brasil, os preços da energia no mercado físico são semanais, com apenas três patamares de variação ao longo dos dias, em conformidade com os patamares de carga leve, médio e pesado. As premissas utilizadas pelos modelos que calculam os preços são, também, semanais. Ou seja, ao final de cada semana, os modelos são utilizados no cálculo do PLD válido para todos os dias da semana seguinte, variando de acordo com os patamares de carga descritos na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 – A descrição dos patamares de carga no Brasil.

Patamar de carga	Dias de semana e sábados	Domingos e feriados
Leve	0:00 – 6:59	0:00 – 16:59 22:00 – 23:59
Médio	7:00 – 17:59 21:00 – 23:59	17:00 – 21:59
Pesado	18:00 – 20:59	-

Em síntese, a periodicidade do cálculo do PLD no Brasil é semanal, e a discretização desses preços é, também semanal, em três patamares.

3. Revisão bibliográfica

3.1. O encontro constante entre oferta e demanda

Na experiência do mercado cativo, a demanda recebe o incentivo para alterar seu perfil de consumo durante o dia por meio da tarifa branca de energia. Há sinalização (incentivos) aos consumidores em relação à variação do preço da energia durante o dia, de modo que se incentive o consumo em horários de preços menores. Durante esses períodos, a demanda total no sistema é relativamente baixa, assim, a busca pela alocação do consumo nesse momento é positiva ao consumidor, que incorrerá em menores custos ao final do mês, e ao sistema, que não será sobrecarregado. Os consumidores livres anseiam por tal possibilidade de resposta a preço.

Em um mercado de energia, o atendimento à demanda é a principal preocupação e, para garantir esse atendimento, há diversas classes de geradores compondo a matriz elétrica no caso brasileiro. Cada uma dessas classes de geradores possui suas particularidades, as quais são discriminadas a seguir.

- Termelétricas

  ABRAGET (2016) destaca que as termelétricas possuem restrições de *unit commitment* (UC), que são relacionadas, principalmente a tempo mínimo de partida e de parada (*start-up* e *shut-down*). Ou seja, o acionamento de uma unidade termelétrica não é instantâneo, nem mesmo seu desligamento, há limites temporais, por exemplo, durante os quais as máquinas devem permanecer ligadas após a partida. Além disso, sua retomada não é a qualquer momento, também há restrições quanto ao tempo que a máquina deve permanecer desligada após sua parada. Assim, percebe-se que, durante as horas do dia, há limitação de variações na capacidade de geração de uma termelétrica.

- Hidrelétricas

  Se possuírem grandes reservatórios, não há muita restrição para as hidrelétricas, um aumento na demanda pode ser suprido instantaneamente. Todavia, há hidrelétricas com pequenos reservatórios (a fio d'água), cujos níveis variam significativamente a cada hora. Em um momento de alta demanda, a água disponível é mais valiosa do que em um momento de baixa demanda de energia, assim, além das termelétricas, as hidrelétricas a

fio d'água também contam com restrições de geração que variam durante as horas do dia.

Pereira et al. (2008) destacam que, em 2006, a média de área inundada por barragens de hidrelétricas era de 0,52 km²/MW. O plano oficial de expansão para 2024 projeta que esse número se reduzirá para 0,13 km²/MW, indicando redução dos reservatórios, o que deve aumentar a atenção em relação a fontes cuja capacidade de geração varie durante o dia.

- Renováveis variáveis[2]

As eólicas e solar operam sem armazenamento. É evidente que seu perfil de geração não é constante como de uma hidrelétrica com grande reservatório, e sim variável de acordo com a disponibilidade de vento e insolação ao longo das horas do dia. O Gráfico 3.1 ilustra a geração eólica em uma semana na Finlândia, comprovando a volatilidade dessa fonte durante as horas e durante os dias.

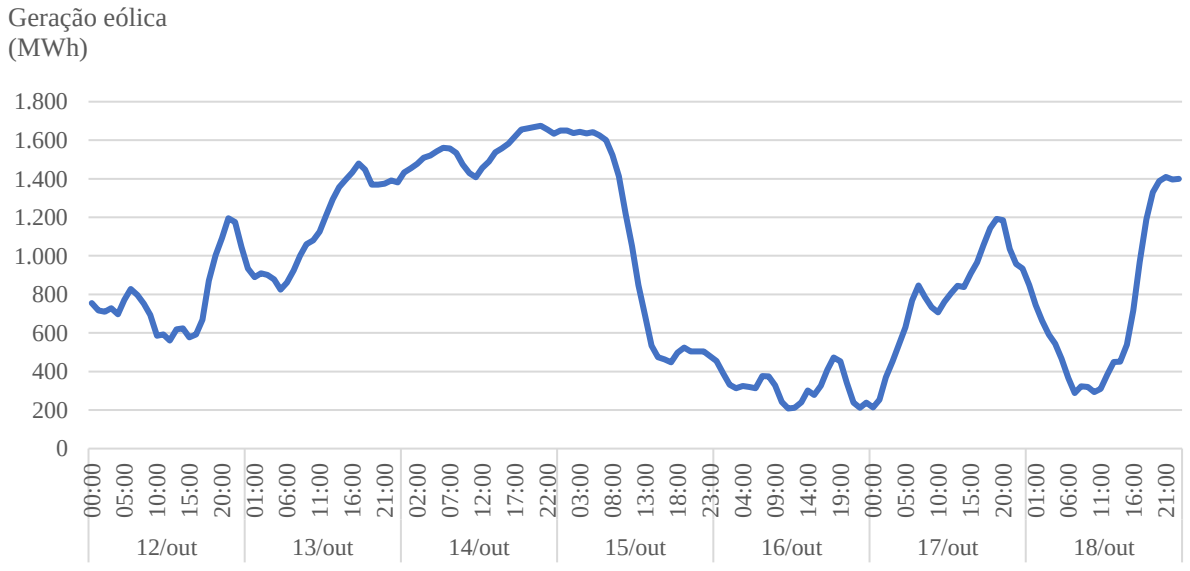

Gráfico 3.1 – Geração eólica (MWh) entre 12 e 18 de outubro na Finlândia.

***Fonte**: Nord Pool – Power System Data – Wind Power.*

Em 2010, segundo o Anuário Estatístico de Energia Elétrica [15] da EPE (Empresa de Pesquisa Energética), a participação de hidrelétricas sem grandes reservatórios, termelétricas e renováveis variáveis na matriz elétrica brasileira era de 32%. Hoje é de cerca de 40%, segundo

[2] As fontes renováveis variáveis são as intermitentes, especialmente eólica e fotovoltaica. O nome "intermitentes" está entrando em desuso no setor de energia, sendo substituído por "variáveis renováveis".

o BIG (Banco de Informações de Geração) [14] da ANEEL, um aumento de 25%. Assim, não se pode ignorar as questões demandas por essas fontes, especialmente as questões de capacidades e custos da geração durante as horas do dia.

Enquanto uma parcela da oferta possui restrições que devem ser avaliadas em períodos horários, o mesmo ocorre com a demanda. O consumo no Brasil não é constante em cada um dos três patamares de carga revisados semanalmente, como indica a formação de preços atual, o consumo é bastante variável durante os dias e as horas do dia. A Figura 3.1 ilustra a curva de carga horária do SIN para o dia 10 de abril de 2018.

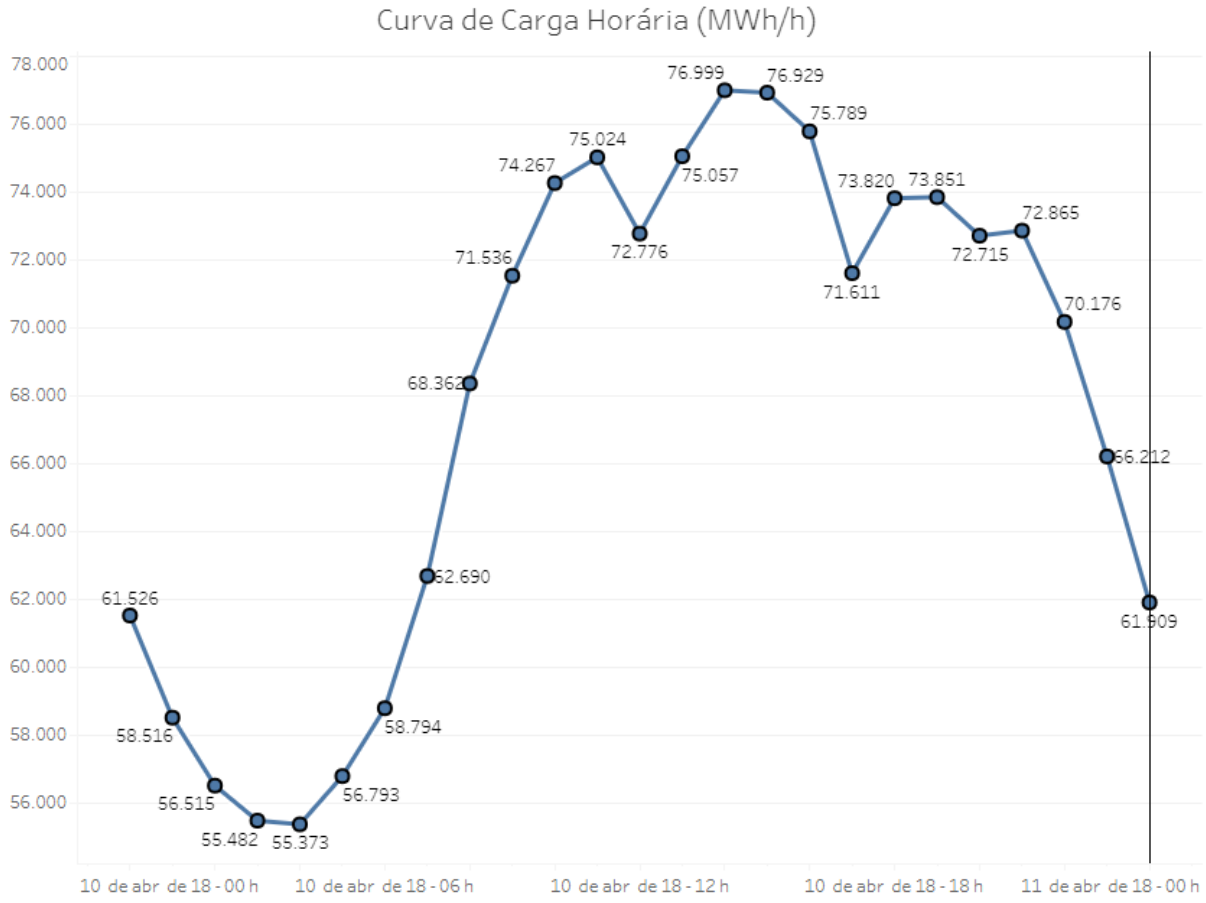

Figura 3.1 – Curva de carga do SIN em 10 de abril de 2019.

***Fonte**: ONS – Histórico da Operação – Curva de Carga Horária.*

As variações horárias percebidas na curva de carga, aliadas às particularidades de cada uma das fontes supracitadas, trazem o seguinte questionamento: se o preço é determinado por meio do encontro das curvas de oferta e demanda e, para cada hora, ambas possuem particularidades em sua formação, que levariam a pontos de encontro (preços) diferentes durante o dia, por que os preços são calculados semanalmente, com premissas semanais iguais para três patamares?

A classe que representa a maior parte do consumo no Brasil é a industrial, segundo EPE (2017). Sendo a demanda essencial para a formação do preço, e sendo a indústria parte significativa da demanda, por inferência, a indústria é importante para a formação dos preços de energia. Silva (2001) reforça essa ideia e defende que a formação dos preços é inerente à atividade industrial.

A próxima seção apresenta o cenário internacional referente à periodicidade do processo de formação e à discretização dos preços dos mercados físicos de energia.

3.2. A experiência internacional

A experiência internacional aponta para maior discretização nos preços do mercado físico há bastante tempo e o Brasil está atrasado quanto a isso. Em países como a Colômbia (ref. [9]), no PJM (ref. [10]) e em todo o *Nord Pool*[3] (ref. [11]), os preços *spot* de energia são com discretização horária. Na Nova Zelândia (ref. [12]) e na Austrália (ref. [13]) são mais granulares ainda, a cada 30 minutos.

Nesses mercados, os agentes declaram diariamente suas curvas de oferta e demanda para cada bloco de 60 ou 30 minutos do dia seguinte. A unidade centralizadora é responsável por compilar as informações e disponibilizar ao mercado os preços *spot* para o dia seguinte. Enquanto isso, no Brasil, o modelo é rodado uma vez por semana, e o preço para cada um dos três patamares de carga é disponibilizado para todos os dias da semana seguinte. Ou seja, enquanto os mercados da maioria dos países funcionam percebendo até 168 níveis de preço *spot* em uma semana, o mercado brasileiro percebe apenas três.

Assim, agora que a discussão está em pauta e ganhando relevância no setor, é o momento ideal para que sejam estudados os efeitos, no sistema e nos agentes, dessa transição na periodicidade do processo de formação e na discretização desses preços.

3.3. A resposta pelo lado da demanda

Define-se resposta da demanda, em inglês *Demand Response* (DR), como:

> O conjunto de ações que podem ser tomadas pelo lado do consumidor de energia elétrica em resposta a condições particulares dentro do

[3] Mercado físico *pool* referência na Europa, do qual participam Noruega, Suécia, Dinamarca, Finlândia, Letônia, Lituânia, Estônia.

> sistema de eletricidade (como períodos de pico de congestionamento de rede ou preços altos). (Torriti, Hassan e Leach, 2009, tradução minha)

Albadi e Saadany (2008) defendem que os benefícios da resposta pelo lado da demanda vão além de contas mais baratas ao final do mês. Os autores afirmam que um programa de resposta eficiente é vantajoso para todo o mercado. Bradley, Leach e Torriti (2011) citam os principais benefícios da resposta da demanda como: preços de energia inferiores, ajuda na manutenção da confiabilidade do sistema e redução de custos adicionais de geração e transmissão, em decorrência de reduções nos picos de demanda.

Conchado e Linares (2012) citam que os programas de resposta da demanda são geralmente implementados com mecanismos de preços flutuantes durante o tempo, incentivando a participação da demanda, de forma a aumentar a eficiência do mercado. Em um ambiente com um mecanismo de resposta da demanda eficiente, os consumidores consomem apenas nos momentos em que a necessidade desse consumo supera seu custo, otimizando recursos tanto do lado da demanda, como do lado da oferta.

Destaca-se ainda, ao falar em oferta, um ponto positivo da resposta da demanda relacionado aos produtores de energia. Braithwait (2006) defende que o aumento da elasticidade pelo lado consumo, ou seja, a implementação de um eficiente mecanismo de resposta, desestimula a prática de poder de mercado pelo lado da oferta. Aumentos nos preços por parte dos produtores, levam à redução no consumo, o que pode findar reduzindo o lucro dos ofertantes, ao invés de aumenta-lo.

Souza (2013) defende que um mecanismo de resposta pelo lado da demanda eficiente pode ser uma alternativa à necessidade de despacho termelétrico em momentos de necessidade de suprimento de eletricidade. O acionamento de termelétricas é muitas vezes bastante oneroso ao sistema, porém, em alguns momentos, necessário, já que a demanda deve ser sempre suprida. Um mecanismo que estimule a demanda a consumir de forma otimizada pode reduzir a frequência da ocorrência de momentos assim, resultando em menos custos ao sistema.

Souza (2013) agrupa os pontos positivos de um mecanismo de resposta da demanda, consolidando o que é defendido pelos autores citados anteriormente. As vantagens apontadas vão desde questões ambientais, como a redução de emissões de gases de efeito estufa, até questões elétricas, como a melhoria na confiabilidade do sistema aliada à redução dos preços de energia. Ainda, sempre preocupado com o bom funcionamento do mercado, na conclusão de seu trabalho, o autor afirma:

> Se desenhados apropriadamente, programas de reação da demanda podem ajudar no aperfeiçoamento do mercado de energia elétrica, reduzindo a volatilidade dos preços e evitando falhas de mercado (Souza, 2013).

3.4. A contribuição dos preços horários e da resposta da demanda na solução de problemas elétricos

3.4.1. O risco de abastecimento

Von der Fehr e Wolak (2003) apresentam um exemplo simples que elucida a importância da resposta da demanda e da adequada discretização dos preços para o sistema. A Figura 3.2 ilustra um sistema de dependência hidrelétrica, onde o eixo horizontal representa energia e o vertical, o preço da energia. A demanda varia com o preço, enquanto há duas curvas de capacidade fixas do sistema, uma para um período de seca (*D - Dry*) e uma para períodos úmidos (*W - Wet*).

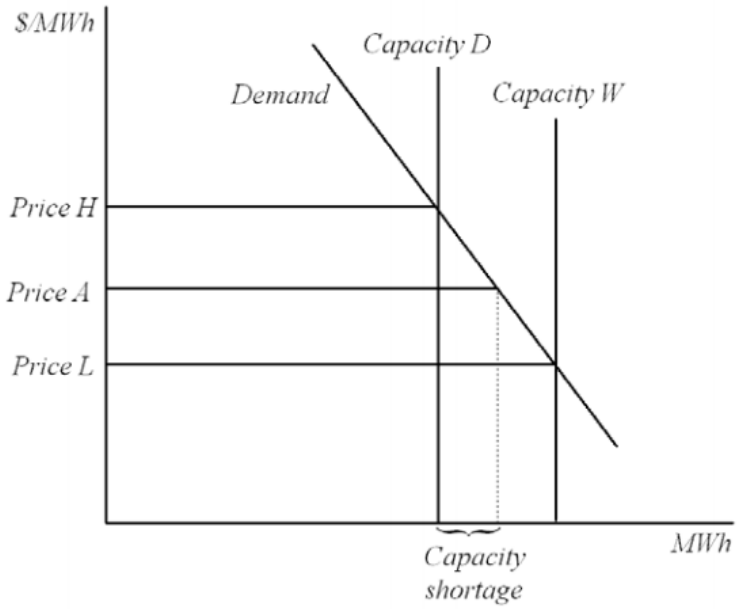

Figura 3.2 – Demanda e capacidade em um sistema com dependência hidrelétrica.

Em uma situação de o preço da energia ser fixo em A, um extremo da baixa discretização, pode haver dois resultados, ou excesso de energia, no período úmido, ou falta dela, no período seco. Particularmente, no evento D, a oferta é insuficiente para suprir a demanda, o que implica em problemas elétricos ao sistema. Em uma outra situação, aonde o preço possui a discretização adequada e é determinado com participação das curvas de oferta e demanda, para o mesmo evento de seca, o preço seria H (*High*), desestimulando o consumo. Já na situação úmida, o

preço seria L (*Low*), provocando efeito contrário. Com essa discretização correta de preços, a oferta e a demanda se encontram a todo o momento, como ocorre na operação física.

Munhoz (2017) argumenta que com os preços divididos em três patamares, um aumento repentino e significativo na demanda não é refletido em um aumento suficientemente rápido nos preços. Sem essa importante sinalização, o alto consumo continuará e o sistema pode chegar a um ponto onde a oferta não consegue mais suprir a demanda, situação semelhante àquela com preço fixo A e evento de seca no exemplo anterior. Com esgotamento de oferta, o ONS não consegue garantir a frequência em 60 Hz a não ser que haja cortes de carga, e essa será a solução tomada. Ou seja, a falta de resposta da demanda, motivada pela falta de sinalização econômica, pode provocar cortes de carga compulsórios.

O autor retoma um episódio para ilustrar a seriedade dessa situação. Em 19 de janeiro de 2015, às 14:32 o submercado Sudeste/Centro-Oeste, responsável pela maior parte da carga do SIN, teve seu recorde histórico de demanda atingido. Nesse momento, o PLD, que é o que é pago de fato ao mercado, calculado semanalmente, não previu níveis tão elevados de demanda para aquele momento específico. O resultado da falta de sinalização em direção à redução de consumo, aliada à problemas na transferência de energia para o Sudeste/Centro-Oeste, foi a redução da frequência para níveis de 59 Hz, o que culminou, às 14:55, em cortes de carga no sistema, exatamente a situação descrita no parágrafo acima. Os cortes foram significativos e amplamente noticiados, causando mal-estar para o setor e para o Operador.

A Figura 3.3 ilustra exatamente a situação descrita. A queda repentina na carga destacada pelo círculo vermelho poderia ter sido evitada com um programa de resposta da demanda bem elaborado.

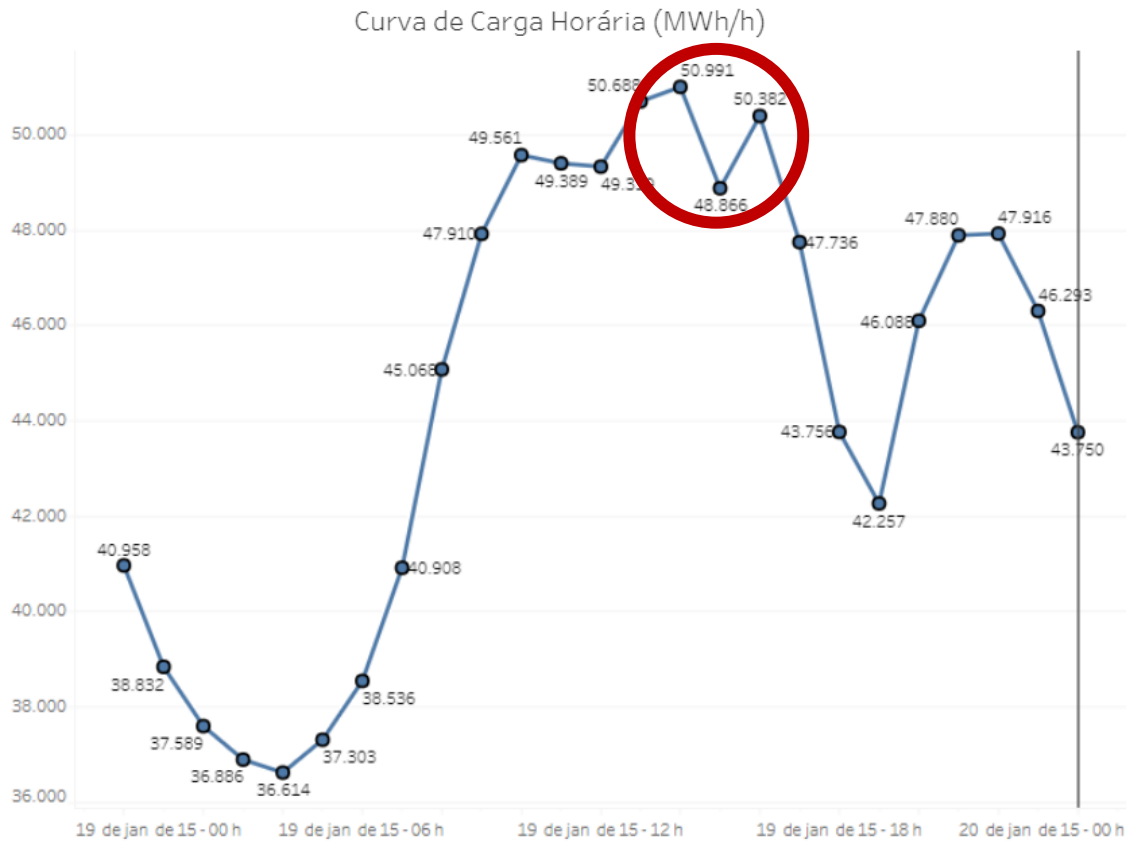

Figura 3.3 – Carga horária (Sudeste/Centro-Oeste) no dia 19 de janeiro de 2015.

***Fonte**: ONS – Histórico da Operação – Curva de Carga Horária.*

Por quê seria diferente se os preços fossem horários? Munhoz (2017) argumenta que com o preço sendo constante em um período, o problema de excesso de demanda em uma hora específica pode ser mascarado pela média feita com o restante das horas desse patamar. Ou seja, um preço fixo durante várias horas pode esconder as particularidades de cada hora. Fosse o preço calculado para períodos horários, com projeções de demanda feitas todos os dias, o excesso de demanda daquela hora específica seria evidenciado, o PLD seria mais elevado e o real encontro das curvas de oferta e demanda não teria se distanciado tanto assim da formação de preços. Espontaneamente, haveria cargas que, incentivadas pela elevação dos preços, estariam dispostas a reduzir o consumo. O menor consumo contribuiria para a segurança de suprimento do sistema e para a redução dos preços das horas seguintes.

3.4.2. A questão dos encargos

Além dos cortes de carga, o outro problema da baixa discretização nos preços é o excesso de encargos. Quando um aumento de demanda leva ao acionamento de uma unidade geradora cara, cujo custo de produção seja superior ao valor estabelecido para o PLD do patamar em questão,

os custos dela não serão recuperados via mercado. Um consumidor não pagará ao mercado mais do que o PLD pelo que consumir no curto prazo, mas o gerador deve ser remunerado de qualquer forma. Os custos dessa geração serão recuperados via encargos e rateados pelos consumidores.

A Figura 3.1 e a Figura 3.3, de seções anteriores, ilustram um valor diferente de carga para cada hora do dia. Os preços devem acompanhar a oferta e demanda físicas, as transações de energia que ocorrem de fato. Com apenas três níveis de preço em um dia, há muito desacoplamento entre o PLD e o real mercado físico. Observa-se que, no caso do dia 19 de janeiro de 2015, o momento de alto consumo se deu até às 16:00 (horário onde se lê 50.382 na Figura 3.3), ou seja, retomando os patamares da Tabela 2.1, esse excesso de demanda não ocorreu sequer durante o patamar pesado de carga.

Sintetizando: um consumo extremamente elevado, que implica no acionamento de usinas muito onerosas, foi valorado no mercado a um PLD de patamar médio, o qual foi calculado dias antes do evento e com premissas semanais. O nível de encargos decorrentes dessa situação é elevado, uma vez que, como afirmado, as usinas geradoras devem receber por terem produzido, entretanto o mercado paga apenas até o PLD. A recuperação da diferença entre o custo da usina e o PLD é via encargos, rateados por todos os agentes consumidores, segundo as Regras de Comercialização da CCEE (2010). Se as premissas fossem horárias e o cálculo do PLD, diário, a projeção da demanda para aquela hora seria significativamente mais acurada, uma vez que teria sido feita horas antes do evento, e não na semana anterior. Isso implicaria em preços superiores para aquela hora, incentivando a redução no consumo e, por consequência, nos encargos.

É importante destacar que o problema dos encargos é a falta de poder de tomada de decisão do consumidor. Com maior discretização de preços, uma indústria tem o poder de escolha, ela pode alterar o perfil de consumo e otimizar a conta no final do mês, ainda colaborando com o sistema. Entretanto isso não ocorre com encargos, ela apenas paga uma conta em decorrência da falta de sinalização para sua resposta.

Um outro ponto de atenção para encargos é proposto por Munhoz (2017). No período úmido, entre janeiro e maio, há situações, como finais de semana e a madrugada (provavelmente em horas do patamar leve), nas quais a demanda consegue ser suprida integralmente por hidrelétricas (nessas situações o CMO é zero). Entretanto, durante os dias da semana, provavelmente o operador necessitará de termelétricas para garantir o atendimento, mesmo no

patamar leve. O problema está no fato de haver CMOs horários iguais a zero em algumas ocasiões, mas o CMO semana-patamar calculado para o patamar leve é elevado o suficiente para que termelétricas entrassem na ordem de mérito e devessem estar gerando.

Diante disso, há duas soluções propostas por Munhoz (2017):

i. Desligam-se as termelétricas e aproveita-se da água em abundância para gerar energia;
ii. Mantêm-se as termelétricas ligadas e não se turbina a água, resultando em situação de vertimentos, desperdício.

A solução apresentada pelo autor como a melhor é a que de fato é adotada nesses momentos, trata-se da solução i. Não se deve desperdiçar a água e ainda utilizar o combustível das termelétricas.

Embora energeticamente a solução i seja a melhor, há um problema econômico nela. Seguindo o CMO semana-patamar, há termelétricas que deveriam estar sendo despachadas durante esses horários e, por razões as quais não podem controlar, são desligadas. Há aí um problema de restrição, *constraint* em inglês. A essa situação dá-se, portanto, o nome de *constrained-off*, as termelétricas são restringidas de sua geração e desligadas.

Pelo fato de o desligamento ser em decorrência de fatores que estão fora do controle dos termelétricos, esses geradores devem ser remunerados e, mais uma vez, isso ocorrerá via encargos. Esse encargo é calculado como o montante que esteve em *constrained-off* multiplicado pela diferença entre o PLD e o custo de geração da usina.

Assim, quanto maior periodicidade do processo de formação dos preços, e maior a discretização desses preços, mais eles serão próximos da operação em tempo real, fazendo com que o nível de encargos diminua. Se a formação do preço, junto da projeção de demanda, ocorrer todos os dias, para todas as horas do dia seguinte, ao invés de uma vez por semana para três patamares, os desvios entre o projetado e o realizado serão menores, levando a menos encargos.

3.5. A Consulta Pública 33

Em julho de 2017 o Ministério de Minas e Energia abriu uma Consulta Pública com título “Aprimoramento do marco legal do setor elétrico”, também conhecida como Consulta Pública 33. O Ministério objetivou recolher subsídios dos agentes e da sociedade acerca de temas e

paradigmas importantes do setor, como o acesso ao mercado livre, subsídios às fontes incentivadas e privatização e descotização.

A NT (Nota Técnica) Nº 5/2017/AEREG/SE - MME, principal documento referente à Consulta à época de contribuições, apresenta primeiramente um preâmbulo, com histórico e evolução do Setor. Em seguida, discorre sobre os ideais de futuro para o SEB, com propostas de diretrizes gerais a serem seguidas, como sinalização econômica e respeito aos papéis de cada instituição.

Uma das seções da nota é denominada "Regras para máximo acoplamento entre formação de preço e operação", onde há o reforço da importância de que os preços de energia sejam críveis e que se desviem o mínimo possível da realidade operativa. Ao mencionar os preços do mercado de curto prazo, lê-se que sua definição deve se dar no máximo em intervalos de tempo horários. Ou seja, há entendimento de que a situação de preços semana-patamar não mais se sustenta, devendo haver mudanças.

A partir de abril de 2018, se iniciou o projeto de preços sombra. Os preços vigentes de energia ainda são com discretização semanal e três patamares, entretanto, são divulgados pela CCEE e pelo ONS aqueles que seriam os preços de energia se o modelo horário estivesse em vigor, no intuito de que estudos e análises sejam feitas pelos agentes antes de sua implantação efetiva.

Conclui-se o Capítulo, sabendo e reafirmando que há problemas para o sistema e para os agentes com a baixa discretização na formação de preços. Ainda, reafirma-se que a experiência internacional de países referência mostra amplamente a adesão de preços horários de energia (ou até em intervalos de 30 minutos) no mercado físico. Por fim, reitera-se que há preocupação em nível Executivo e Regulatório no Brasil com o modelo de formação de preços atual, inclusive com a transição para o modelo horário, demonstrada por meio da implementação de um projeto sombra, a fim de que sejam realizadas simulações com aqueles que seriam os preços horários. Não há prejuízo em afirmar que a realidade dos preços horários se aproxima a cada dia e que estudos sobre o tema são relevantes e, mais do que nunca, necessários.

4. Materiais e métodos

4.1. Premissas e hipóteses

Com a apresentação da importância da maior discretização nos preços de energia, especialmente sob a ótica da resposta pelo lado da demanda, há agora fundamentação para que seja criado um cenário de estudo envolvendo um hipotético consumidor livre brasileiro.

Considere uma indústria que deve produzir 80 unidades de seu produto por dia. A produção é distribuída em um "bloco de produção" de 10 horas, composto por dois períodos de 4 horas de trabalho e 2 horas de intervalo entre eles. As 80 unidades são produzidas uniformemente pelas 8 horas da jornada de trabalho.

Em um cenário de preços horários de energia, o custo total da produção diária passa a depender da hora do dia escolhida pela indústria para ligar suas máquinas. Assim, como um consumidor residencial respondendo à tarifa branca, um consumidor livre pode modificar seu perfil de consumo, dando preferência às horas mais baratas. Busca-se determinar, com o auxílio da otimização, qual é o melhor horário do dia para que a jornada de trabalho se inicie nessa indústria, em função dos custos associados à produção de cada hora, os quais são divididos em fixos e variáveis.

Dentre as variáveis estão os custos com energia e com mão de obra. Como afirmado, o preço da energia vai variar a cada hora do dia, além deles, os gastos com mão de obra também, com adicionais seguindo acordos com sindicatos.

Os custos fixos são importantes para o lucro da indústria ao final do mês, entretanto não influenciam na decisão do melhor horário para a jornada de trabalho, justamente por serem fixos e não variarem com as horas do dia. Sendo assim, são desconsiderados na análise e, até o fim do trabalho, a menção à palavra custos é referente aos custos variáveis. A Equação 1 expressa a modelagem dos custos totais em função dos custos fixos e variáveis.

Equação 1 – Modelagem dos custos

$$C(t) = C_V(t) + C_F$$

sendo:

C	Custos totais
t	Tempo
C_V	Custos variáveis
C_F	Custos fixos

No processo de minimização, a derivada da função custo com relação ao tempo deve ser igual a zero.

Equação 2 – Minimização dos custos

$$\frac{\partial C(t)}{\partial t} = 0$$

$$\frac{\partial C_V(t)}{\partial t} + \frac{\partial C_F}{\partial t} = \frac{\partial C_V(t)}{\partial t} + 0 = 0$$

Por meio das equações, percebe-se que o custo fixo, de fato, não influencia em um processo de otimização.

Assume-se que a projeção de PLD feita pela indústria é extremamente assertiva e que ela esteja 100% descontratada, disposta a pagar os preços do MCP. Também é presumido que o consumidor possui pequena proporção do consumo total do sistema e, portanto, decisões quanto a alterar seu consumo não têm qualquer influência em alterar os preços projetados.

Considere ainda como premissa que a indústria negociou com o sindicato remunerações adicionais de mão de obra apresentados no Gráfico 4.1. Qualquer mudança no horário de produção é permitida, desde que respeite as remunerações adicionais indicadas.

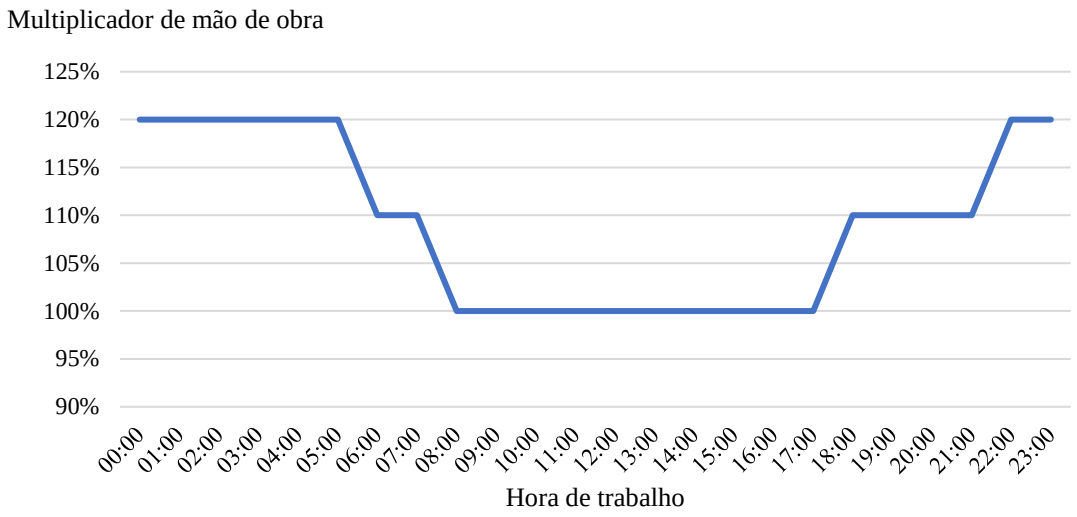

Gráfico 4.1 – Adicionais de mão de obra para cada hora do dia.

São itemizados as seções seguintes do capítulo.

- Na seção 4.2, para consolidar o entendimento, é analisado o impacto dos custos no horário de produção para dois exemplos. Na subseção 4.2.1, é analisado um exemplo com três patamares de preços (como acontece atualmente), enquanto na subseção 4.2.2, um exemplo com seis patamares. Para ambos exemplos, os preços utilizados são fictícios.

- Na seção 4.3, é definida uma premissa adicional, a eletrointensividade.

- Na seção 4.4, é apresentada a estratégia de solução. O problema é descrito, assim como a sua modelagem como um problema de otimização matemática (programação inteira).

- Em seguida, na seção 4.5 há um teste da estratégia de solução. O teste é feito com preços reais, obtidos nos *decks* do DESSEM disponibilizados no *site* da CCEE[4]. Tratam-se dos preços da operação sombra mencionada no capítulo anterior que está sendo realizada. O DESSEM é o modelo computacional que calcula e divulga os preços horários. Atualmente, o modelo utilizado é o DECOMP, que é utilizado semanalmente e calcula os preços para os três patamares da semana seguinte. O DESSEM divulga, ao final de cada dia, os preços relativos às horas do dia seguinte.

[4] Há alguns dias nos quais os preços não foram disponibilizados, nesses casos, ignora-se a existência do dia e a análise continua com o dia seguinte.

Obtendo sucesso no teste da estratégia de solução, com o modelo e a ferramenta se mostrando adequados, o trabalho é expandido para todo o histórico de preços da operação sombra disponibilizado. O horizonte desses preços é de 17 de abril (primeiro dia da operação sombra) até o dia 13 de julho (prazo estabelecido para o fim da coleta de dados e início das simulações). Ainda cabe destacar que os preços são referentes ao submercado Sudeste/Centro-Oeste, onde estão localizadas a maior parte das indústrias e da carga do SIN.

Reitera-se que o primeiro objetivo é a determinação do melhor horário de cada dia para que a jornada de trabalho dessa indústria se inicie. Esse processo é feito diariamente, tendo como premissa os preços horários para cada um dos dias do histórico.

Após o processo de otimização feito diariamente, realiza-se um estudo de todo o horizonte. Analisa-se todo o histórico, determinando o horário ótimo de produção que seja o mesmo para todos os dias do banco de dados disponível.

Ao final, são feitas comparações entre os custos associados a preços horários e a preços semana-patamar, tanto na análise diária, como na análise para todo o histórico, na tentativa de buscar os benefícios decorrentes da transição na periodicidade dos preços.

A Figura 4.1 elucida a metodologia proposta em formato de fluxograma para a solução do problema.

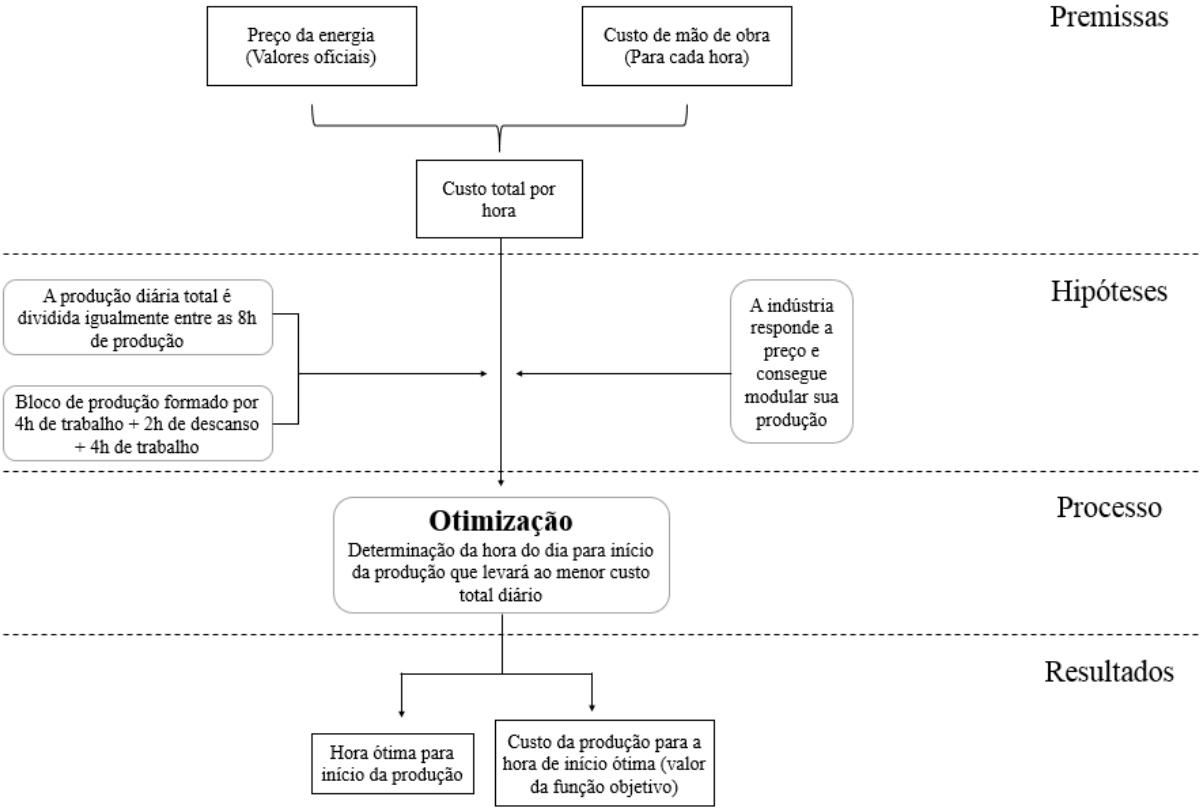

Figura 4.1 – Metodologia proposta para as análises feitas a cada dia do histórico.

4.2. Exemplos

4.2.1. Três patamares de carga

Como um exemplo inicial, para que o entendimento seja consolidado, criou-se uma situação hipotética, com custos fictícios. Supõe-se que os preços de energia para uma determinada semana sejam os indicados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Preços hipotéticos de energia para uma semana em um cenário com três patamares de carga.

Patamar de carga	Preço da energia (R$/MWh)
Leve	195
Médio	200
Pesado	205

Assumindo um custo de mão de obra base de 200 R$/unidade, e levando em conta os multiplicadores de mão de obra para a noite e a madrugada exibidos no Gráfico 4.1, compilam-se as duas informações no Gráfico 4.2.

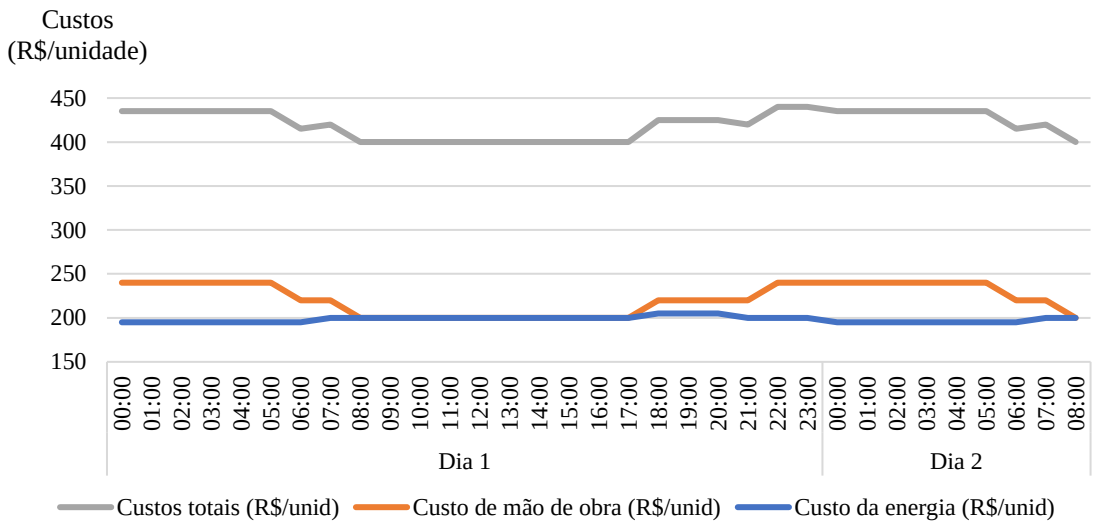

Gráfico 4.2 – Custos variáveis analisados no problema com três patamares de carga.

Fica claro que as horas com os menores custos de produção estão no intervalo de 08:00 até 17:59. Por inferência visual conclui-se facilmente que, economicamente, essas são as horas indicadas para as oito horas de jornada de trabalho nessa indústria. A alocação dessa produção é exibida no Gráfico 4.3.

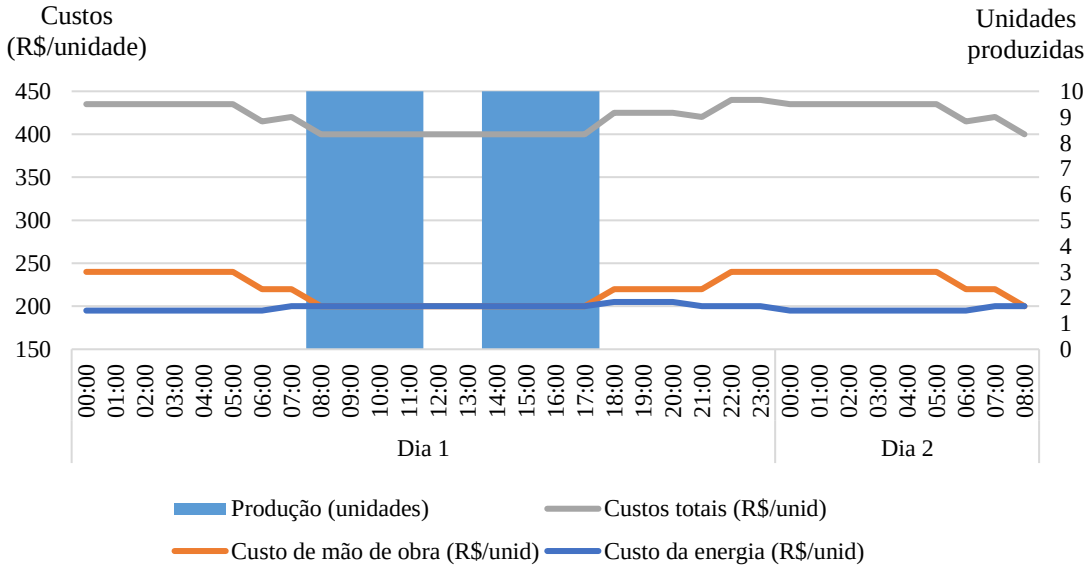

Gráfico 4.3 – Alocação da produção com três patamares de carga.

Nessa situação, o custo de produção de 08:00 até 17:59 é 400 R$/unidade para cada hora. Sendo produzidas 10 unidades por hora, durante oito horas, o custo total de produção para o dia é de 32.000 R$. É fácil perceber que qualquer deslocamento do bloco de produção para antes ou depois implicaria em um custo maior ao final do dia.

4.2.2. Seis patamares de carga

Talvez, com apenas três patamares de preço de energia e três patamares de mão de obra, seja fácil resolver o problema de minimização dos custos de produção apenas olhando os perfis de custos. Entretanto, ao se aumentar a discretização dos preços de energia, a tarefa deixa de ser trivial.

A próxima situação exemplifica um caso com mais níveis de preço, ainda não são horários, mas em patamares de quatro horas. Os valores são fictícios e disponibilizados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Preços hipotéticos de energia para uma semana em um cenário com seis patamares de carga.

Horário	Preço da energia (R$/MWh)
00:00 - 03:59	60
04:00 - 07:59	90
08:00 - 11:59	170
12:00 - 15:59	190
16:00 - 19:59	210
20:00 - 23:59	85

Assume-se o mesmo custo de mão de obra base de 200 R$/unidade e leva-se em conta os multiplicadores de mão de obra para a noite e a madrugada exibidos no Gráfico 4.1. Os custos compilados são apresentados no Gráfico 4.4.

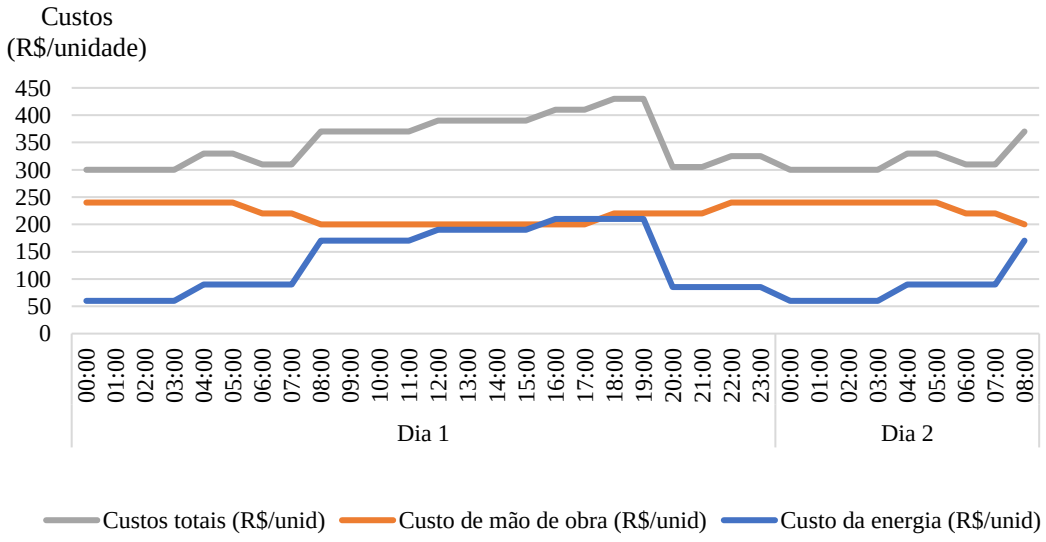

Gráfico 4.4 – Custos variáveis analisados no problema com seis patamares de carga.

Não está mais claro como na situação anterior qual é o melhor horário para início da produção. Certamente está fora do horário comercial, mas ainda assim não se sabe precisar esse horário.

Parece haver chances de ser 00:00 ou 01:00, como também de ser 20:00, 21:00, 22:00 ou 23:00, se estendendo para o início do dia seguinte.

São testadas diferentes horas e determina-se que aquela que acarreta em menores custos é 20:00, com custo de 25.200 R$ (Gráfico 4.5).

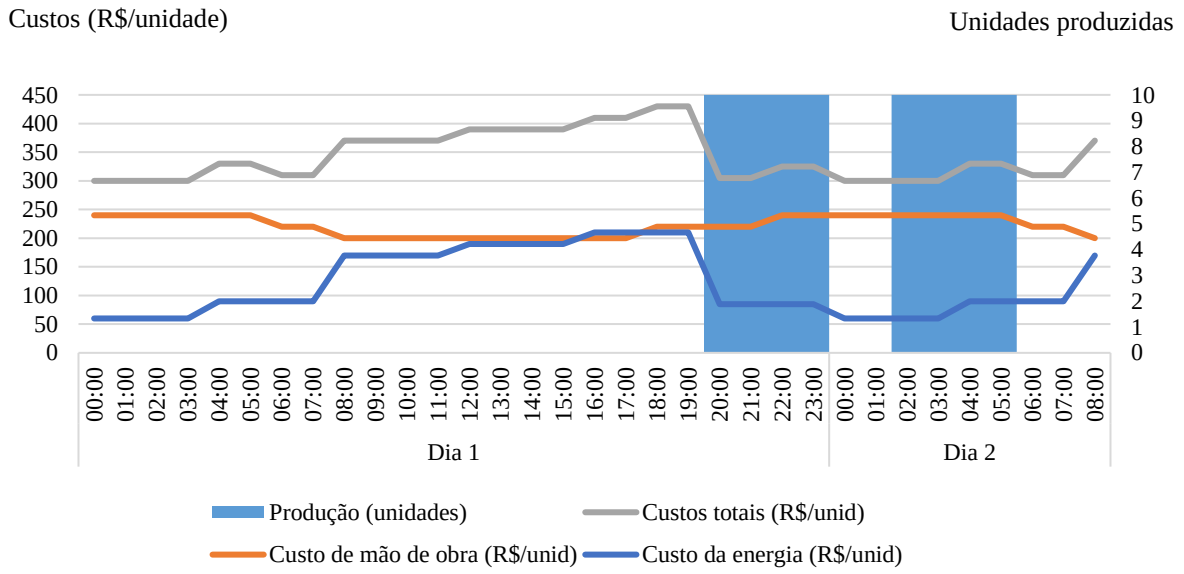

Gráfico 4.5 – Alocação da produção com seis patamares de carga.

Não é mais trivial perceber que deslocamentos do bloco de produção para antes ou depois podem levar a resultados de custos superiores.

Ao aumentar a discretização para períodos de uma hora, estender o processo para dezenas de dias e trabalhar com vários cenários de eletrointensividade, percebe-se que a inferência visual deixa de ser uma ferramenta viável para a solução do problema. Passa a ser necessária uma modelagem matemática e uma abordagem computacional para a obtenção dos resultados.

4.3. A eletrointensividade

Deseja-se analisar os custos absolutos em R$. Entretanto custos com mão de obra e energia são funções da quantidade de unidades produzidas e da energia gasta, assim, devem-se definir fatores para a conversão para R$.

Para a energia, definiu-se o fator energia [MWh/unidade], que pode ser interpretado como a quantidade de MWh necessária para a produção de uma unidade do produto da indústria.

Para a mão de obra, definiu-se a mão de obra base [R$/unidade], entendida como os custos com mão de obra por hora de 08:00 a 17:59 (trata-se do valor correspondente aos 100% no Gráfico 4.1).

Para uma hora do dia, a Figura 4.2 mostra a relação entre esses fatores na formação do custo total [R$].

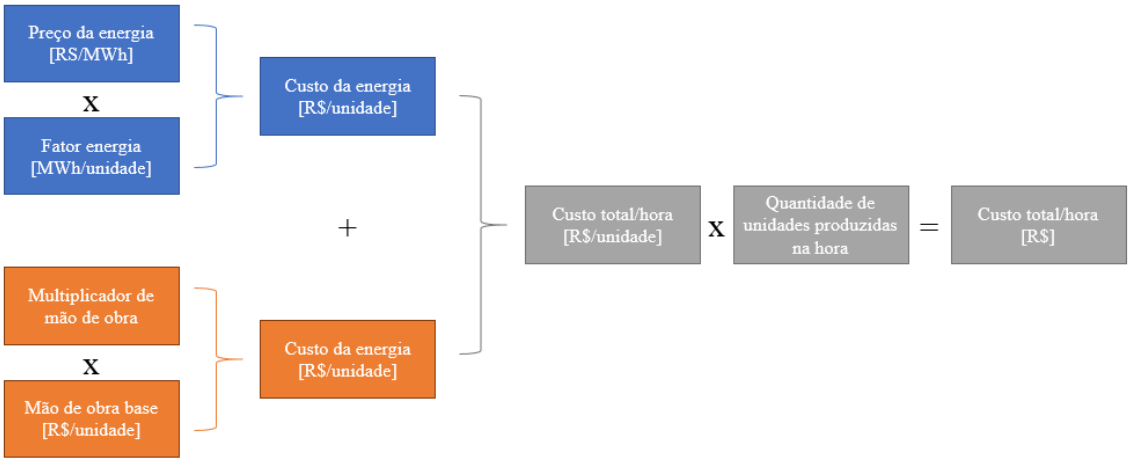

Figura 4.2 – O custo total horário a partir dos custos com energia e mão de obra.

Foram traçados cinco cenários de eletrointensividade, e para cada um deles são determinados fatores de energia e mão de obra base diferentes.

Para a especificação desses fatores, primeiramente obtém-se a média dos preços de energia para todo o histórico analisado, em seguida, a média dos multiplicadores de mão de obra disponibilizados no Gráfico 4.1 em um dia. A Tabela 4.3 apresenta esses números.

Tabela 4.3 – Média dos preços de energia do histórico e dos níveis de mão de obra em um dia.

Média de preço da energia (semana-patamar) [R$/MWh]	Média de multiplicadores de mão de obra
376,25	1,092

Encontram-se agora os fatores que levam os valores da Tabela 4.3 ao grau de eletrointensividade desejado. Para todos os cenários o custo total é 100 R$/unidade, e os fatores da Tabela 4.4 e da Tabela 4.5 são calculados levando isso em consideração.

Tabela 4.4 – Fator energia para cada cenário de eletrointensividade.

Média de preço da energia [R$/MWh]	**Fator energia [MWh/unidade]**	Custo da energia [R$/ unidade]	Eletrointensi-vidade
376,25	**0,08**	30	30%
	0,11	40	40%
	0,13	50	50%
	0,16	60	60%
	0,19	70	70%

Tabela 4.5 – Mão de obra base para cada cenário de eletrointensividade.

Média de multiplicadores de mão de obra	**Mão de obra base [R$/unidade]**	Custo de mão de obra [R$/ unidade]	Eletrointensi-vidade
1,092	**64,12**	70	30%
	54,96	60	40%
	45,80	50	50%
	36,64	40	60%
	27,48	30	70%

O entendimento fica mais claro, por exemplo, na análise do cenário de 40% de eletrointensividade. O fator que leva o preço médio de energia de 376,25 R$/MWh para 40 R$/unidade é 0,11 MWh/unidade. Nesse cenário, os custos com mão de obra devem ser 60 R$/unidade, assim, o fator que leva 1,092 a esse valor é 54,96 R$/unidade. O Gráfico 4.6 apresenta a interpretação visual da situação.

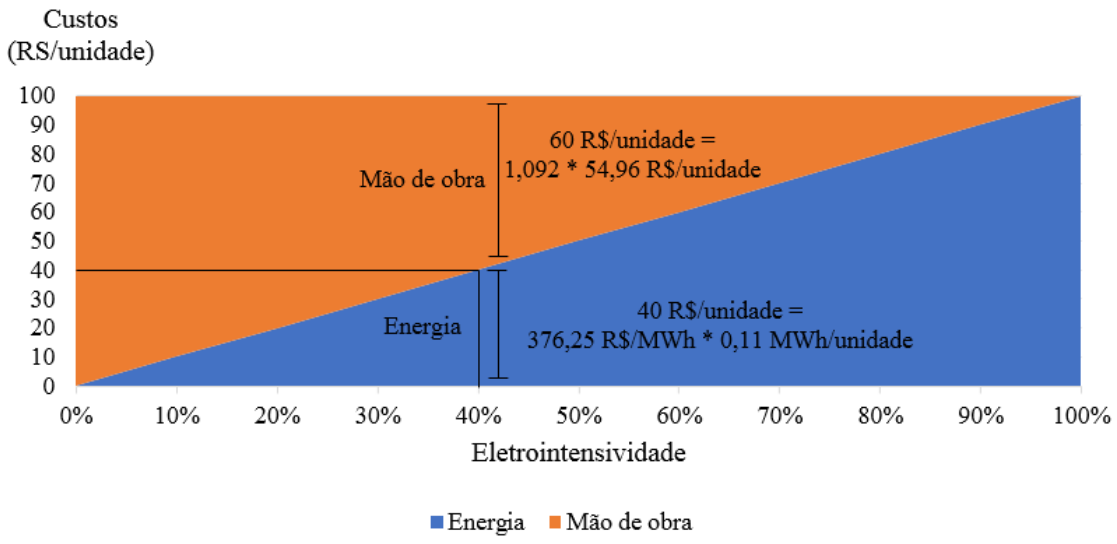

Gráfico 4.6 – Os custos totais com diferentes proporções de energia e mão de obra.

Em síntese, a interpretação geral é que há dois fatores, um para energia e um para mão de obra, que levam esses dois custos variáveis para níveis de ponderação desejados entre eles e o custo total, para todo o histórico analisado.

4.4. A estratégias de solução

O problema a ser resolvido é o seguinte: deseja-se determinar a hora para a alocação menos onerosa do bloco de produção de uma indústria, ou seja, deseja-se minimizar os custos de produção em um dia, em função do início da janela de produção.

4.4.1. Busca exaustiva (*Brute Force)*

A busca exaustiva, ou *Brute Force* (Força Bruta), é uma estratégia para a solução de problemas que consiste em resolver e testar cada uma das soluções obtidas até que se encontre a desejada. Trata-se de uma abordagem mais simples de construir, entretanto que possui limitações associadas à quantidade de parâmetros a serem alterados nas premissas.

A solução do problema de minimização de custos por meio da força bruta seria da seguinte maneira: Para cada um dos dias, seriam calculados os custos da produção com cada uma das 24 horas sendo a inicial. Ao final de cada dia, a hora que possuísse os menores custos seria selecionada como a ótima.

O problema deste trabalho pode ser resolvido com essa abordagem, todavia, em um cenário com um processo produtivo mais complexo, onde há mais características e restrições a serem modeladas, o método de busca exaustiva se torna inviável. Testar cada uma das n possíveis soluções podendo haver variação em m variáveis pode requerer recursos computacionais que não são compensados pela obtenção da solução.

4.4.2. Otimização

A otimização é uma abordagem afeita a problemas de sistemas de energia. Com a modelagem adequada, há um valor inicial para o processo e os valores seguintes selecionados são direcionados ao ponto de convergência, de modo a ferramenta computacional escolhida não testa indiscriminadamente cada uma das possíveis soluções.

Reitera-se que o problema escolhido para este trabalho poderia ser resolvido com a busca exaustiva, pela quantidade relativamente baixa de alternativas e restrições. Entretanto, por se

tratar de uma solução matematicamente mais elegante e expansível para situações com maior grau de complexidade, a otimização foi a estratégia selecionada.

A modelagem matemática é apresentada a seguir:

- Função objetivo:

$$\text{f.o.: } \min_{IProd} \sum_{i=0}^{23} [Custo_i \ * IProd_i]$$

sendo:

i — Indexador da hora de início da janela de produção;

$IProd$ — Variável de decisão (variável primal): vetor que representa o início da janela de produção. Possui 24 posições, uma associada a cada hora do dia, sendo uma com valor 1 e as demais com valor 0. Tal vetor é a variável primal do problema de otimização, ou seja, a variável que o "solver" deverá manipular de modo a minimizar a função objetivo.

De forma genérica, os elementos do vetor $IProd_i$ são definidos como o seguinte conjunto de variáveis binárias:

$$IProd_i^n = \begin{cases} 1; \text{ para todo } i = n \\ 0; \text{ para todo } i \neq n \end{cases}$$

$$i = 0; 1; 2; \ldots; 23$$

supondo *n* como a hora de início de produção ótima (desconhecida a priori, ao final do processo de otimização tal hora será revelada).

Exemplo: $IProd^{11}$ é o vetor que representa o início da janela de produção às 11 horas da manhã). Em notação por índices, tal vetor é definido da seguinte forma:

$$IProd_i^{11} = \begin{cases} 1; \text{ para todo } i = 11 \\ 0; \text{ para todo } i \neq 11 \end{cases}$$

$Custo_i$ — Coeficientes da função objetivo: vetor que representa o custo total da produção com início na hora *i*. O cálculo dos valores deste vetor poderá ser definido de acordo com objetivos distintos, conforme será tratado adiante.

- Modelo de otimização matemática geral:

$$\text{f.o.: } \min_{IProd} \sum_{i=0}^{23} [Custo_i \ * IProd_i]$$

$$Custo_i = Custo_e_i + Custo_m_i$$

$$\text{s.a.: } \sum_{i=0}^{23} IProd_i = 1$$

$$IProd_i \rightarrow Variáveis\ binárias$$

Onde:

$Custo_e_i$ Custo diário com energia para hora de início i;

$Custo_m_i$ Custo diário com mão de obra para a hora de início i.

- Definição dos coeficientes da função objetivo ($Custo_e_i$ e $Custo_m_i$):

$$Custo_e_i = \sum_{t=i}^{T_1=i+3} Custo_e_t + \sum_{t=i+6}^{T_2=i+9} Custo_e_t$$

$$Custo_m_i = \sum_{t=i}^{T_1=i+3} Custo_m_t + \sum_{t=i+6}^{T_2=i+9} Custo_m_t$$

Onde:

t Indexador das horas contidas na janela de produção iniciada em i.

Os custos com energia, como afirmado anteriormente, são provenientes da operação sombra, há um histórico de custos. Se o processo de otimização for realizado diariamente, $Custo_e_i$ será exatamente o valor disponibilizado no histórico para cada hora. Por outro lado, se o processo de otimização for realizado, digamos, mensalmente, para que se determine a melhor hora para início da produção que será mantida durante todos os dias do mês, $Custo_e_i$ será a soma dos custos para a hora i de todos os dias do mês que se deseja otimizar.

Ainda, atenta-se para o seguinte fato: se i = 23, por exemplo, $T_2 = i + 9 = 32$, ou seja, são necessários os custos de 23:00 do dia analisado e também das nove horas seguintes, já que a

janela de produção possui 10 horas. Assim, os dados de preço do dia seguinte ao escolhido também são considerados nas análises.

A ferramenta utilizada para a otimização é o *solver* programado na plataforma Microsoft Office Excel.

4.5. Teste da estratégia de solução

Tendo um dia selecionado, a planilha busca no banco de dados os preços de energia associados a essa data, servindo como *input* para o *solver*. Os custos com mão de obra são adicionados aos preços de energia hora a hora, formando os custos horários totais. O Gráfico 4.7 exemplifica o processo para 70% de eletrointensividade no dia 26 de maio (dia 1) e 27 de maio (dia 2).

O fator energia para 70% é 0,19 MWh/unidade, assim, a curva azul foi construída a partir do produto dos preços em cada hora desse dia com o fator energia. Ainda para 70%, a mão de obra base é 27,48 R$/unidade e ela é multiplicada pelos fatores do Gráfico 4.1 para cada hora correspondente. A soma das duas curvas é a curva de custos totais da produção para cada hora do dia.

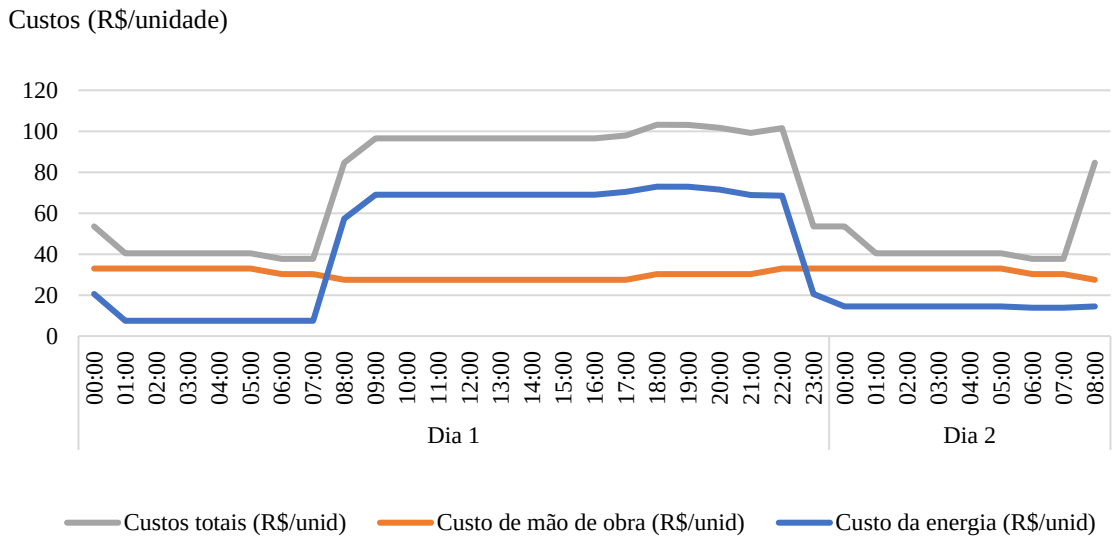

Gráfico 4.7 – Custos variáveis analisados nos dias 26 e 27 de maio em um cenário de 70% de eletrointensividade.

O *solver*, programado com a modelagem descrita na seção 4.4 determina a hora de início de produção que leva aos menores custos diários. No caso do dia 26 de maio, essa hora é 23:00, se estendendo até as 08:59 do dia 2. O Gráfico 4.8 a seguir indica a produção alocada.

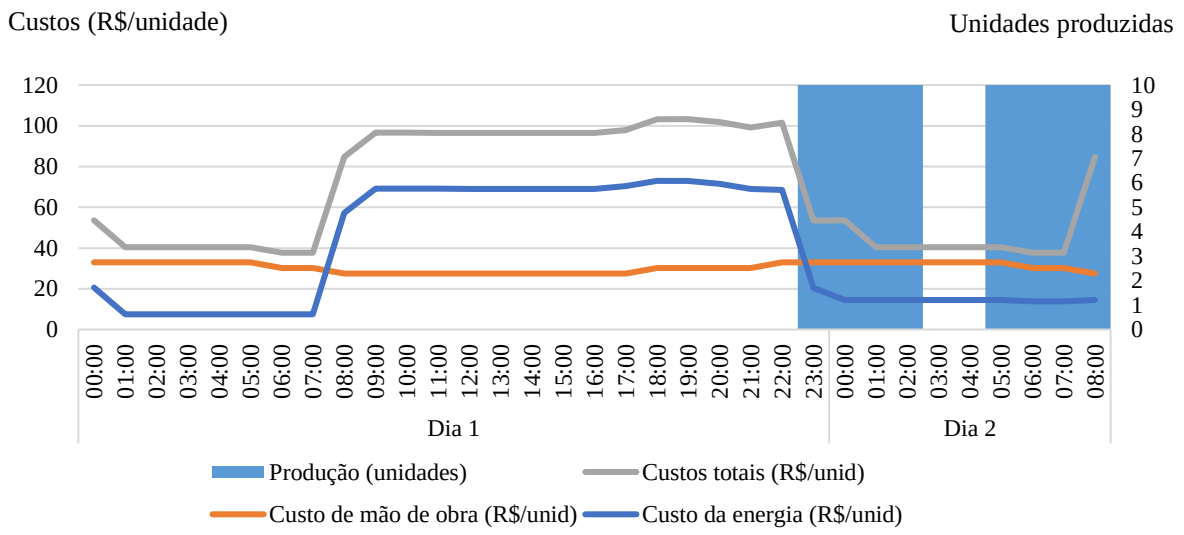

Gráfico 4.8 – Alocação ótima da produção ótima no dia 26 de maio em um cenário de 70% de eletrointensividade.

Sabendo o horário de início da produção, calcula-se o custo total da produção associada ao dia igual a R$ 3.736,70. O valor é comparado ao o custo que a indústria teria se os preços fossem semana-patamar e produção se iniciasse no horário comercial, às 08:00, que é igual a R$ 8.434,09. Percebe-se redução de 55,7% nos custos variáveis pelo fato de os preços agora serem horários e a indústria conseguir alterar seu perfil de consumo.

Calcula-se o custo da produção com seu início dado em cada uma das 24 horas do dia, de modo a confirmar e legitimar a solução do *solver*. A Tabela 4.6 apresenta esses custos associados a cada hora de início.

Tabela 4.6 – Custos da produção associados a cada horário de início no dia 26 de maio.

Hora de início da produção	Custo da produção (R$)
00:00	4.315,70
01:00	4.773,57
02:00	5.362,17
03:00	5.453,01
04:00	5.425,05
05:00	5.867,23
06:00	6.428,08
07:00	7.016,30
08:00	7.618,82
09:00	7.803,88
10:00	7.870,06
11:00	7.922,37
12:00	7.934,28
13:00	7.916,61

14:00	7.433,76
15:00	6.957,84
16:00	6.507,88
17:00	6.020,94
18:00	5.973,37
19:00	5.955,90
20:00	5.458,01
21:00	4.881,58
22:00	4.331,22
23:00	**3.736,70**

De fato, o horário de início da produção que que leva aos menores custos no dia 26 de maio é 23:00. A solução apresentada pelo *solver* é de fato a correta e é confirmada pelo método *Brute Force*. Como afirmado anteriormente, a otimização é um processo de solução afeito a sistemas de energia. No caso deste trabalho, a solução de busca exaustiva é viável pela quantidade relativamente pequena de variáveis, entretanto, ao avançar para sistemas mais complexos, associados a processos de produção com mais restrições e mais características a serem modeladas, a otimização é a única escolha lógica de abordagem para solução.

5. Resultados e discussões

Na seção 5.1 deste capítulo, é determinada a alocação temporal ótima do processo produtivo para cada dia do histórico em um contexto de preços horários. A seção 5.2 aborda os benefícios relacionados à alocação da produção nos dois contextos de preços apresentados no trabalho, semana-patamar e horário. Por fim, a seção 5.3 apresenta a alocação temporal que leva ao menor custo no processo produtivo para todo o histórico, assumindo a mesma hora de início da produção para todos os dias.

Em resumo, as análises deste capítulo comparam os custos para contextos de preços horários e preços semana-patamar na busca de elucidar benefícios dessa transição. Além disso, buscam entender o deslocamento do bloco de produção em relação ao horário comercial, como forma de resposta a preços pelo lado da demanda.

5.1. Otimização da alocação de produção a cada dia no contexto dos preços horários

Na primeira análise deseja-se otimizar a alocação temporal do processo produtivo para cada dia do horizonte disponível. Por meio da ferramenta das macros, códigos na linguagem VBA (*Visual Basic for Applications*), disponível no Excel, o processo é automatizado para todo o histórico. Um dia é selecionado, o *solver* é acionado e os resultados são transferidos para uma planilha auxiliar. O dia seguinte é então selecionado e o procedimento se repete até o último dia disponível. Além disso, findado o processo, o nível de eletrointensividade é alterado e, novamente, tudo se repete para os graus de eletrointensividade desejados. Há, portanto, como resultado, uma hora de início e o custo de produção para cada dia do histórico. A Tabela 5.1 apresenta o percentual de número de dias que determinada hora foi definida como ótima para diferentes níveis de eletrointensividade (os resultados completos estão disponibilizados na Tabela ANEXO 1).

Tabela 5.1 – Quantidade (%) de dias nos quais cada hora foi indicada pelo solver como ótima.

Horário de início	Eletrointensividade				
	30%	40%	50%	60%	70%
00:00	8%	14%	18%	20%	22%
01:00	1%	8%	9%	12%	14%
02:00	14%	12%	12%	11%	5%
03:00	0%	3%	5%	1%	1%
04:00	0%	0%	0%	0%	0%
05:00	0%	0%	0%	0%	0%
06:00	9%	3%	0%	1%	1%
07:00	0%	0%	1%	1%	1%
08:00	47%	36%	24%	22%	22%
09:00	0%	0%	0%	0%	0%
10:00	0%	0%	0%	0%	0%
11:00	0%	0%	0%	0%	0%
12:00	0%	0%	0%	0%	0%
13:00	0%	0%	0%	0%	0%
14:00	0%	0%	0%	0%	0%
15:00	0%	0%	0%	0%	0%
16:00	0%	0%	0%	0%	0%
17:00	0%	0%	0%	0%	0%
18:00	0%	0%	0%	0%	0%
19:00	3%	4%	5%	7%	8%
20:00	0%	0%	0%	0%	0%
21:00	0%	0%	1%	1%	1%
22:00	0%	0%	0%	0%	0%
23:00	18%	20%	23%	23%	24%

Por meio da tabela pode-se observar, com a redução da eletrointensividade, uma tendência de a alocação ótima da produção no horário comercial (que se inicia às 08:00). Tal observação é explicada pela influência que a mão de obra possui nos custos finais. Quanto menor a eletrointensividade, mais a produção tenderá a se deslocar para horários quando a mão de obra é menos onerosa (08:00). Assim, quanto menor influência da mão de obra, maior é a eletrointensividade e mais a produção acompanha os custos da energia, tendendo a se deslocar do horário comercial e se estabelecer em horários da noite e da madrugada. O Gráfico 5.1 complementa a informação, auxiliando na visualização.

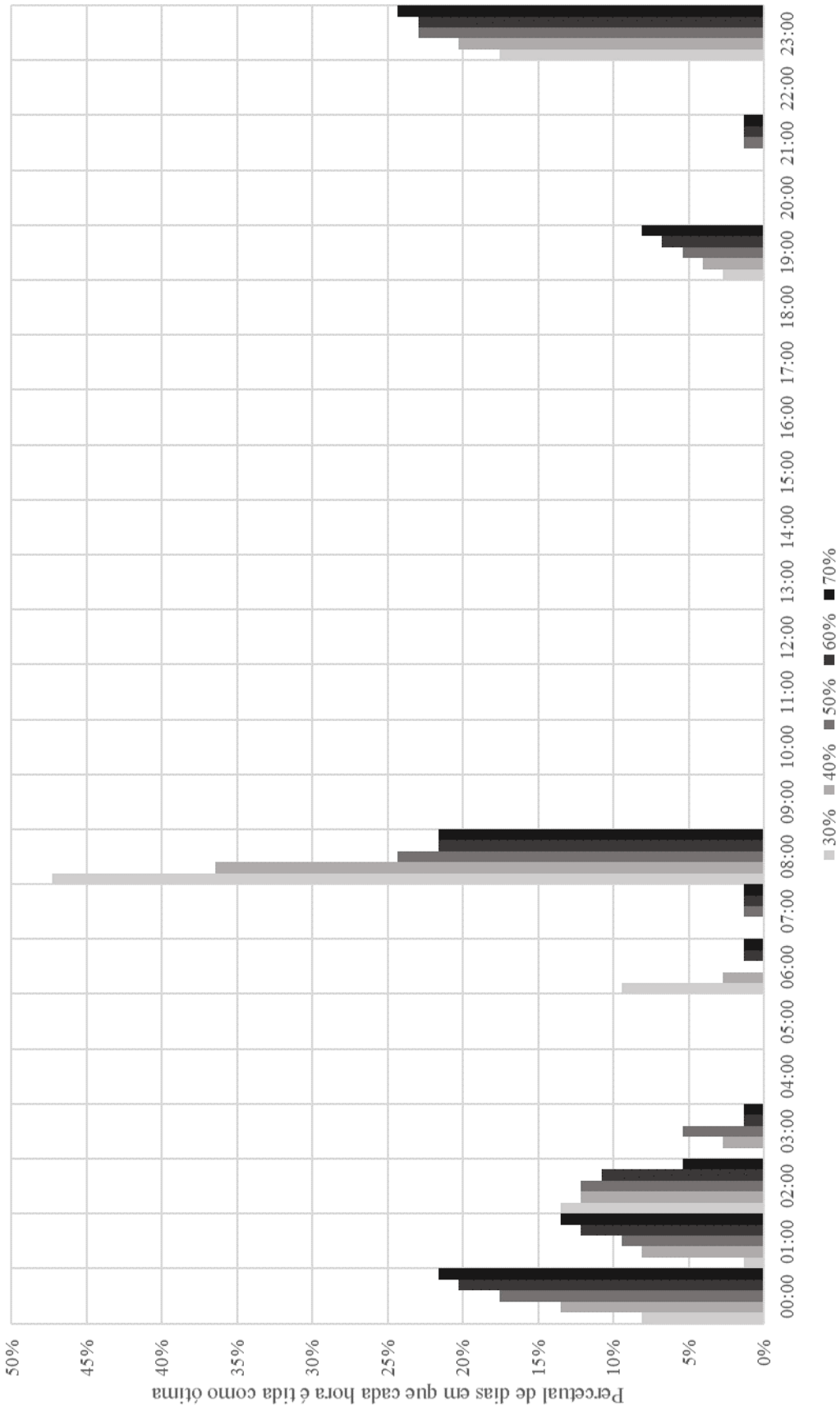

Gráfico 5.1 –Dias (%) em que cada hora foi determinada como ótima para cada cenário de eletrointensividade.

De fato, o aumento na eletrointensividade desloca a produção para longe das 08:00, entretanto, não há um único horário como destino, mas sim um intervalo de horários. Com 30% de eletrointensividade, 41% dos dias estão com horário ótimo na faixa entre 21:00 e 03:00. Com 70% de eletrointensividade, a porcentagem de dias com o horário ideal nessa faixa aumenta para 66%, indicando a tendência de a produção ser otimizada se for iniciada à noite ou de madrugada.

5.2. Comparação dos benefícios com a alocação da produção entre os contextos de preços semana-patamar e horário

Após um processo de otimização, os custos de produção para cada dia serão os menores possíveis, entretanto, não serão necessariamente inferiores aos custos em um contexto de preços semana-patamar. Assim, esta seção destina-se a analisar os efeitos de ambas as discretizações de preços nos custos de produção da indústria para todos os dias do histórico. Para isso, assumem-se duas situações:

i. Preços semana-patamar com horário de início da jornada de trabalho às 08:00[5];
ii. Preços horários com horário de início da jornada de trabalho definido pelo *solver*.

Comparam-se os custos da produção dos cenários i e ii diariamente (os resultados completos estão disponibilizados nas Tabela ANEXO 2, 3, 4, 5 e 6). Como resultado há faixas percentuais de redução ou aumento de custo, indicando diferentes graus da vantagem ou desvantagem obtidas com a mudança para os preços horários e a modulação do consumo. Os dados foram então agrupados em 11 faixas de redução de custo e 3 faixas de aumento de custo, indicadas na Tabela 5.2 e na Tabela 5.3. As tabelas apresentam o percentual de dias nos quais a variação de custo se encontra nas faixas determinadas.

Destaca-se que a redução e o aumento percentual de custo são obtidos com o cenário de preços semana-patamar (i) sendo a base.

[5] Em praticamente 80% dos dias, com máxima eletrointensividade selecionada, a resposta dada pelo *solver* para o início da produção no contexto de preços semana-patamar foi 08:00. Assim, fixou-se esse horário para o início da produção em todos os dias, no contexto semana-patamar.

Tabela 5.2 – Quantidade de dias (%) em que são percebidos cenários de redução de custos dentro de cada faixa indicada, para cada cenário de eletrointensividade.

Redução de custos entre	Eletrointensividade				
	30%	40%	50%	60%	70%
0 e 1,99%	32%	28%	20%	18%	18%
2% e 3,99%	12%	5%	8%	3%	0%
4% e 5,99 %	3%	7%	9%	4%	1%
6% e 7,99%	3%	3%	5%	7%	3%
8% e 9,99%	4%	5%	4%	5%	4%
10% e 11,99%	7%	7%	3%	8%	5%
12% e 13,99%	1%	1%	1%	4%	4%
14% e 15,99%	5%	3%	4%	3%	7%
16% e 17,99%	3%	4%	5%	0%	7%
18% e 19,99%	3%	3%	3%	4%	1%
20% ou maior	8%	20%	30%	39%	45%
Total de dias com redução	81%	86%	93%	95%	95%

Tabela 5.3 – Quantidade de dias (%) em que são percebidos cenários de aumento de custos dentro de cada faixa indicada, para cada cenário de eletrointensividade.

Aumento de custos entre	Eletrointensividade				
	30%	40%	50%	60%	70%
0 e 1,99%	19%	14%	5%	5%	4%
2% e 3,99%	0%	0%	1%	0%	1%
4% e 5,99 %	0%	0%	0%	0%	0%
Total de dias com aumento	19%	14%	7%	5%	5%

Percebe-se que o aumento na eletrointensividade implica em reduções de custos maiores, o que era esperado, já que maior eletrointensividade significa maior possibilidade de escolha ao consumidor. Os custos de energia variam em 24 patamares, já os de mão de obra, em 3. Se o maior impacto no preço for em decorrência de um fator com mais variação durante o mesmo período, maiores são as chances de o consumidor alocar melhor seus recursos e reduzir custos.

Assim como na seção 5.1, o Gráfico 5.2 é apresentado para complementar as tabelas e oferecer melhor visualização das variações de custos com a variação da eletrointensividade.

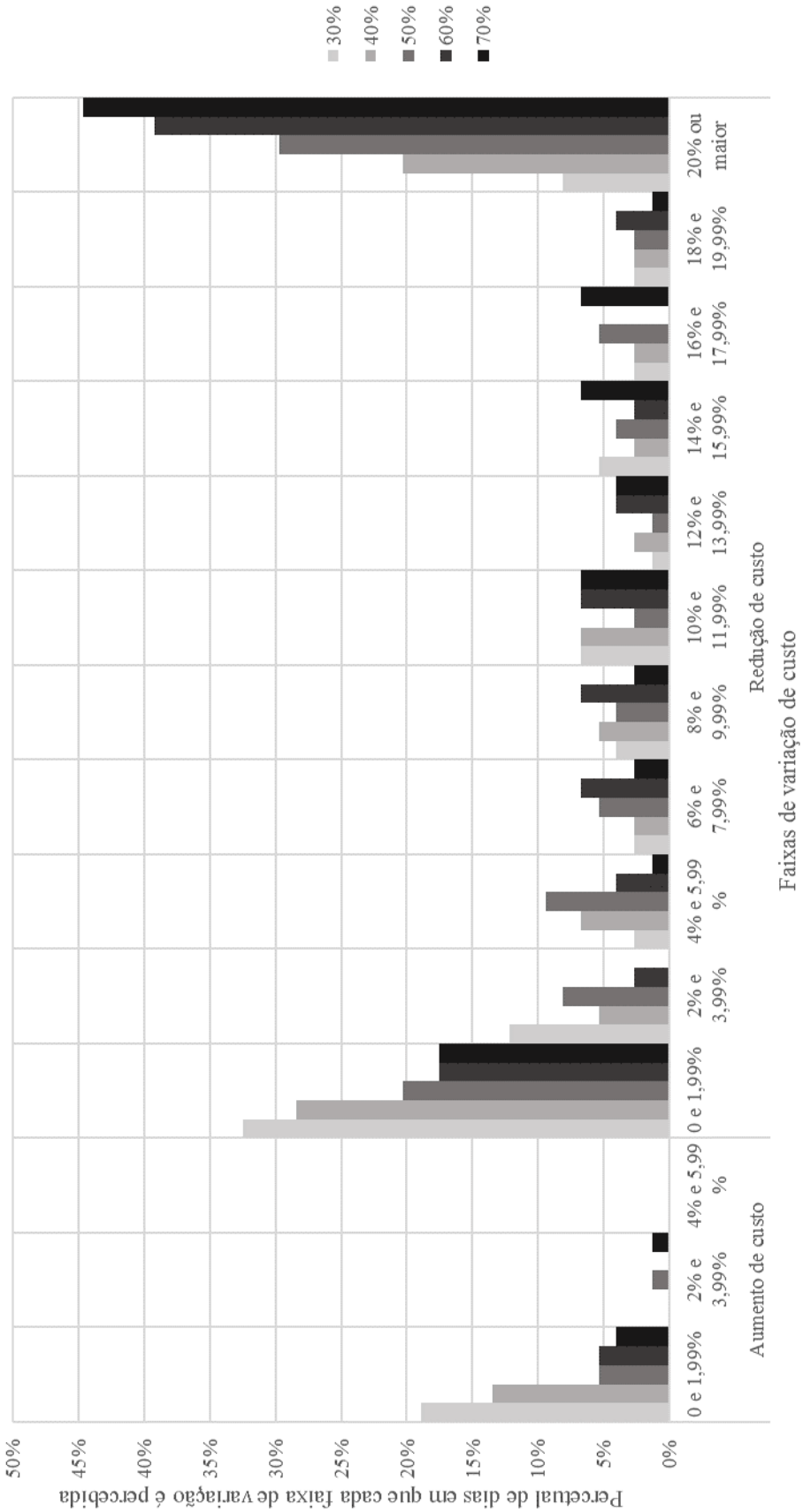

Gráfico 5.2 – Dias (%) em que as faixas de variação de custo foram percebidas para cada cenário de eletrointensividade.

Mais uma vez são nítidos os benefícios da resposta da demanda, especialmente em indústrias mais eletrointensivas. Com uma análise diária da modificação do consumo, reduções de custo superiores a 20% são percebidas em 8% dos dias para 30% de eletrointensividade, enquanto que no caso de 70% de eletrointensividade, percebe-se esse nível de redução de custo em 45% dos dias.

Os resultados com a determinação de perfil de consumo sendo feita a cada dia são extremamente satisfatórios, afinal, quanto maior a discretização, mais alternativas se tem e, portanto, mais se consegue se otimizar a alocação da produção. Entretanto há um inconveniente em realizar esse processo diariamente, levando a indústria a buscar uma alocação que se aplique não mais a cada dia, mas sim a um conjunto de dias.

5.3. Otimização da alocação da produção para todo o histórico no contexto dos preços horários

Como mencionado, uma análise diária pode trazer prejuízos para situações práticas. Imagine que ao final do dia a indústria determine que o horário ótimo para início da jornada de trabalho é 03:00. Se isso ocorrer em um dia que a jornada de trabalho termine às 22:00, os funcionários teriam apenas 5 horas para ir para casa, descansar e voltar ao trabalho.

Para evitar situações como essa, a qual faz sentido matemático, embora não prático, faz-se conveniente determinar o horário da jornada de trabalho para intervalos maiores de tempo, não para cada dia. Imagine que ao final de todo mês a indústria determine o horário da jornada de trabalho para todos os dias do mês seguinte, ou ainda que isso seja realizado semestralmente, há mais aplicação prática da solução dessa forma. Todo grande consumidor deve buscar boas estimativas de preços para o futuro, o que serviria de premissa para a redução na periodicidade do processo de otimização proposto.

O *solver* foi acionado e, como resultado, determinou a hora de início da produção que incorreu em menores custos de produção para todo o histórico. Ainda foram calculados os custos de produção com todas as outras horas sendo a hora inicial, de forma a se construir uma análise de sensibilidade. Os resultados para cada hora são comparados com os resultados de preços semana-patamar, com a produção iniciada às 08:00 todos os dias.

As tabelas que seguem apresentam, para cada cenário de eletrointensividade, os resultados da comparação entre os custos nos dois contextos de preço, com a hora ótima destacada em negrito.

A primeira parte com preços horários, com os custos associados a cada hora de início da produção, e a segundo com preços semana-patamar, com os custos associados à jornada de trabalho iniciada às 08:00. Em seguida são apresentados gráficos que trazem apoio visual às tabelas.

Tabela 5.4 – Custos e reduções associados a cada hora de início de produção para 30% de eletrointensividade.

Eletrointensividade - 30%							
Horário de início	Preços horários			Preços semana-patamar (iniciando todos os dias às 8h)			Redução nos custos (%)
	Custo da energia [R$]	Custo da mão de obra [R$]	Custo total [R$]	Custo da energia [R$]	Custo da mão de obra [R$]	Custo total [R$]	
12:00	175.628	403.969	579.598	182.919	384.733	567.652	-2%
13:00	175.178	408.779	583.957				-3%
14:00	174.455	413.588	588.043				-4%
15:00	169.098	423.206	592.304				-4%
16:00	162.841	432.824	595.665				-5%
17:00	155.787	437.634	593.421				-5%
18:00	148.760	442.443	591.203				-4%
19:00	146.209	447.252	593.461				-5%
20:00	145.131	452.061	597.192				-5%
21:00	142.338	452.061	594.399				-5%
22:00	140.117	452.061	592.178				-4%
23:00	138.184	442.443	580.627				-2%
00:00	135.848	432.824	568.672				0%
01:00	137.366	428.015	565.382				0%
02:00	140.342	423.206	563.548				1%
03:00	145.597	418.397	563.994				1%
04:00	151.781	413.588	565.368				0%
05:00	157.867	403.969	561.837				1%
06:00	162.716	394.351	557.067				2%
07:00	166.336	389.542	555.878				2%
08:00	**169.666**	**384.733**	**554.399**				**2%**
09:00	172.357	389.542	561.899				1%
10:00	174.504	394.351	568.855				0%
11:00	175.471	399.160	574.631				-1%

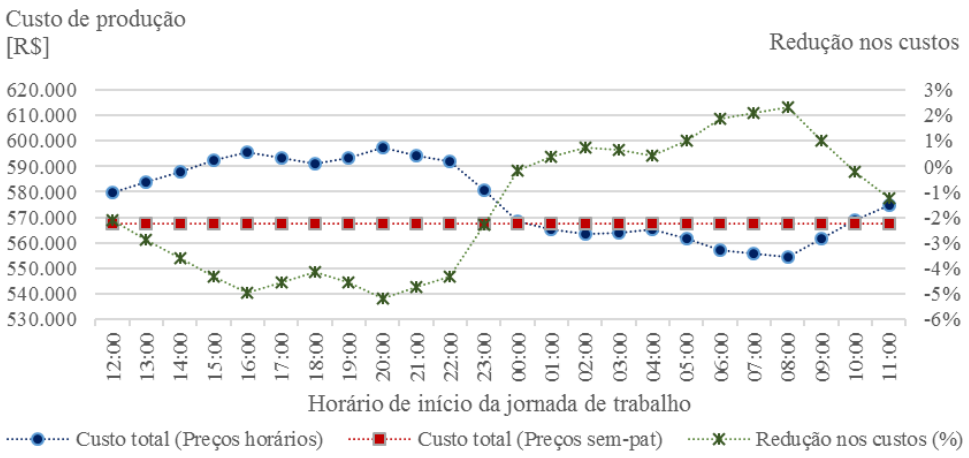

Gráfico 5.3 – Custos e reduções (%) para cada horário de início da jornada de trabalho, para 30% de eletrointensividade.

Tabela 5.5 – Custos e reduções associados a cada hora de início de produção para 40% de eletrointensividade.

Eletrointensividade - 40%							
Horário de início	Preços horários			Preços semana-patamar (iniciando todos os dias às 8h)			Redução nos custos (%)
	Custo da energia [R$]	Custo da mão de obra [R$]	Custo total [R$]	Custo da energia [R$]	Custo da mão de obra [R$]	Custo total [R$]	
12:00	234.364	346.248	580.612	244.093	329.760	573.853	-1%
13:00	233.763	350.370	584.133				-2%
14:00	232.798	354.492	587.290				-2%
15:00	225.649	362.736	588.385				-3%
16:00	217.300	370.980	588.280				-3%
17:00	207.888	375.102	582.990				-2%
18:00	198.510	379.224	577.734				-1%
19:00	195.105	383.346	578.451				-1%
20:00	193.667	387.468	581.135				-1%
21:00	189.940	387.468	577.408				-1%
22:00	186.977	387.468	574.445				0%
23:00	184.398	379.224	563.622				2%
00:00	181.279	370.980	552.259				4%
01:00	183.306	366.858	550.164				4%
02:00	**187.277**	**362.736**	**550.013**				**4%**
03:00	194.290	358.614	552.904				4%
04:00	202.541	354.492	557.033				3%
05:00	210.663	346.248	556.911				3%
06:00	217.134	338.004	555.138				3%
07:00	221.964	333.882	555.846				3%
08:00	226.408	329.760	556.168				3%
09:00	229.999	333.882	563.881				2%
10:00	232.864	338.004	570.868				1%
11:00	234.154	342.126	576.280				0%

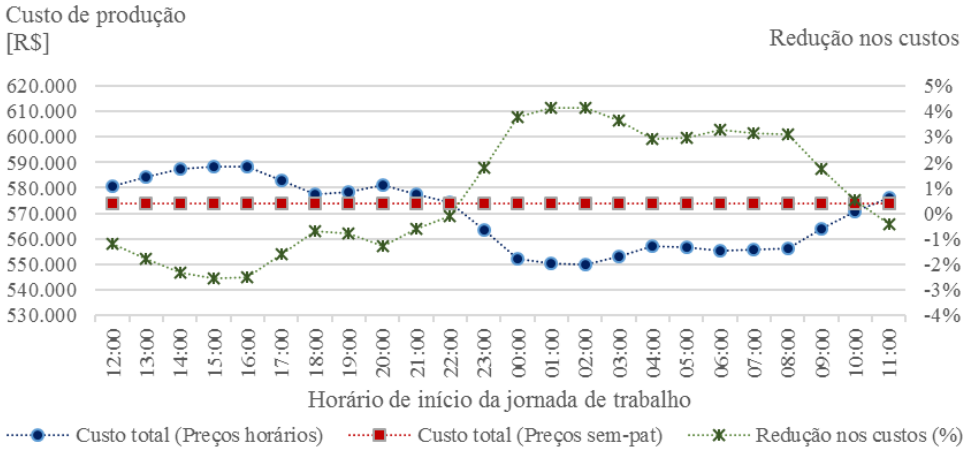

Gráfico 5.4 – Custos e reduções (%) para cada horário de início da jornada de trabalho, para 40% de eletrointensividade.

Tabela 5.6 – Custos e reduções associados a cada hora de início de produção para 50% de eletrointensividade.

Eletrointensividade - 50%							
Horário de início	Preços horários			Preços semana-patamar (iniciando todos os dias às 8h)			Redução nos custos (%)
	Custo da energia [R$]	Custo da mão de obra [R$]	Custo total [R$]	Custo da energia [R$]	Custo da mão de obra [R$]	Custo total [R$]	
12:00	292.955	288.540	581.495	305.116	274.800	579.916	0%
13:00	292.204	291.975	584.179				-1%
14:00	290.998	295.410	586.408				-1%
15:00	282.062	302.280	584.342				-1%
16:00	271.625	309.150	580.775				0%
17:00	259.860	312.585	572.445				1%
18:00	248.137	316.020	564.157				3%
19:00	243.882	319.455	563.337				3%
20:00	242.084	322.890	564.974				3%
21:00	237.425	322.890	560.315				3%
22:00	233.721	322.890	556.611				4%
23:00	230.497	316.020	546.517				6%
00:00	226.599	309.150	535.749				8%
01:00	**229.133**	**305.715**	**534.848**				**8%**
02:00	234.096	302.280	536.376				8%
03:00	242.862	298.845	541.707				7%
04:00	253.176	295.410	548.586				5%
05:00	263.329	288.540	551.869				5%
06:00	271.417	281.670	553.087				5%
07:00	277.455	278.235	555.690				4%
08:00	283.010	274.800	557.810				4%
09:00	287.499	278.235	565.734				2%
10:00	291.080	281.670	572.750				1%
11:00	292.692	285.105	577.797				0%

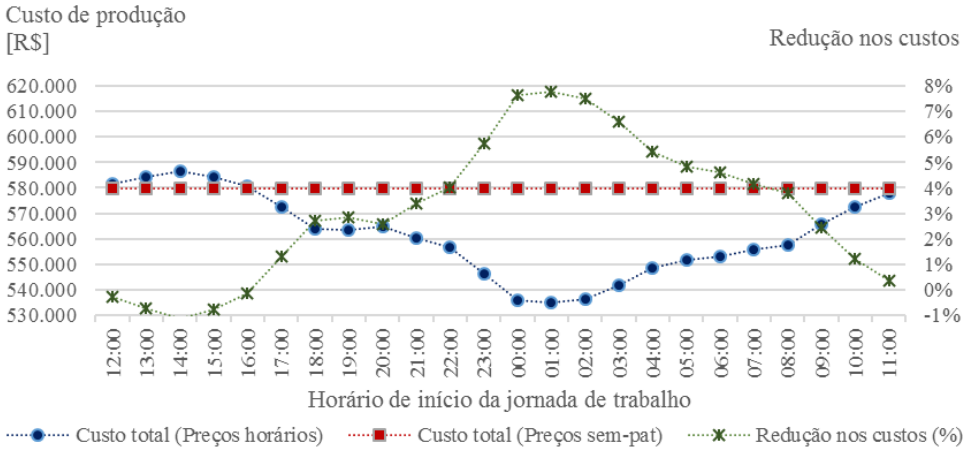

Gráfico 5.5 – Custos e reduções (%) para cada horário de início da jornada de trabalho, para 50% de eletrointensividade.

Tabela 5.7 – Custos e reduções associados a cada hora de início de produção para 60% de eletrointensividade.

Eletrointensividade - 60%							
Horário de início	Preços horários			Preços semana-patamar (iniciando todos os dias às 8h)			Redução nos custos (%)
	Custo da energia [R$]	Custo da mão de obra [R$]	Custo total [R$]	Custo da energia [R$]	Custo da mão de obra [R$]	Custo total [R$]	
12:00	351.546	230.832	582.378	366.139	219.840	585.979	1%
13:00	350.645	233.580	584.225				0%
14:00	349.198	236.328	585.526				0%
15:00	338.474	241.824	580.298				1%
16:00	325.950	247.320	573.270				2%
17:00	311.832	250.068	561.900				4%
18:00	297.765	252.816	550.581				6%
19:00	292.658	255.564	548.222				6%
20:00	290.501	258.312	548.813				6%
21:00	284.910	258.312	543.222				7%
22:00	280.466	258.312	538.778				8%
23:00	276.596	252.816	529.412				10%
00:00	**271.919**	**247.320**	**519.239**				**11%**
01:00	274.959	244.572	519.531				11%
02:00	280.915	241.824	522.739				11%
03:00	291.435	239.076	530.511				9%
04:00	303.811	236.328	540.139				8%
05:00	315.995	230.832	546.827				7%
06:00	325.701	225.336	551.037				6%
07:00	332.945	222.588	555.533				5%
08:00	339.612	219.840	559.452				5%
09:00	344.999	222.588	567.587				3%
10:00	349.295	225.336	574.631				2%
11:00	351.230	228.084	579.314				1%

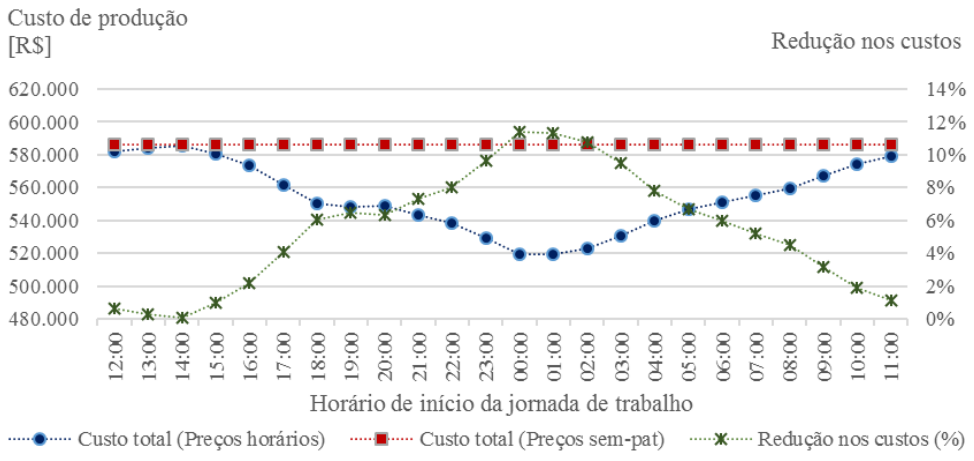

Gráfico 5.6 – Custos e reduções (%) para cada horário de início da jornada de trabalho, para 60% de eletrointensividade.

Tabela 5.8 – Custos e reduções associados a cada hora de início de produção para 70% de eletrointensividade.

Eletrointensividade - 70%							
Horário de início	Preços horários			Preços semana-patamar (iniciando todos os dias às 8h)			Redução nos custos (%)
	Custo da energia [R$]	Custo da mão de obra [R$]	Custo total [R$]	Custo da energia [R$]	Custo da mão de obra [R$]	Custo total [R$]	
12:00	409.800	173.124	582.924	426.810	164.880	591.690	1%
13:00	408.749	175.185	583.934				1%
14:00	407.062	177.246	584.308				1%
15:00	394.561	181.368	575.929				3%
16:00	379.962	185.490	565.452				4%
17:00	363.504	187.551	551.055				7%
18:00	347.106	189.612	536.718				9%
19:00	341.153	191.673	532.826				10%
20:00	338.639	193.734	532.373				10%
21:00	332.122	193.734	525.856				11%
22:00	326.941	193.734	520.675				12%
23:00	322.430	189.612	512.042				13%
00:00	**316.978**	**185.490**	**502.468**				**15%**
01:00	320.521	183.429	503.950				15%
02:00	327.464	181.368	508.832				14%
03:00	339.727	179.307	519.034				12%
04:00	354.155	177.246	531.401				10%
05:00	368.357	173.124	541.481				8%
06:00	379.671	169.002	548.673				7%
07:00	388.117	166.941	555.058				6%
08:00	395.887	164.880	560.767				5%
09:00	402.167	166.941	569.108				4%
10:00	407.176	169.002	576.178				3%
11:00	409.431	171.063	580.494				2%

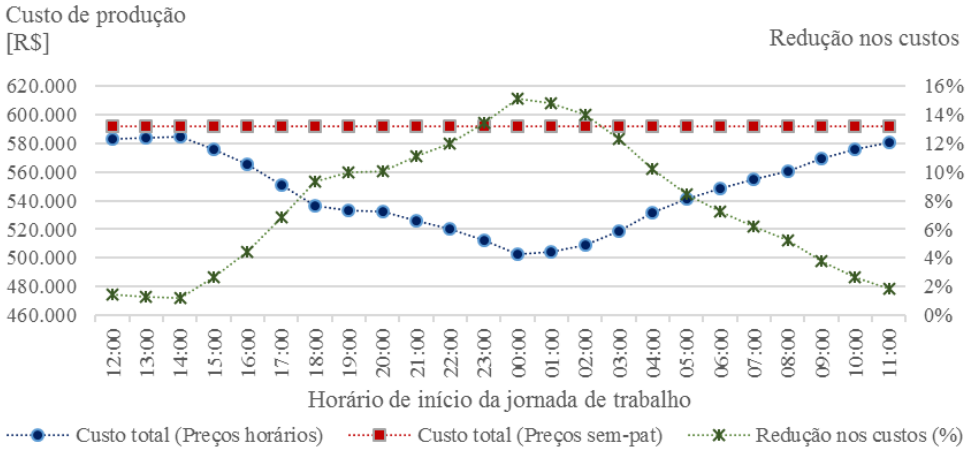

Gráfico 5.7 – Custos e reduções (%) para cada horário de início da jornada de trabalho, para 70% de eletrointensividade.

Tendo as tabelas e gráficos expostos acima, analisam-se os resultados e como são influenciados pela eletrointensividade.

Em uma indústria 30% eletrointensiva há prejuízos para horários de início entre 11:00 e 23:00. São horários com custos de mão de obra médios para altos e os custos de energia não são baixos o suficiente para que haja uma compensação. Além disso, a energia influencia pouco nesse cenário, a tendência é que a produção acompanhe a mão de obra. Como resultado, observa-se que o melhor cenário de custos é para horário de início mantido às 08:00, com redução dos custos variáveis de produção em 2%. Ou seja, mesmo que nada seja feito em termos de modificação de consumo, que seja mantido o horário de 08:00, haverá redução de custos à indústria simplesmente pela transição de preços semana-patamar para horários.

Em uma indústria 40% eletrointensiva, para os mesmos horários de prejuízo mencionados anteriormente, a situação não é tão negativa. Há inclusive redução nos custos de 2% às 23:00. Ainda há vantagem em se manter o horário de produção iniciando às 08:00, entretanto, o aumento da ponderação dos custos de energia no custo total trouxe como resultado o deslocamento do bloco de produção para às 02:00. Destaca-se que o início da jornada de trabalho em qualquer horário entre 00:00 e 03:00 implica em reduções de custos aproximadamente iguais a 4%. Já em horários entre 04:00 e 08:00 a redução é na ordem de 3%. O destaque é feito para que se pondere o custo benefício entre trazer o trabalhador para a fábrica de madrugada, com dificuldade de transporte público, e trazê-lo às 08:00, já que a diferença nos custos seria de 1 ponto percentual.

Para o caso de 50% de eletrointensividade, os cenários de prejuízo praticamente não existem. O benefício da transição de preços semana-patamar para preços horários é percebido quando se mantém o horário de produção às 08:00, há redução nos custos variáveis de 4%. A distância entre os níveis de redução de custo para 08:00 e para os horários da madrugada começa a aumentar. Na faixa de 00:00 até 02:00, percebe-se 8% de redução, enquanto que às 08:00 percebe-se os 4% já mencionados

Com 60% de eletrointensividade, os cenários continuam se mostrando mais favoráveis, não há mais aumento de custos para início da produção em nenhuma hora do dia. O maior do impacto da energia no custo final se evidencia quando os melhores horários para produção são aqueles onde, na maior parte dos dias do histórico, os preços da energia são menores. A vantagem para o consumidor que não alterar seu perfil de produção e se mantiver com ele às 08:00 aumenta, nesse cenário de eletrointensividade são 5% de redução de custos variáveis. A distância entre

esse valor e os níveis de redução alcançados quando a produção se inicia na madrugada é ainda maior que nos cenários anteriores. Entre 00:00 e 02:00 a redução é de cerca de 11%.

Por fim, com 70% de eletrointensividade, o cenário é bastante favorável ao consumidor que responder ao preço. Com o início da jornada de trabalho se dando 00:00 ou 01:00, a redução nos custos variáveis é de 15%. Para aqueles que mantiverem a produção de 08:00 a 18:00, a redução se mantém em 5%.

6. Conclusões e sugestões para trabalhos futuros

O trabalho apresentou a resposta da demanda aos preços horários de energia por meio da alteração do perfil de consumo ao longo do dia. Para tanto, foi desenvolvido um modelo matemático de programação inteira, cuja solução foi obtida pelo *solver* do Excel.

A conclusão geral do trabalho é que a transição para preços horários é benéfica ao consumidor eletrointensivo cujo processo produtivo seja passível de alocação ao longo do dia. Além disso, quanto maior a relevância da energia nos custos totais, maior a tendência do consumo se dar em horários de baixa demanda, de noite e de madrugada. A redução no consumo em horas de alta demanda leva a maior segurança no sistema e menores custos aos consumidores dispostos a modificá-lo.

A seguir são apresentadas as conclusões discriminadas para cada seção de resultados obtidos.

6.1. Alocação de produção a cada dia no contexto dos preços horários

O modelo foi aplicado e determinou o melhor horário para a produção em uma indústria (consumidor livre) para cada um dos dias de histórico de preços horários oficiais coletados da CCEE. Foram feitas análises na busca do horário ou faixa de horários que foi tido como ótimo durante mais dias do histórico, com o objetivo de se determinar uma mudança no perfil de consumo das indústrias com os preços horários de energia.

Nas análises, percebeu-se a transição do perfil de consumo com o aumento da eletrointensividade, com seu início se distanciando das 08:00 e se aproximando da faixa de horários entre 21:00 e 02:00. A seção 6.2 trata dos benefícios financeiros envolvidos nas mudanças do perfil de consumo indicadas nesta seção (6.1).

6.2. Benefícios financeiros da alocação da produção entre os contextos de preços semana-patamar e horário

Além da análise dos horários de produção, foram comparados os custos dessa produção para os preços horários oficias e os preços semana-patamar, também oficiais, na tentativa de evidenciar as vantagens econômicas dessa transição na formação de preços.

Na comparação de custos com a transição de preços semana-patamar para preços horários, o resultado é positivo ao consumidor eletrointensivo com flexibilidade temporal da produção. As reduções nos custos são percebidas em praticamente todos os dias do histórico e são expressivas. Com a maior eletrointensividade analisada (70%), 95% dos dias são de reduções significativas. Em 45% dos dias do histórico, essas reduções de custo variável são superiores a 20%.

Analisando com detalhes os dados (Tabela ANEXO 6), a maior redução de custos é de 66,4%, no dia 17 de junho. As reduções de custos variáveis superiores a 50% são percebidas em 15% dos dias em um cenário de 70% de eletrointensividade, indicando que a resposta pelo lado da demanda é significativamente benéfica aos consumidores eletrointensivos.

6.3. Alocação da produção e custos associados no contexto dos preços horários para todo o histórico

Por fim, analisou-se as variações nos custos variáveis, fixando o mesmo horário de produção para todos os dias do histórico, na tentativa de se confirmar a mudança de perfil de consumo encontrada na análise feita a cada dia.

Na análise de todo o histórico, uma maior eletrointensividade leva a situações onde os melhores horários para início da produção estão dentro da faixa citada anteriormente e obtida na análise a cada dia, de 21:00 até 02:00. Mais especificamente, as maiores reduções de custos são percebidas quando os horários de 00:00 e 01:00 são fixados para o início da produção em todos os dias do banco de dados.

No cenário mais eletrointensivo, alocar a produção para todo o histórico às 00:00 leva a 15% de redução de custos variáveis. A implementação dessa solução é mais fácil, os empregados receberiam apenas um horário de trabalho durante os 74 dias do histórico, entretanto, leva a menores reduções nos custos. Com o processo de otimização feito diariamente, as reduções nos custos são significativamente superiores, entretanto, não há razoabilidade na implementação dessa estratégia, com o horário de trabalho se modificando todos os dias.

Na seção 6.4 são propostos novos estudos para serem realizados partindo deste trabalho. Nela, a questão da razoabilidade da implementação das soluções citada no parágrafo anterior é abordada.

6.4. Sugestões de trabalhos futuros

6.4.1. Análise da flexibilidade da produção industrial ao longo do dia

Destaca-se que análise feita foi conservadora, uma vez que a modulação do consumo seguiu um bloco fixo, com o nível de produção sendo constante durante suas horas. Caso a produção fosse mais flexível, com a quantidade produzida em cada hora da jornada de trabalho podendo ser alterada, os resultados seriam ainda mais satisfatórios. Uma possível continuação do trabalho é a análise de situações como essa, onde aumenta-se a flexibilidade dos blocos de produção.

6.4.2. Avaliar a possibilidade de otimizações de produção industrial na menor periodicidade possível

Conforme esperado, otimizar a modulação da produção industrial uma única vez no histórico não é tão bom quanto seria otimizar diariamente. Com a modulação feita a cada dia, para maiores eletrointensividades (70%), como visto na Tabela ANEXO 6, há exemplos com mais de 50% de redução de custos, chegando ao máximo de 66,4% de redução, no dia 17 de junho. Entretanto, na Tabela 5.8, com um único horário determinado para todo o histórico, percebe-se redução máxima de 15% nos custos.

Uma estratégia para otimizar essa situação é aumentar a discretização com a qual o processo de escolha do perfil de consumo é feito. Há um *trade-off* entre maiores reduções de custos (associadas à alta discretização desse processo) e razoabilidade na implementação prática dos resultados (associada à baixa discretização do processo). O ideal é buscar uma situação que se encontre no intermédio dos dois casos, que poderia ser a cada mês por exemplo. Assim, sugere-se.

O extremo da alta discretização é o processo sendo ao final de cada dia com resultados para o dia seguinte: os cenários de redução de custos são os melhores possíveis. O outro extremo, da baixa discretização, é o processo sendo feito para todo o histórico de uma vez: a facilidade de implantação dos resultados é a maior possível, em detrimento de maiores reduções de custos. Assim, dado ao potencial de redução de custos, sugere-se avaliar quais são as variáveis e restrições envolvidas nos processos da indústria que regem tal questão e buscar a periodicidade mais adequada para que o processo ocorra nas indústrias. Para isso são necessários mais dados oficiais, pelo menos dados de 365 dias.

7. Referências bibliográficas

[1] 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, setembro. 2017.

[2] VON DER FEHR, Nils-Henrik M.; WOLAK, Frank A. **Power Sector Reform in Brazil – Some Issues**. Relatório; Universidade de Oslo/ Universidade de Stanford, Oslo/Stanford, janeiro. 2003. Disponível em: <http://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/vonderfehrwolak.pdf>. Acessado em 8 de outubro, 2018.

[3] BRADLEY, Peter; LEACH, Matthew; TORRITI, Jacopo. **A review of current and future costs and benefits of demand response for electricity**. Paper; Faculdade de Engenharia e Física, Universidade de Surrey, Surrey, novembro. 2011. Disponível em: <https://www.surrey.ac.uk/ces/files/pdf/1011_WP_Bradley_et_al_DemandResponse_3.pdf >. Acessado em 17 de outubro, 2018.

[4] ALBADI, Mohammed H.; EL-SAADANY, Ehab F. A summary of demand response in electricity markets. **Electric Power Systems Research**, v. 78, p. 1989-1996, novembro. 2008.

[5] TORRITI, Jacopo; HASSAN, Mohammed G.; LEACH, Matthew. Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation. **Energy**, v. 35, p. 1575-1583, abril. 2010.

[6] PEREIRA JR., Amaro O. et al. Energy in Brazil: Toward sustainable development? **Energy Policy**, v. 36, p. 73-83, janeiro. 2008.

[7] HUNT, Sally. **Making Competition Work in Electricity**. New York, NY: Wiley, 2002.

[8] SILVA, Edson L da. **Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica**. 1 ed. Porto Alegre, RS: Sagra Luzzatto, 2001.

[9] **General Characteristics of the Wholesale Electricity Market - Transactions of the MEM: Energy Spot Market**. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Disponível em: <http://www.creg.gov.co/cxc/english/mercado_mayorista/bolsa.htm>. Acessado em 10 de setembro, 2018.

[10] **Data Miner 2 – Getting Started, p. 2**. PJM. Disponível em: <https://www.pjm.com/-/media/etools/data-miner-2/data-miner-2-getting-started-guide.ashx?la=en>. Acessado em 10 de setembro, 2018.

[11] **Day-ahead market - Setting the price and closing the deal**. Nord Pool. Disponível em: <https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/Day-ahead-market/>. Acessado em 10 de setembro, 2018.

[12] **Prices Overview**. Wholesale information and trading system (WITS). Disponível em: <https://www1.electricityinfo.co.nz/help/prices.html>. Acessado em 10 de setembro, 2018.

[13] **Fact sheet: How the spot market works, p. 2**. Australian Energy Market Commission (AEMC). Disponível em: <https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/content//Five-Minute-Settlement-directions-paper-fact-sheet-FINAL.PDF>. Acessado em 10 de setembro, 2018.

[14] **BIG – Banco de Informações de Geração**. ANEEL. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acessado em 9 de outubro, 2018.

[15] **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2011, p. 44**. EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anu%C3%A1rio%20Estat%C3%ADstico%20de%20Energia%20El%C3%A9trica%202011.pdf>. Acessado em 9 de outubro, 2018.

[16] **Consumo Anual de Energia Elétrica por classe (nacional), 2017**. EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Consumo-Anual-de-Energia-Eletrica-por-classe-nacional>. Acessado em 9 de outubro, 2018.

[17] **Contribuições à Consulta Pública Nº 014/2016**. ABRAGET – Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Abraget%20CP014_2016.pdf>. Acessado em 15 de outubro, 2018.

[18] CONCHADO, Adela; LINARES, Pedro. **The Economic Impact of Demand-Response Programs on Power Systems. A survey of the State of the Art**. Publicado em: Handbook of networks in power systems, p. 281-302. Springer, 2012.

[19] BRAITHWAIT, Steven; HANSEN, Daniel G.; KIRSCH, Laurence D. **Incentives and Rate Designs for Efficiency and Demand Response**. Relatório; Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, março. 2006. Disponível em: <http://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/60132.pdf>. Acessado em 27 de outubro, 2018.

[20] SOUSA, Helder W. A. **Utilização de Programas de Reação da Demanda como Alternativa à Necessidade de Geração Termelétrica Complementar para Garantia do Suprimento de Energia Elétrica**. Dissertação de Mestrado em Regulação, Centro de Estudos em Regulação de Mercados, Universidade de Brasília, Brasília. 2013.

[21] Regras de Comercialização, Contabilização, Módulo 6 – Encargos de Serviços do Sistema. CCEE. Versão 2010. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2009/035/documento/modulo_06_encargos_servicos_sistema.pdf>.

[22] Regras de Comercialização, Formação do PLD. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/063/documento/formacao_do_pld_anexo.pdf>.

[23] Day-Ahead and Intraday Electricity Market Operating Rules. Disponível em: <http://www.omie.es/files/market_rules_2018.pdf>.

[24] ANEXO

Tabela ANEXO 1 – Horário indicado pelo solver como ótimo para início da produção em cada dia, por cenário de eletrointensividade.

Data	Eletrointensividade				
	30%	40%	50%	60%	70%
17/abr	6:00	6:00	0:00	0:00	0:00
18/abr	8:00	8:00	3:00	0:00	0:00
19/abr	8:00	8:00	3:00	0:00	0:00
20/abr	8:00	8:00	23:00	23:00	23:00
21/abr	8:00	8:00	8:00	8:00	8:00
25/abr	8:00	8:00	2:00	2:00	0:00
26/abr	8:00	8:00	8:00	8:00	8:00
27/abr	8:00	8:00	8:00	8:00	8:00
28/abr	23:00	23:00	23:00	23:00	23:00
29/abr	8:00	8:00	8:00	7:00	7:00
30/abr	0:00	0:00	0:00	0:00	0:00
02/mai	8:00	23:00	23:00	23:00	23:00
03/mai	8:00	2:00	2:00	1:00	2:00
04/mai	8:00	8:00	8:00	8:00	8:00
05/mai	23:00	23:00	23:00	23:00	23:00
06/mai	6:00	0:00	0:00	0:00	0:00
08/mai	8:00	8:00	2:00	19:00	19:00
09/mai	8:00	2:00	2:00	1:00	1:00
10/mai	23:00	23:00	23:00	23:00	23:00
11/mai	2:00	2:00	0:00	2:00	0:00
12/mai	23:00	23:00	23:00	23:00	23:00
13/mai	6:00	0:00	0:00	0:00	0:00
15/mai	8:00	3:00	3:00	0:00	0:00
16/mai	8:00	2:00	2:00	2:00	2:00
17/mai	8:00	8:00	8:00	2:00	2:00
18/mai	8:00	8:00	21:00	21:00	21:00
19/mai	6:00	3:00	3:00	3:00	3:00
20/mai	8:00	8:00	7:00	6:00	6:00
21/mai	19:00	19:00	19:00	19:00	19:00
22/mai	2:00	1:00	2:00	2:00	1:00
23/mai	2:00	2:00	1:00	1:00	19:00
24/mai	2:00	1:00	1:00	1:00	1:00
25/mai	23:00	23:00	23:00	23:00	23:00
26/mai	23:00	23:00	23:00	23:00	23:00
27/mai	6:00	0:00	0:00	0:00	0:00
28/mai	23:00	23:00	23:00	23:00	23:00
29/mai	23:00	23:00	23:00	23:00	23:00
30/mai	23:00	23:00	23:00	23:00	23:00
01/jun	0:00	0:00	0:00	0:00	23:00
02/jun	6:00	0:00	0:00	0:00	0:00

04/jun	0:00	0:00	0:00	0:00	0:00
05/jun	2:00	1:00	2:00	2:00	2:00
06/jun	2:00	1:00	2:00	2:00	1:00
07/jun	2:00	2:00	1:00	1:00	1:00
08/jun	23:00	23:00	23:00	23:00	23:00
09/jun	23:00	23:00	23:00	23:00	23:00
10/jun	0:00	0:00	0:00	0:00	0:00
11/jun	2:00	2:00	2:00	2:00	0:00
12/jun	8:00	19:00	19:00	19:00	19:00
13/jun	2:00	2:00	1:00	1:00	1:00
14/jun	8:00	8:00	8:00	8:00	8:00
15/jun	8:00	8:00	23:00	23:00	23:00
16/jun	23:00	23:00	23:00	23:00	23:00
17/jun	0:00	0:00	0:00	0:00	0:00
18/jun	2:00	2:00	1:00	1:00	1:00
19/jun	8:00	8:00	19:00	19:00	19:00
20/jun	19:00	19:00	19:00	19:00	19:00
21/jun	1:00	1:00	1:00	1:00	1:00
22/jun	23:00	23:00	23:00	23:00	23:00
24/jun	0:00	0:00	0:00	0:00	0:00
25/jun	8:00	1:00	1:00	1:00	1:00
26/jun	8:00	8:00	8:00	8:00	8:00
28/jun	8:00	8:00	8:00	8:00	8:00
29/jun	8:00	8:00	8:00	8:00	8:00
02/jul	8:00	8:00	8:00	8:00	8:00
03/jul	8:00	8:00	8:00	8:00	8:00
04/jul	8:00	8:00	8:00	8:00	8:00
05/jul	8:00	8:00	8:00	8:00	8:00
06/jul	8:00	23:00	23:00	23:00	23:00
08/jul	6:00	6:00	0:00	0:00	1:00
09/jul	8:00	8:00	8:00	8:00	8:00
10/jul	8:00	8:00	8:00	8:00	8:00
11/jul	8:00	8:00	8:00	8:00	8:00
12/jul	8:00	8:00	8:00	8:00	8:00

Tabela ANEXO 2 – Relação de custos para cada dia do histórico com preços horários iniciando a produção de acordo com o solver e preços semana-patamar iniciando a produção às 08:00, para 30% de eletrointensividade.

Data	Eletrointensividade - 30%

	Custos para preço horário [R$]	Custos para preço semanal [R$]	Redução (%) nos custos
17/abr	5.898,45	5.929,22	0,5%
18/abr	5.890,49	5.929,22	0,7%
19/abr	5.888,64	5.929,22	0,7%
20/abr	5.900,14	5.929,22	0,5%
21/abr	5.385,94	6.014,63	10,5%
25/abr	6.015,21	6.014,63	0,0%
26/abr	6.013,69	6.014,63	0,0%
27/abr	6.023,50	6.014,63	-0,1%
28/abr	6.297,38	6.549,04	3,8%
29/abr	5.411,78	6.476,48	16,4%
30/abr	6.305,79	6.549,04	3,7%
02/mai	6.591,56	6.549,04	-0,6%
03/mai	6.578,48	6.549,04	-0,4%
04/mai	6.604,42	6.549,04	-0,8%
05/mai	6.346,17	7.125,17	10,9%
06/mai	5.968,02	7.019,68	15,0%
08/mai	7.106,34	7.125,17	0,3%
09/mai	7.133,38	7.125,17	-0,1%
10/mai	6.899,86	7.125,17	3,2%
11/mai	6.752,41	7.125,17	5,2%
12/mai	6.489,13	7.258,87	10,6%
13/mai	6.065,16	7.146,35	15,1%
15/mai	7.236,29	7.258,87	0,3%
16/mai	7.260,84	7.258,87	0,0%
17/mai	7.255,34	7.258,87	0,0%
18/mai	7.260,99	7.258,87	0,0%
19/mai	7.221,35	7.352,32	1,8%
20/mai	7.324,59	7.235,00	-1,2%
21/mai	7.370,60	7.352,32	-0,2%
22/mai	7.003,14	7.352,32	4,7%
23/mai	7.309,63	7.352,32	0,6%
24/mai	7.272,00	7.352,32	1,1%
25/mai	6.661,93	7.352,32	9,4%
26/mai	6.417,18	7.802,21	17,8%
27/mai	6.217,66	7.588,05	18,1%
28/mai	7.141,70	7.802,21	8,5%
29/mai	6.758,13	7.802,21	13,4%
30/mai	6.319,13	7.802,21	19,0%
01/jun	6.220,64	7.802,21	20,3%
02/jun	6.018,12	8.048,30	25,2%
04/jun	6.774,78	8.048,30	15,8%
05/jun	7.387,28	8.048,30	8,2%
06/jun	7.511,56	8.048,30	6,7%

07/jun	7.808,09	8.048,30	3,0%
08/jun	7.771,26	8.048,30	3,4%
09/jun	6.337,03	8.191,57	22,6%
10/jun	6.027,16	8.068,05	25,3%
11/jun	7.276,37	8.191,57	11,2%
12/jun	8.194,28	8.191,57	0,0%
13/jun	7.995,74	8.191,57	2,4%
14/jun	8.219,64	8.191,57	-0,3%
15/jun	8.242,06	8.191,57	-0,6%
16/jun	6.500,83	8.228,88	21,0%
17/jun	6.027,16	8.104,70	25,6%
18/jun	8.013,86	8.228,88	2,6%
19/jun	8.257,26	8.228,88	-0,3%
20/jun	7.977,11	8.228,88	3,1%
21/jun	7.701,31	8.228,88	6,4%
22/jun	7.387,29	8.228,88	10,2%
24/jun	7.050,47	8.352,19	15,6%
25/jun	8.352,19	8.352,19	0,0%
26/jun	8.352,19	8.352,19	0,0%
28/jun	8.352,19	8.352,19	0,0%
29/jun	8.352,19	8.352,19	0,0%
02/jul	8.352,19	8.352,19	0,0%
03/jul	8.352,19	8.352,19	0,0%
04/jul	8.352,19	8.352,19	0,0%
05/jul	8.352,19	8.352,19	0,0%
06/jul	8.352,19	8.352,19	0,0%
08/jul	8.183,08	8.352,19	2,0%
09/jul	8.352,19	8.352,19	0,0%
10/jul	8.352,19	8.352,19	0,0%
11/jul	8.352,19	8.352,19	0,0%
12/jul	8.352,19	8.352,19	0,0%

Tabela ANEXO 3 – Relação de custos para cada dia do histórico com preços horários iniciando a produção de acordo com o solver e preços semana-patamar iniciando a produção às 08:00, para 40% de eletrointensividade.

Data	Eletrointensividade - 40%

	Custos para preço horário [R$]	Custos para preço semanal [R$]	Redução (%) nos custos
17/abr	5.361,34	5.463,61	1,9%
18/abr	5.411,93	5.463,61	0,9%
19/abr	5.409,46	5.463,61	1,0%
20/abr	5.424,80	5.463,61	0,7%
21/abr	4.738,64	5.577,58	15,0%
25/abr	5.578,36	5.577,58	0,0%
26/abr	5.576,33	5.577,58	0,0%
27/abr	5.589,43	5.577,58	-0,2%
28/abr	5.587,62	6.290,72	11,2%
29/abr	4.773,12	6.193,90	22,9%
30/abr	5.660,05	6.290,72	10,0%
02/mai	6.321,30	6.290,72	-0,5%
03/mai	6.109,24	6.290,72	2,9%
04/mai	6.364,61	6.290,72	-1,2%
05/mai	5.652,72	7.059,52	19,9%
06/mai	5.288,24	6.918,76	23,6%
08/mai	7.034,40	7.059,52	0,4%
09/mai	6.970,47	7.059,52	1,3%
10/mai	6.391,59	7.059,52	9,5%
11/mai	6.317,25	7.059,52	10,5%
12/mai	5.843,49	7.237,94	19,3%
13/mai	5.422,04	7.087,78	23,5%
15/mai	7.118,98	7.237,94	1,6%
16/mai	7.239,94	7.237,94	0,0%
17/mai	7.233,22	7.237,94	0,1%
18/mai	7.240,77	7.237,94	0,0%
19/mai	7.032,01	7.362,64	4,5%
20/mai	7.325,64	7.206,08	-1,7%
21/mai	6.989,14	7.362,64	5,1%
22/mai	6.686,74	7.362,64	9,2%
23/mai	7.060,83	7.362,64	4,1%
24/mai	6.996,78	7.362,64	5,0%
25/mai	6.074,08	7.362,64	17,5%
26/mai	5.747,48	7.962,99	27,8%
27/mai	5.607,21	7.677,21	27,0%
28/mai	6.714,31	7.962,99	15,7%
29/mai	6.202,46	7.962,99	22,1%
30/mai	5.616,63	7.962,99	29,5%
01/jun	5.546,42	7.962,99	30,3%
02/jun	5.447,48	8.291,38	34,3%
04/jun	6.285,89	8.291,38	24,2%
05/jun	7.205,83	8.291,38	13,1%
06/jun	7.361,28	8.291,38	11,2%

07/jun	7.725,98	8.291,38	6,8%
08/jun	7.554,41	8.291,38	8,9%
09/jun	5.640,52	8.482,56	33,5%
10/jun	5.288,24	8.317,74	36,4%
11/jun	7.016,44	8.482,56	17,3%
12/jun	8.200,10	8.482,56	3,3%
13/jun	7.976,39	8.482,56	6,0%
14/jun	8.520,01	8.482,56	-0,4%
15/jun	8.549,94	8.482,56	-0,8%
16/jun	5.859,11	8.532,36	31,3%
17/jun	5.288,24	8.366,64	36,8%
18/jun	8.000,57	8.532,36	6,2%
19/jun	8.570,22	8.532,36	-0,4%
20/jun	7.798,50	8.532,36	8,6%
21/jun	7.552,89	8.532,36	11,5%
22/jun	7.042,03	8.532,36	17,5%
24/jun	6.653,78	8.696,89	23,5%
25/jun	8.447,36	8.696,89	2,9%
26/jun	8.696,89	8.696,89	0,0%
28/jun	8.696,89	8.696,89	0,0%
29/jun	8.696,89	8.696,89	0,0%
02/jul	8.696,89	8.696,89	0,0%
03/jul	8.696,89	8.696,89	0,0%
04/jul	8.696,89	8.696,89	0,0%
05/jul	8.696,89	8.696,89	0,0%
06/jul	8.586,84	8.696,89	1,3%
08/jul	8.410,01	8.696,89	3,3%
09/jul	8.696,89	8.696,89	0,0%
10/jul	8.696,89	8.696,89	0,0%
11/jul	8.696,89	8.696,89	0,0%
12/jul	8.696,89	8.696,89	0,0%

Tabela ANEXO 4 – Relação de custos para cada dia do histórico com preços horários iniciando a produção de acordo com o solver e preços semana-patamar iniciando a produção às 08:00, para 50% de eletrointensividade.

Data	Eletrointensividade - 50%

	Custos para preço horário [R$]	Custos para preço semanal [R$]	Redução (%) nos custos
17/abr	4.756,17	4.997,51	4,8%
18/abr	4.832,50	4.997,51	3,3%
19/abr	4.831,80	4.997,51	3,3%
20/abr	4.744,03	4.997,51	5,1%
21/abr	4.091,30	5.139,98	20,4%
25/abr	4.980,62	5.139,98	3,1%
26/abr	5.138,41	5.139,98	0,0%
27/abr	5.154,78	5.139,98	-0,3%
28/abr	4.877,72	6.031,40	19,1%
29/abr	4.134,39	5.910,37	30,0%
30/abr	5.014,06	6.031,40	16,9%
02/mai	5.794,82	6.031,40	3,9%
03/mai	5.621,35	6.031,40	6,8%
04/mai	6.123,77	6.031,40	-1,5%
05/mai	4.959,10	6.992,40	29,1%
06/mai	4.549,30	6.816,45	33,3%
08/mai	6.807,60	6.992,40	2,6%
09/mai	6.697,89	6.992,40	4,2%
10/mai	5.882,68	6.992,40	15,9%
11/mai	5.789,16	6.992,40	17,2%
12/mai	5.197,56	7.215,42	28,0%
13/mai	4.716,55	7.027,73	32,9%
15/mai	6.906,42	7.215,42	4,3%
16/mai	7.034,72	7.215,42	2,5%
17/mai	7.209,53	7.215,42	0,1%
18/mai	7.104,36	7.215,42	1,5%
19/mai	6.797,71	7.371,30	7,8%
20/mai	7.322,29	7.175,60	-2,0%
21/mai	6.606,73	7.371,30	10,4%
22/mai	6.299,58	7.371,30	14,5%
23/mai	6.798,05	7.371,30	7,8%
24/mai	6.707,87	7.371,30	9,0%
25/mai	5.485,80	7.371,30	25,6%
26/mai	5.077,55	8.121,73	37,5%
27/mai	4.948,01	7.764,51	36,3%
28/mai	6.286,09	8.121,73	22,6%
29/mai	5.646,28	8.121,73	30,5%
30/mai	4.913,99	8.121,73	39,5%
01/jun	4.872,03	8.121,73	40,0%
02/jun	4.748,35	8.532,23	44,3%
04/jun	5.796,36	8.532,23	32,1%
05/jun	6.940,35	8.532,23	18,7%
06/jun	7.147,65	8.532,23	16,2%

07/jun	7.634,72	8.532,23	10,5%
08/jun	7.336,21	8.532,23	14,0%
09/jun	4.943,85	8.771,20	43,6%
10/jun	4.549,30	8.565,17	46,9%
11/jun	6.755,34	8.771,20	23,0%
12/jun	8.120,43	8.771,20	7,4%
13/jun	7.934,33	8.771,20	9,5%
14/jun	8.818,02	8.771,20	-0,5%
15/jun	8.659,50	8.771,20	1,3%
16/jun	5.217,09	8.833,44	40,9%
17/jun	4.549,30	8.626,30	47,3%
18/jun	7.966,76	8.833,44	9,8%
19/jun	8.835,56	8.833,44	0,0%
20/jun	7.618,42	8.833,44	13,8%
21/jun	7.403,01	8.833,44	16,2%
22/jun	6.695,74	8.833,44	24,2%
24/jun	6.256,22	9.039,12	30,8%
25/jun	8.521,10	9.039,12	5,7%
26/jun	9.039,12	9.039,12	0,0%
28/jun	9.039,12	9.039,12	0,0%
29/jun	9.039,12	9.039,12	0,0%
02/jul	9.039,12	9.039,12	0,0%
03/jul	9.039,12	9.039,12	0,0%
04/jul	9.039,12	9.039,12	0,0%
05/jul	9.039,12	9.039,12	0,0%
06/jul	8.626,75	9.039,12	4,6%
08/jul	8.517,88	9.039,12	5,8%
09/jul	9.039,12	9.039,12	0,0%
10/jul	9.039,12	9.039,12	0,0%
11/jul	9.039,12	9.039,12	0,0%
12/jul	9.039,12	9.039,12	0,0%

Tabela ANEXO 5 – Relação de custos para cada dia do histórico com preços horários iniciando a produção de acordo com o solver e preços semana-patamar iniciando a produção às 08:00, para 60% de eletrointensividade.

Data	Eletrointensividade - 60%

	Custos para preço horário [R$]	Custos para preço semanal [R$]	Redução (%) nos custos
17/abr	4.058,60	4.531,41	10,4%
18/abr	4.179,68	4.531,41	7,8%
19/abr	4.161,51	4.531,41	8,2%
20/abr	4.007,40	4.531,41	11,6%
21/abr	3.443,96	4.702,38	26,8%
25/abr	4.364,58	4.702,38	7,2%
26/abr	4.700,49	4.702,38	0,0%
27/abr	4.720,14	4.702,38	-0,4%
28/abr	4.167,83	5.772,08	27,8%
29/abr	3.480,60	5.626,84	38,1%
30/abr	4.368,07	5.772,08	24,3%
02/mai	5.268,35	5.772,08	8,7%
03/mai	5.161,64	5.772,08	10,6%
04/mai	5.882,92	5.772,08	-1,9%
05/mai	4.265,49	6.925,29	38,4%
06/mai	3.810,36	6.714,13	43,2%
08/mai	6.550,54	6.925,29	5,4%
09/mai	6.422,96	6.925,29	7,3%
10/mai	5.373,78	6.925,29	22,4%
11/mai	5.445,47	6.925,29	21,4%
12/mai	4.551,63	7.192,90	36,7%
13/mai	4.011,06	6.967,68	42,4%
15/mai	6.644,94	7.192,90	7,6%
16/mai	6.829,51	7.192,90	5,1%
17/mai	7.185,02	7.192,90	0,1%
18/mai	6.803,15	7.192,90	5,4%
19/mai	6.563,41	7.379,95	11,1%
20/mai	7.285,00	7.145,12	-2,0%
21/mai	6.224,32	7.379,95	15,7%
22/mai	5.947,34	7.379,95	19,4%
23/mai	6.527,17	7.379,95	11,6%
24/mai	6.418,97	7.379,95	13,0%
25/mai	4.897,52	7.379,95	33,6%
26/mai	4.407,63	8.280,48	46,8%
27/mai	4.288,81	7.851,81	45,4%
28/mai	5.857,86	8.280,48	29,3%
29/mai	5.090,09	8.280,48	38,5%
30/mai	4.211,35	8.280,48	49,1%
01/jun	4.197,63	8.280,48	49,3%
02/jun	4.049,22	8.773,07	53,8%
04/jun	5.306,84	8.773,07	39,5%
05/jun	6.716,26	8.773,07	23,4%
06/jun	6.965,02	8.773,07	20,6%

07/jun	7.531,19	8.773,07	14,2%
08/jun	7.118,02	8.773,07	18,9%
09/jun	4.247,18	9.059,84	53,1%
10/jun	3.810,36	8.812,60	56,8%
11/jun	6.494,25	9.059,84	28,3%
12/jun	8.040,76	9.059,84	11,2%
13/jun	7.890,72	9.059,84	12,9%
14/jun	9.116,02	9.059,84	-0,6%
15/jun	8.705,96	9.059,84	3,9%
16/jun	4.575,06	9.134,53	49,9%
17/jun	3.810,36	8.885,96	57,1%
18/jun	7.929,63	9.134,53	13,2%
19/jun	8.898,91	9.134,53	2,6%
20/jun	7.438,35	9.134,53	18,6%
21/jun	7.253,13	9.134,53	20,6%
22/jun	6.349,45	9.134,53	30,5%
24/jun	5.858,67	9.381,34	37,5%
25/jun	8.594,84	9.381,34	8,4%
26/jun	9.381,34	9.381,34	0,0%
28/jun	9.381,34	9.381,34	0,0%
29/jun	9.381,34	9.381,34	0,0%
02/jul	9.381,34	9.381,34	0,0%
03/jul	9.381,34	9.381,34	0,0%
04/jul	9.381,34	9.381,34	0,0%
05/jul	9.381,34	9.381,34	0,0%
06/jul	8.666,66	9.381,34	7,6%
08/jul	8.572,65	9.381,34	8,6%
09/jul	9.381,34	9.381,34	0,0%
10/jul	9.381,34	9.381,34	0,0%
11/jul	9.381,34	9.381,34	0,0%
12/jul	9.381,34	9.381,34	0,0%

Tabela ANEXO 6 – Relação de custos para cada dia do histórico com preços horários iniciando a produção de acordo com o solver e preços semana-patamar iniciando a produção às 08:00, para 70% de eletrointensividade.

Data	Eletrointensividade - 70%

	Custos para preço horário [R$]	Custos para preço semanal [R$]	Redução (%) nos custos
17/abr	3.360,31	4.063,78	17,3%
18/abr	3.501,44	4.063,78	13,8%
19/abr	3.480,27	4.063,78	14,4%
20/abr	3.270,15	4.063,78	19,5%
21/abr	2.796,13	4.263,07	34,4%
25/abr	3.735,16	4.263,07	12,4%
26/abr	4.260,88	4.263,07	0,1%
27/abr	4.283,78	4.263,07	-0,5%
28/abr	3.457,17	5.510,03	37,3%
29/abr	2.823,61	5.340,73	47,1%
30/abr	3.721,05	5.510,03	32,5%
02/mai	4.740,05	5.510,03	14,0%
03/mai	4.643,73	5.510,03	15,7%
04/mai	5.639,24	5.510,03	-2,3%
05/mai	3.571,01	6.854,33	47,9%
06/mai	3.070,93	6.608,19	53,5%
08/mai	6.219,48	6.854,33	9,3%
09/mai	6.131,68	6.854,33	10,5%
10/mai	4.862,95	6.854,33	29,1%
11/mai	4.805,30	6.854,33	29,9%
12/mai	3.904,57	7.166,29	45,5%
13/mai	3.304,88	6.903,75	52,1%
15/mai	6.375,21	7.166,29	11,0%
16/mai	6.620,83	7.166,29	7,6%
17/mai	7.035,25	7.166,29	1,8%
18/mai	6.498,72	7.166,29	9,3%
19/mai	6.325,87	7.384,34	14,3%
20/mai	7.243,19	7.110,59	-1,9%
21/mai	5.839,20	7.384,34	20,9%
22/mai	5.584,91	7.384,34	24,4%
23/mai	6.239,16	7.384,34	15,5%
24/mai	6.127,03	7.384,34	17,0%
25/mai	4.307,77	7.384,34	41,7%
26/mai	3.736,70	8.434,09	55,7%
27/mai	3.628,66	7.934,39	54,3%
28/mai	5.427,25	8.434,09	35,7%
29/mai	4.532,26	8.434,09	46,3%
30/mai	3.507,90	8.434,09	58,4%
01/jun	3.613,11	8.434,09	57,2%
02/jun	3.349,37	9.008,31	62,8%
04/jun	4.815,38	9.008,31	46,5%
05/jun	6.488,81	9.008,31	28,0%
06/jun	6.764,39	9.008,31	24,9%

07/jun	7.423,55	9.008,31	17,6%
08/jun	6.896,22	9.008,31	23,4%
09/jun	3.549,67	9.342,59	62,0%
10/jun	3.070,93	9.054,39	66,1%
11/jun	6.210,62	9.342,59	33,5%
12/jun	7.956,63	9.342,59	14,8%
13/jun	7.842,66	9.342,59	16,1%
14/jun	9.408,08	9.342,59	-0,7%
15/jun	8.747,29	9.342,59	6,4%
16/jun	3.931,88	9.429,66	58,3%
17/jun	3.070,93	9.139,90	66,4%
18/jun	7.888,02	9.429,66	16,3%
19/jun	8.956,99	9.429,66	5,0%
20/jun	7.254,40	9.429,66	23,1%
21/jun	7.099,42	9.429,66	24,7%
22/jun	6.000,29	9.429,66	36,4%
24/jun	5.458,65	9.717,37	43,8%
25/jun	8.663,46	9.717,37	10,8%
26/jun	9.717,37	9.717,37	0,0%
28/jun	9.717,37	9.717,37	0,0%
29/jun	9.717,37	9.717,37	0,0%
02/jul	9.717,37	9.717,37	0,0%
03/jul	9.717,37	9.717,37	0,0%
04/jul	9.717,37	9.717,37	0,0%
05/jul	9.717,37	9.717,37	0,0%
06/jul	8.701,49	9.717,37	10,5%
08/jul	8.787,72	9.717,37	9,6%
09/jul	9.717,37	9.717,37	0,0%
10/jul	9.717,37	9.717,37	0,0%
11/jul	9.717,37	9.717,37	0,0%
12/jul	9.717,37	9.717,37	0,0%