

LETÍCIA FRATA MASSIMO FIRMINO

Metodologia para avaliação do potencial de participação em programas de Respostas da Demanda de energia elétrica de consumidores industriais

São Paulo
2023

Metodologia para avaliação do potencial de participação em programas de Respostas da Demanda de energia elétrica de consumidores industriais

Versão Original

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de concentração: Sistemas de Potência

Orientador: Prof. Dr. Maurício Salles

São Paulo
2023

*Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

CATALOGAÇÃO-NA-PUBLICAÇÃO

Firmino, Leticia

METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DO POTENCIAL DE PARTICIPAÇÃO
EM PROGRAMAS DE RESPOSTA DA DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA DE CONSUMIDORES
INDUSTRIAIS / L. Firmino, M. Salles -- São Paulo, 2023.

80 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

I. Resposta da Demanda I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas
II. t. III. Salles, Mauricio

NOME: FRATA MASSIMO FIRMINO, LETÍCIA.

Título: Metodologia para avaliação do potencial de participação em programas de Respostas da Demanda de energia elétrica de consumidores industriais

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Engenharia.

Aprovado em: ___/___/___

Banca Examinadora

Prof. Dr.(a) _____

Instituição: _____

Julgamento: _____

Prof. Dr.(a) _____

Instituição: _____

Julgamento: _____

Prof. Dr.(a) _____

Instituição: _____

Julgamento: _____

AGRADECIMENTOS

A Deus, por permitir a experiência da vida.

Ao professor Dr.Mauricio Salles pela confiança e por contribuir ativamente com a minha formação profissional e realização deste trabalho.

A minha mãe Isilda por compartilhar comigo o amor verdadeiro e ser o alicerce das minhas decisões.

A minha irmã Juliana, por ser meu exemplo, minha melhor amiga e por ter nos presenteado com a pequena Liz.

Ao meu marido Leopoldo pelo companheirismo e apoio incondicional;

Aos meus colegas de trabalho da Hitachi Consulting por indiretamente me ajudarem na realização deste trabalho.

FRATA, Letícia. **Metodologia para avaliação do potencial de participação em programas de Respostas da Demanda de energia elétrica de consumidores industriais**. 2023. 79 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2023.

RESUMO

A partir do conceito de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD), esta investigação científica analisa de modo específico o potencial que a Resposta da Demanda (RD) tem de proporcionar, com segurança e eficiência, um melhor aproveitamento da estrutura de energia disponível no Brasil. Em seu percurso analítico, porém, o trabalho descreve antes a atual situação desse mecanismo primeiro na Europa e, após, nos Estados Unidos, demonstrando a importância da RD como alternativa viável tanto econômica quanto ambientalmente. O caso brasileiro ganha destaque com a descrição de programas como a Tarifa Horo-Sazonal, a Tarifa Branca, o Programa Piloto de RD e o Mecanismo de RVD (Resposta Voluntária da Demanda). Não obstante, objetivando facilitar a identificação de consumidores com alto potencial de reduzir o consumo de energia e buscando oferecer uma forma de cálculo do atrativo financeiro que faria uma empresa disponibilizar energia ao sistema, a pesquisa propõe um paradigma para examinar a viabilidade da RD. É destaque em tal modelo, por um lado, o conceito de Curva de Carga e sua estruturação a partir de um método classificatório conhecido como *K-Means*, cuja operação é baseada na matemática (algoritmo) e na computação (Python) e cujos resultados agrupam objetos de dados com maior semelhança entre si (*clusterização*). Por outro lado, o possível benefício financeiro empresarial é mensurado tanto a partir da análise da receita líquida contábil quanto do conceito de elasticidade, aplicada ao setor de energia. Em sua parte final, além de apresentar cálculos financeiros para a disponibilização de energia, a dissertação apresenta também gráficos que ilustram Silhuetas e Curvas de Carga Típicas dos setores de metalurgia, química e extração de materiais metálicos. À guisa de conclusão, analisando, por exemplo, a termelétrica William Arjona, o trabalho demonstra a possibilidade de redução de 46% em custos desembolsados, se utilizado o mecanismo de RD.

Palavras-Chave: Resposta da Demanda Industrial. Curvas de Carga. Elasticidade. Algoritmo K-Means

ABSTRACT

Based on the concept of Demand Side Management (DSM), this scientific investigation specifically analyzes the potential that Demand Response (DR) has to provide, safely and efficiently, a better use of the energy structure available in Brazil. In its analytical course, however, the work first describes the current situation of this mechanism, first in Europe and, later, in the United States, demonstrating the importance of DR as a viable alternative, both economically and environmentally. The Brazilian case gains prominence with the description of programs such as the Horo-Sezonal Tariff, the White Tariff, the DR Pilot Program and the VDR Mechanism (Voluntary Demand Response). However, aiming to facilitate the identification of consumers with high potential to reduce energy consumption and seeking to offer a way of calculating the financial attractiveness that would make a company provide energy to the system, the research proposes a paradigm to examine the feasibility of DR. This model highlights, on the one hand, the concept of Load Curve and its structuring based on a classification method known as *K-Means*, whose operation is based on mathematics (algorithm) and computation (Python) and whose results group data objects most similar to each other (clustering). On the other hand, the possible corporate financial benefit is measured both from the analysis of net revenue and from the concept of elasticity, applied to the energy sector. In its final part, in addition to presenting financial calculations for the availability of energy, the dissertation also presents graphics that illustrate Silhouettes and Typical Load Curves in the sectors of metallurgy, chemistry and extraction of metallic materials. By way of conclusion, analyzing, for example, the William Arjona thermoelectric plant, the work demonstrates the possibility of a 46% reduction in disbursed costs, if the DR mechanism is used.

Keywords: Industrial Demand Response. Load Curves. Elasticity. K-MeansAlgorithm

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Diferentes cenários relativos ao aumento de temperatura em 1,5°C	3
Figura 2 – Geração Análise Mensal	5
Figura 3 – Modelo Institucional do Setor Elétrico.....	8
Figura 4 – Evolução do Número de Consumidores no ACL	10
Figura 5 – Possibilidades de Integração das Redes Inteligentes	12
Figura 6 – Categorias do Gerenciamento pelo Lado da Demanda.....	13
Figura 7 – Mapa do desenvolvimento de resposta explícita à demanda na Europa	20
Figura 8 – Preços para o dia seguinte e tarifa PVPC para dois dias aleatórios (custos de energia e rede)	23
Figura 9 – Cadastro de clientes em programas de resposta da demanda baseada em preços por Divisão de Censo (2018 e 2019)	25
Figura 10 – Potencial de economia de demanda de pico (MW) dos programas de resposta da demanda por Divisão (2018 e 2019)	26
Figura 11 – Limites de horários para diferentes tarifas	30
Figura 12 – Exemplo do funcionamento da Linha Base	31
Figura 13 – Número de Agentes ofertantes participantes da RVD	33
Figura 14 – Fluxograma da Clusterização	39
Figura 15 – Representação do comportamento de Clusterização	39
Figura 16 – Representação do comportamento da Silhueta.....	41
Figura 17 – Comportamento da Oferta e Demanda de um Produto	45
Figura 18 – Participação dos Agentes em ofertas por segmento de consumo.....	49
Figura 19 – Silhueta – Setor Extração de Minerais Metálicos	50
Figura 20 – Curva de Carga Típica – Setor Extração de Minerais Metálicos	50
Figura 21 – Silhueta – Setor Químicos	51
Figura 22 – Curva de Carga Típica – Setor Químicos	51
Figura 23 – Silhueta – Setor Metalurgia e Produtos de Metal	52
Figura 24 – Curva de Carga Típica – Setor Metalurgia e Produtos de Metal	52
Figura 25 – Curva de Carga Típica – Empresa <i>Benchmark</i> Metalurgia.....	53
Figura 26 – Curva de Carga Típica – Empresa <i>Benchmark</i> Extração de Minerais Metálicos	54
Figura 27 – Curva de Carga Típica – Empresa <i>Benchmark</i> Químicos	54
Figura 28 – Trajetória de Preços Médios Ponderados por segmento – R\$/MWh.....	57
Figura 29 – Comparação entre preços calculados na metodologia e oferecidos no programa RVD	59
Figura 30 – Montantes de RVD em MWh por submercado e por mês - CCEE	60
Figura 31 – Montantes de RVD em MWh por submercado e por mês - CCEE	60
Figura 32 – Geração Térmica por modalidade.....	61

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Gamas de escolhas disponíveis aos programas de RD.....	19
Tabela 2: Classificação detalhada dos países avaliados na Europa para RD baseada em incentivos	22
Tabela 3: Exemplo de Demonstração Contábil	42
Tabela 4 – Elasticidade-preço estimada por segmento	46
Tabela 5 – Elasticidade da Demanda de Energia	47
Tabela 6 – Sensibilidade – Elasticidade x Preço (R\$/MWh) – Empresa <i>Benchmark</i> Metalurgia	57
Tabela 7 – Sensibilidade – Elasticidade x Preço (R\$/MWh) – Empresa <i>Benchmark</i> Químicos	58
Tabela 8 – Sensibilidade – Elasticidade x Preço (R\$/MWh) – Empresa <i>Benchmark</i> Extração de Minerais Metálicos	58
Tabela 9 – Geração Térmica por Usina – Boletim Diário – 06 de setembro de 2021	62
Tabela 10 – Geração Térmica por Usina – Boletim Diário – 06 de setembro de 2021	62

LISTA DE SIGLAS

R\$/MWh	Reais por megawatt-hora
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BC	Banco Central
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COPOM	Comitê de Política Monetária
CPP	CriticalPeakPricing
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	Encargos de Serviços do Sistema Elétrico
IEA	International Energy Agency
MCP	Mercado de Curto Prazo
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
RD	Resposta da Demanda
RTP	Real Time Pricing
PJM	PJMInterconenction
PLD	Preços de Liquidação de Diferenças
SIN	Sistema Interligado Nacional
TOU	Time-of-use

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1 Motivações.....	2
1.2 Objetivos.....	6
1.3 Metodologia.....	7
2. RESPOSTA DA DEMANDA.....	8
2.1 Estrutura do Mercado de Energia	8
2.2 Gerenciamento pelo lado da Demanda.....	11
2.3 Desafios regulatórios para permitir a resposta da demanda	15
2.4 Resposta da demanda na Europa	19
2.5 Resposta da demanda nos Estados Unidos	23
2.6 Resposta da demanda no Brasil	27
3. METODOLOGIA.....	34
3.1 Metodologia Aplicada	34
3.2 Curva de Carga	34
3.3 Estruturação da Curva de Carga – K-Means	35
3.4 Índices Financeiros	42
3.5 Elasticidade.....	44
4. DESENVOLVIMENTO E RESULTADOS	48
4.1 Elaboração da Curva de Carga	48
4.2 Cálculo Financeiro para Disponibilização de Energia	55
4.3 Comparativo da Geração Térmica em relação ao programa de RVD	61
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS	64
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	66

1 INTRODUÇÃO

No ano de 2021 nos deparamos com situações críticas enfrentadas pelo sistema elétrico em função de condições desfavoráveis para o atendimento da demanda. No período mencionado foram monitorados pelo menos dois impactos da falta de água nos reservatórios das hidrelétricas do Sudeste, afetadas pela maior estiagem dos últimos 91 anos.

O primeiro deles é o efeito inflacionário provocado pela alta nas contas de luz, com o acionamento da plena carga das termelétricas. A segunda implicação envolve o risco de déficit elevado na oferta de energia pelo sistema elétrico, que poderia gerar consequências desastrosas para a recuperação econômica, no caso de ocorrências de blecaute ou decretação de racionamento, como em 2001. [1]

Na ocasião, o Comitê de Política Monetária (COPOM) pontuou que as implicações da deterioração do cenário hídrico sobre as tarifas de energia elétrica mantiveram a inflação elevada, sugerindo impactos sobre o preço da energia como risco para inflação projetada em 2023. O Banco Central (BC) ainda destacou que a crise hídrica poderia ser um dos fatores determinantes na atenuação do ritmo de recuperação das atividades industriais.

Para contornar essa situação, medidas emergenciais foram efetuadas, como acionamento de um elevado volume de térmicas, restrição de vazão de águas nos reservatórios ou deslocamento de consumo da indústria no horário de “ponta”.

Nesse sentido a Resposta da Demanda (RD) se destacou como um recurso alternativo com baixo custo de implementação capaz de substituir a geração térmica de maneira simples e eficaz. A implementação deste recurso oferece inúmeras vantagens para o sistema, como uma maior flexibilidade e confiabilidade para a rede, principalmente com a maior inserção dos recursos energéticos distribuídos, reduzindo, por exemplo, o *curtailment* de fontes renováveis e picos na demanda devido ao carregamento de veículos elétricos.

O recurso também contribui indiretamente com uma menor emissão de gases de efeito estufa devido ao não acionamento de usinas térmicas a diesel e óleo combustível para atendimento da demanda máxima. E se destaca em função da redução dos custos de geração, pois, com a diminuição da demanda no horário de ponta, térmicas caras serão menos despachadas, trazendo benefícios econômicos sistêmicos mesmo para os consumidores que não estão participando dos programas de RD.

A ampla aderência deste recurso depende de práticas de mercado bem definidas em que o “agente demanda” possa contribuir de forma efetiva. A substituição da geração térmica por RD é mais vantajosa tanto em termos financeiros como em termos ambientais, sendo estes dois tópicos explorados com mais detalhes na próxima seção.

1.1 Motivações

Historicamente, enquanto os esforços iniciais de RD visavam a evitar interrupções de geração e melhorar a eficiência e acessibilidade dos recursos, os programas avançados de RD buscam impactos mais amplos, além do mercado de eletricidade.

1.1.1 Mudanças Climáticas

A primeira motivação se justifica pela necessidade de contermos as emissões de gases de efeito estufa resultantes da geração térmica e que impactam diretamente nas mudanças climáticas.

Há anos, as mudanças climáticas são tratadas como problema do futuro. E futuro é um termo abstrato. As pessoas tendem a não se preocupar com algo que aparentemente seja tão longínquo. Para explicar, é relevante contextualizar. Em 2009, o sociólogo britânico Anthony Giddens relatou o seguinte paradoxo:

Como os perigos decorrentes da mudança climática não são palpáveis, imediatos ou visíveis na vida cotidiana, por mais assustadores que sejam os riscos, muita gente continua sentada, sem fazer nada de concreto a este respeito. No entanto, ao esperar que os riscos se materializem e se tornem visíveis para tomarmos medidas, terá sido tarde demais.[2]

Além de ser um problema do “futuro”, seguir classificando a crise climática como um problema somente ambiental é totalmente incoerente. Afinal, trata-se de um problema muito mais social do que ambiental.

A influência humana no clima tem sido a causa dominante de aquecimento desde meados do século 20, de modo que a temperatura média da superfície global aumentou 0,85°C entre 1880 e 2012, conforme relatado no Quinto Relatório de Avaliação do IPCC, ou AR5 [3]. Muitas regiões do mundo já apresentam maior aquecimento em escala regional, com 20 a 40% da população global tendo experimentado mais de 1,5°C de aquecimento em pelo menos uma estação do ano. O aumento de temperatura já resultou em profundas alterações na vida humana e em sistemas

naturais, incluindo aumentos de secas, inundações, elevação do nível do mar; e perda de biodiversidade. Ademais, essas mudanças estão causando riscos sem precedentes para populações vulneráveis.

As pessoas mais afetadas vivem em países de renda média, alguns dos quais experimentaram um declínio na segurança alimentar, que, por sua vez, está parcialmente ligado ao aumento da migração e da pobreza [4]. Pequenas ilhas, megacidades, regiões costeiras e as altas cadeias montanhosas também são afetadas. Em todo o mundo, numerosos ecossistemas estão em risco de graves impactos, particularmente recifes tropicais de águas quentes e ecossistemas árticos [5].

Diferentes políticas climáticas resultam em diferentes cenários de temperatura, que derivam diferentes níveis de riscos climáticos e mudanças climáticas reais. Assim, a natureza multifacetada e de longo prazo das mudanças climáticas requer perspectivas climáticas que descrevam como as tendências socioeconômicas no século 21 podem influenciar o uso futuro da energia e da terra, as emissões resultantes e a evolução da vulnerabilidade e da exposição humanas.

A Figura 1 apresenta quatro cenários de temperaturas que dependem das políticas climáticas implementadas. De forma resumida, um cenário engloba uma plausível e integrada descrição de um possível futuro do sistema humano-ambiente, incluindo uma narrativa com tendências qualitativas e projeções quantitativas. Os cenários de mudanças climáticas fornecem uma estrutura para desenvolver e integrar projeções de emissões, mudanças climáticas e impactos climáticos, incluindo uma avaliação de suas incertezas inerentes.

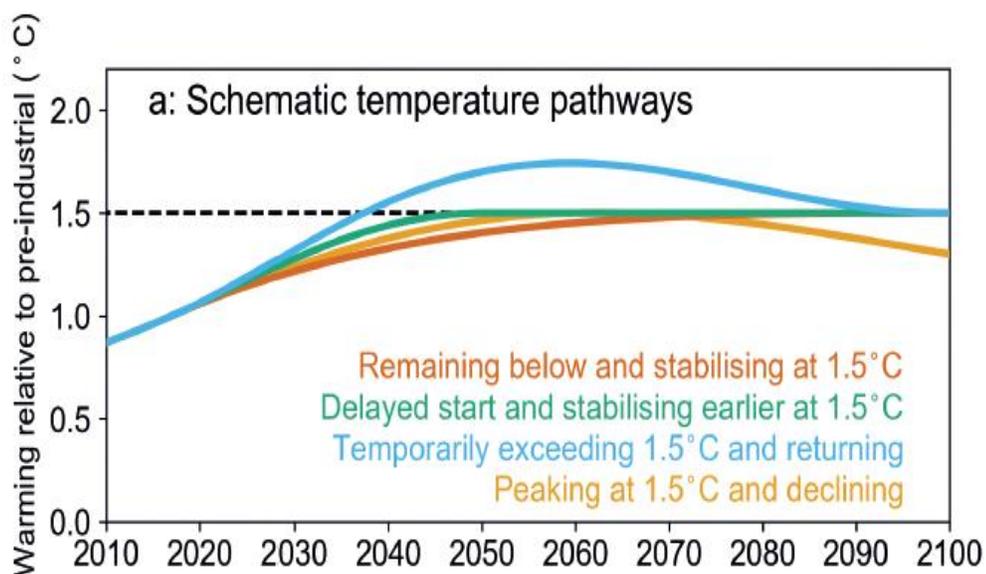


Figura 1 – Diferentes cenários relativos ao aumento de temperatura em 1,5°C

Fonte: Myhre et al., 2013; [6]

Os cenários de temperatura apresentados são classificados em: cenário de aquecimento contínuo; cenário que mantém o aumento da temperatura abaixo de um limite específico (como 1,5°C ou 2°C); e cenários que excedem temporariamente e depois caem para um limite específico (vias de ultrapassagem). No caso de ocorrer a superação da temperatura, emissões líquidas negativas de CO_2 para remover o excesso da atmosfera serão necessárias.

De acordo com o World Resources Institute (WRI), para que o aumento da temperatura permaneça dentro dos cenários mais otimistas, é necessário ações claras de combate a mudanças climáticas que incluem taxar a poluição por carbono, elevar padrões de eletricidade limpa, ampliar a remoção de gases de efeito estufa e estabelecer padrões de emissões para determinadas indústrias e reduzir o total de emissões entre 45% e 50% até 2030.

No entanto, a conexão entre as condições favoráveis para limitar o aquecimento global a 1,5°C é complexa e multifacetada. Os vínculos mitigação–adaptação climática, incluindo sinergias e compensações são importantes ao considerar oportunidades e ameaças para o desenvolvimento sustentável.

Um desafio na criação de condições ambientais propícias é a capacidade de governança das instituições para desenvolver, implementar e avaliar as mudanças necessárias dentro de sistemas socioecológicos globais diversos e altamente interligados [7]. Estruturas de governança e instituições robustas são condições essenciais para a ação climática transformadora, e a capacidade de governança inclui uma ampla gama de atividades e esforços necessários por diferentes agentes para desenvolver medidas coordenadas de mitigação e estratégias de adaptação no contexto do desenvolvimento sustentável.

Significativos desafios de governança incluem a capacidade de incorporar múltiplas perspectivas das partes interessadas no processo de tomada de decisão para alcançar soluções, interações e coordenações significativas e equitativas entre os diferentes níveis de governo e a capacidade de levantar financiamento e suporte para desenvolvimento de recursos tecnológicos e humanos.

1.1.2 Impacto Financeiro

A segunda motivação para se incentivar o mecanismo de RD se justifica por meio de vantagens financeiras.

Em função das condições hidrológicas adversas enfrentadas pelo Setor Elétrico Brasileiro (SEB) em 2021, custos com o acionamento além do previsto de termelétricas para atendimento à

segurança energética no Brasil somaram mais de R\$24 bilhões, o que supera significativamente os R\$3,7 bilhões de todo o ano de 2020, segundo dados atualizados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Essas despesas – geradas quando mais térmicas são ligadas para preservar os reservatórios de hidrelétricas e repassadas aos consumidores por meio de encargos – foi um dos fatores por trás dos elevados aumentos na conta de luz.

Para conter a situação crítica de suprimento de energia e evitar qualquer possibilidade de racionamento, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, formado por membros do governo e técnicos da área de energia, autorizou o uso de geração térmica adicional em função da redução crítica de chuvas em todo o país. Essa autorização trouxe flexibilidade ao Operador Nacional do Sistema, o qual pode considerar as térmicas em seus modelos computacionais. Para ilustrar a situação descrita, na Figura 2 é possível observar que a geração hídrica em 2020 foi 35% superior comparada ao ano de 2021 no mesmo período. Como consequência, a energia térmica mais do que dobrou sua fatia de participação em 2021 em função dos acionamentos adicionais

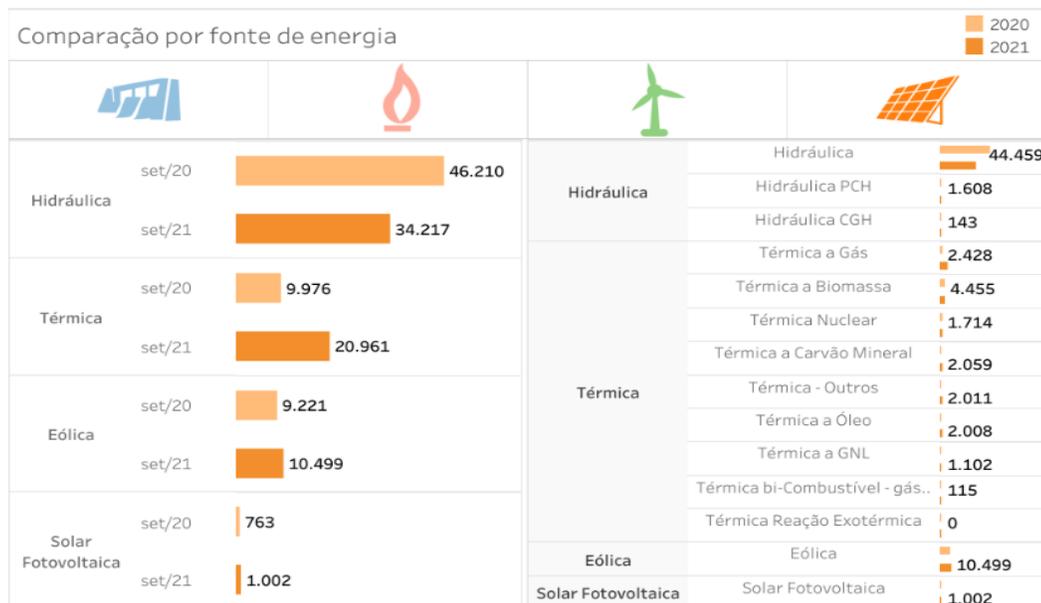


Figura 2 – Geração Análise Mensal

Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica [8]

O despacho de térmica implica diretamente a geração de encargos, conhecidos como Encargos de Serviço do Sistema (ESS), que tanto pesam na conta de luz de consumidores atendidos por distribuidoras como impactam nos custos das empresas que negociam seus contratos diretamente no mercado livre de energia.

Para os consumidores cativos, o peso de encargos gerados pela operação de termelétricas e pelo pagamento de usinas contratadas como energia de reserva representou aproximadamente 16% do aumento médio previsto para as contas de luz em 2021.

Já para os consumidores livres os significativos valores de encargos geram um impacto negativo nas empresas que negociam os contratos entre consumidores, geradores e comercializadoras de energia, uma vez que os encargos são cobrados à parte dos preços combinados nos contratos de compra e venda de energia, representando no ano de 2021 um custo equivalente a 350 mil funcionários.

1.2 Objetivos

O objetivo principal desta dissertação de mestrado é fornecer sensibilidade as agências reguladoras do potencial de redução de carga de cada ramo de atividade tanto em termos de comportamento de carga como em termos de custos. Além de proporcionar subsídios para que as empresas visualizem a resposta da demanda como uma oportunidade econômica, através dos cálculos da remuneração financeira.

Objetivos secundários:

1. Apresentar as conceituações necessárias, com o objetivo de descrever a importância de uma participação mais ativa da RD no mercado brasileiro e avaliar a viabilidade do gerenciamento de energia pelo lado da demanda de consumidores industriais, descrevendo os principais segmentos industriais que representam um potencial mercado para a resposta da demanda.
2. Proposição de duas metodologias distintas que subsidiam a avaliação da viabilidade do mecanismo de RD, em termos de identificação de consumidores que representam potenciais candidatos a reduzirem a energia e em termos de cálculo do incentivo financeiro necessário para determinada empresa disponibilizar energia para o sistema.
3. Comparar os impactos econômicos e ambientais da implementação da RD no setor industrial em relação ao efeito do acionamento de usinas térmicas em momentos de elevado consumo de energia elétrica.

Esses objetivos secundários proporcionam uma base sólida para a investigação do tema específico no setor industrial e permitem a análise detalhada das oportunidades e desafios relacionados a implementação da RD.

1.3 Metodologia

Inicialmente, conceituações pertencentes aos tópicos serão abordadas, com o objetivo de fundamentar as metodologias propostas.

Para compreendermos as empresas e os setores que se classificam como bons candidatos a participarem da RD, serão formuladas curvas de carga através do algoritmo *K-Means*. Em seguida, cenários de elasticidades serão indicados de acordo com as particularidades inerentes ao consumo de energia. Por fim, a partir dos cenários de elasticidade, serão propostos cenários de remuneração através do cálculo envolvendo receita líquida e energia consumida. Dessa forma, será possível quantificar a propensão das empresas a disponibilizarem energia para o sistema, tanto em termos de comportamento de consumo como em termos de remuneração financeira.

2 RESPOSTA DA DEMANDA

2.1 Estrutura do Mercado de Energia

Neste capítulo são apresentadas a dinâmica do mercado de energia brasileiro e as principais abordagens que fundamentam o mecanismo de resposta da demanda.

2.1.1 Modelo Institucional do Setor Elétrico

Inicialmente, para compreender como as políticas energéticas são definidas, é necessário abordar a estrutura do setor elétrico brasileiro e descrever quais são as instituições que participam do setor e as suas principais atribuições. Na Figura 3 é apresentada cada uma das instituições presentes no Setor Elétrico.



Figura 3 – Modelo Institucional do Setor Elétrico

Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica [8]

O organograma inicia com o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), que tem como responsabilidade definir a política energética do país e as diretrizes do setor elétrico.

Na sequência, destaca-se o Ministério de Minas e Energia (MME), que é responsável pelo planejamento, gestão e desenvolvimento da legislação do setor.

Dada a relevância do setor elétrico, o governo também deve permanecer atento às condições de fornecimento, andamento das obras e instalações, por isso o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) foi criado.

Para fiscalizar se todo o setor de energia elétrica está funcionando conforme as regras, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) foi criada como uma autarquia, tendo por finalidade a regulação e fiscalização da geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia.

Adicionalmente, destaca-se a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que é responsável pela realização de pesquisas com finalidade de subsidiar e dar apoio técnico ao planejamento e implementação das ações do MME.

Por fim, as instituições que desempenham funções de interesse público é o Operador Nacional do Sistema (ONS) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). A primeira é responsável pelo controle da operação das instalações de geração e transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN). E a segunda é responsável por realizar a contabilização e liquidação financeira do mercado de curto prazo.

2.1.2 Modelo de Comercialização de Energia

A comercialização de energia no Brasil é realizada em duas esferas de mercado: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam agentes de geração e de distribuição de energia elétrica; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam agentes de geração, comercialização, importadores e exportadores de energia, bem como consumidores livres.

No Ambiente de Contratação Regulada, os agentes de distribuição adquirem a energia elétrica por meio de leilões públicos promovidos pela ANEEL e operacionalizados pela CCEE, a fim de atender seu mercado (consumidores cativos).

No Ambiente de Contratação Livre, os agentes geradores, produtores independentes de energia, autoprodutores, comercializadores e importadores negociam livremente com consumidores livres e especiais a contratação de energia elétrica por meio de contratos bilaterais.

O Mercado Livre é um ambiente de negociação, em que consumidores livres – com demanda igual ou superior a 0,5MW – podem comprar energia alternativamente ao suprimento da concessionária local. Neste ambiente o consumidor negocia o preço da sua energia diretamente com os agentes geradores e comercializadores, podendo escolher qual será o seu fornecedor de energia.

O Ambiente de Contratação Livreencerrou 2022 com 36,4% de participação no total do consumo brasileiro. O ambiente somava, ao final de dezembro de 2022, 10.983 novos agentes, 10,6% a mais do que em 2021. Na Figura 4 é apresentado o número de consumidores no ACL.



Figura 4 –Evolução do Número de Consumidores no ACL

Fonte: EPE [9]

A CCEE informou que, juntamente com o MME e ANEEL, vem contribuindo ativamente para ampliação e abertura do mercado livre para mais consumidores. O objetivo é garantir que o processo seja sustentável, contínuo e previsível. Em setembro, o MME publicou a Portaria 50/2022, que permite que todos os consumidores ligados na alta tensão, como indústrias e médias empresas, possam operar no mercado livre a partir de 2024. A pasta também abriu uma Consulta Pública para contribuições do mercado com relação ao cronograma de abertura para residências, pequenas empresas, unidades rurais e serviço público.

No âmbito de precificação, a referência para compra e venda de energia no Mercado Livre é dada pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). O PLD é utilizado para valorar os volumes de energia liquidados na CCEE – diferença entre energia contratada e consumida ou gerada – e tem como objetivo equilibrar todo o setor energético, considerando a demanda atual, a capacidade de fornecimento das hidrelétricas e o potencial de armazenamento futuro.

O valor da energia é calculado em R\$/MWh e é limitado por um preço mínimo e por um preço máximo, os quais são estabelecidos anualmente pela ANEEL.

O preço do PLD varia em função do cálculo levar em consideração diferentes fatores, tais como:

- Volume de produção das usinas hidrelétricas
- Condições climáticas (quanto mais chuva, maior o volume de água nas usinas)
- Demanda de energia pelos consumidores
- Preços de combustível
- Custo de déficit
- Relação entre entrada de novos projetos e disponibilidade de geração e transmissão de energia

O cálculo do PLD é baseado, portanto, em prognósticos e suposições. As conjecturas incluem informações previstas, ou seja, anteriores à operação real do sistema, além de valores de disponibilidades declaradas de geração e o consumo previsto para cada submercado.

Os consumidores de energia que serão abordados no presente estudos fazem parte do ACL, sendo essa uma condição fundamental para participação nos programas de resposta da demanda baseada em incentivos, os quais serão detalhados nas próximas seções.

2.2 *Gerenciamento pelo lado da demanda*

O Brasil está em um momento de modernização do setor elétrico, e, com a evolução das tecnologias de comunicação, sensoriamento e monitoramento, o uso de energia elétrica vem passando por grandes transformações. Dentre as tecnologias desenvolvidas, evidencia-se a geração distribuída - um aprimoramento das tecnologias de armazenamento e propagação do mecanismo de RD -, sendo que tem alterado sua posição de coadjuvante no mercado de energia elétrica passando a se envolver ativamente no futuro do sistema energético.

Nesse sentido, o conceito de Redes Inteligentes emerge como uma das respostas imprescindíveis a uma necessidade de transformar a relação que possuímos com a energia.

O termo Redes Inteligentes pode ser descrito tanto de forma simples como de formas mais complexas. De maneira simplificada, as Redes Inteligentes são uma rede moderna capaz de armazenar, comunicar e tomar decisões, transformando a rede atual em uma que funciona de forma mais cooperativa, responsiva e orgânica. A Rede Inteligente também é definida como um sistema que integra muitas variedades de tecnologias, serviços de computação e comunicação que constituem a infraestrutura do sistema de energia. Em outras palavras, as possibilidades das Redes

Inteligentes são vastas e contribuem na crescente interdependência entre seus participantes, conforme representado na Figura 5.

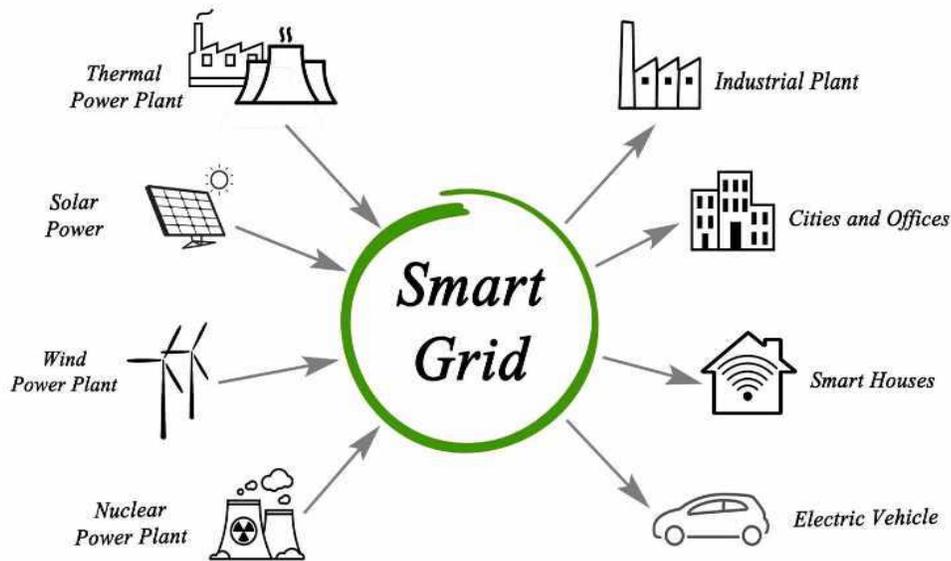


Figura 5 – Possibilidades de Integração das Redes Inteligentes

Fonte: Adaptada de [10]

Em resumo, redes inteligentes mais autônomas viabilizam soluções locais e podem tanto aumentara eficiência do fornecimento de energia como permitir que as concessionárias continuem a suprir sua demanda utilizando a infraestrutura existente, minimizando a necessidade de construir mais usinas e subestações.

Nesse sentido, as redes inteligentes ajudam a viabilizar a participação ativa da demanda, que vem ganhando papel significativo em diversos mercados de energia elétrica no mundo, com mecanismos de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD).

Os mecanismos GLD podem ser definidos como processos que visam a modificar o comportamento da demanda por parte dos consumidores de energia, de forma voluntária, através de sinalização de preços, incentivos financeiros e ações de conscientização. O termo GLD é bastante abrangente e pode se referir tanto a ações de longo prazo, com efeitos duradouros, como programas de Eficiência Energética (EE), quanto a ações temporárias, como Resposta da Demanda.

A RD tem uma longa história no setor elétrico e tem sido implementada usando diferentes abordagens. O conceito RD foi adotado no setor de energia no final da década de 1960 para otimizar os investimentos em infraestrutura e sustentar a demanda nos períodos de pico de operação,

ganhando força devido aos aumentos nos preços do petróleo, que, por sua vez, levaram ao aumento dos custos de geração. [10].

Atualmente, a RD se refere à capacidade de responder de forma coordenada às condições do mercado ou do sistema no curto prazo, com o objetivo de proporcionar um melhor aproveitamento da estrutura de geração de energia disponível, melhorando a segurança da operação e a qualidade do fornecimento, bem como promovendo a eficiência econômica com vistas à otimização do uso de recursos.

Além disso, a RD pode melhorar a adequação do sistema e reduzir substancialmente a necessidade de investimentos para atender a demanda máxima, deslocando o consumo para momentos de baixa demanda e agregando estabilidade ao sistema.

No Brasil, a RD já vem sendo implementada de diferentes formas, seja por meio das modalidades tarifárias aplicadas aos consumidores, dos postos tarifários, ou da adoção da geração distribuída. Na Figura 6, é possível notar os efeitos do GLD no comportamento das curvas de carga.

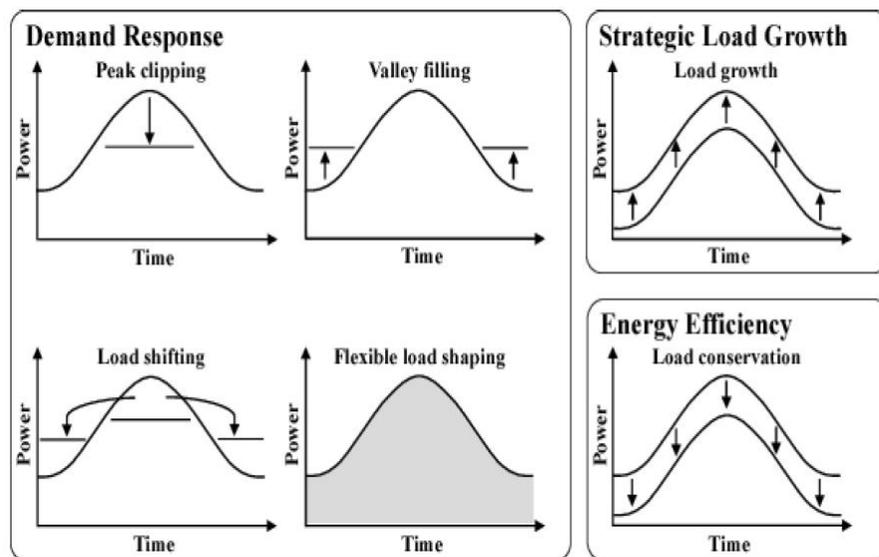


Figura 6 – Categorias do Gerenciamento pelo Lado da Demanda

Fonte: Adaptado [11]

Os programas de RD podem ser divididos em dois grandes grupos de acordo com o tipo de sinal dado ao consumidor: baseados em preço e baseados em incentivos. As características desses grupos são apresentadas conforme a nota Técnica da EPE [11]:

- 1) **Resposta da demanda baseada em preços:** A resposta da demanda baseada em preços refere-se à mudança no perfil de uso da energia devido às alterações no preço ao longo das horas do dia. Deste modo, o consumidor desloca o uso da energia para momentos em que

o preço é mais baixo e diminui a utilização nos instantes em que o preço está mais caro. O intervalo de horas, determinado pelas concessionárias, em que o valor da energia é maior corresponde ao momento em que a carga total da concessionária atinge valores mais altos e o atendimento está mais caro [11].

As principais variações que existem de acordo com este programa são listadas abaixo:

- I. *Time-of-use* (TOU): A tarifa do tipo TOU divide o dia em períodos e oferece um horário tarifário para cada período. Essa tarifa reflete idealmente o custo médio de geração e transmissão nesses períodos.
 - II. *CriticalPeakPricing* (CPP): A estrutura tarifária básica desta tarifa é o preço TOU, exceto em certos dias, quando a confiabilidade da rede é prejudicada, e então o preço de pico normal é substituído por uma taxa mais alta pré-especificada para reduzir a energia dos usuários-demanda.
 - III. *Peak Time Rebate*: Semelhante ao CPP, mas em vez de cobrar uma taxa mais alta durante eventos críticos, os participantes são pagos para reduzir o consumo em relação a uma linha de base previamente determinada.
 - IV. *Real Time Pricing* (RTP): os participantes do programa RTP pagam energia a uma taxa mais próxima do preço spot da energia. Neste posto tarifário, os consumidores são informados dos preços horários da energia com até um dia de antecedência ou até uma hora de antecedência.
- 2) **Resposta da demanda baseada em incentivos:** Esse tipo de resposta à demanda fornece aos consumidores incentivos financeiros para reduzir a demanda em momentos críticos para o sistema, ou seja, quando a oferta é escassa ou quando a confiabilidade diminui. São produtos despacháveis, que podem ser ativados por meio de uma ordem de despacho do operador. Esse mecanismo é oferecido separadamente do modelo de precificação e pode ocorrer enquanto o consumidor está sob precificação dinâmica. Os consumidores reduzem o consumo em relação a uma linha de base previamente determinada e são penalizados se não atingirem os níveis de consumo de energia previamente definidos [11].

As principais variações desse tipo de programa são apresentadas a seguir:

- I. *Direct LoadControl*: Neste tipo de programa, o operador (concessionário ou operador do sistema) tem acesso remoto e pode controlar determinados aparelhos elétricos para reduzir parcelas da carga do consumidor em horários pré-definidos.
- II. *Interruptible/Curtailable*: Redução de carga integrada que proporciona desconto ou crédito nas tarifas com a consequente redução de carga nos momentos em que a confiabilidade da rede é comprometida.
- III. *DemandBidding in Energy Markets*: Os consumidores fazem ofertas para reduzir a carga no mercado de energia, substituindo geradores mais caros no despacho econômico. Este programa é normalmente oferecido a grandes consumidores ou a vários consumidores por meio de agregadores de carga.
- IV. *EmergencyPrograms*: Programa que realiza pagamentos de incentivos aos consumidores para reduzir a demanda em momentos de emergência do sistema.
- V. *Participation in theAncillary Services*: Os consumidores oferecem redução de carga para operar como reserva ou regulação de frequência. Se a oferta for aceita, eles recebem o preço de mercado para atuar como reserva. Caso seja necessário reduzir a demanda ofertada, são convocados pela operadora e remunerados ao preço *spot*.
- VI. *Capacity Market Participation*: os consumidores oferecem redução de carga nos mercados de capacidade para substituir a geração convencional ou fornecer novos recursos

2.3 *Desafios regulatórios para ampliar aResposta da Demanda*

No Brasil, o quadro regulatório que permite o avanço da RD está progredindo, no entanto, diversas melhorias são ainda necessárias para permitir o avanço disseminado desse recurso.

Com base no Mapeamento da RD na Europa e nos Estados Unidos, foi estudado um conjunto de requisitos regulatórios para permitir a ampliação da RD, listados a seguir:

2.3.1 *Acesso da resposta da demanda aos mercados*

O primeiro conjunto de critérios avalia a possibilidade de recursos do lado da demanda participarem nos mercados de eletricidade. Há um contraste notável entre os requisitos propostos pelas agências de energia e as realidades dos consumidores que desejam acessar os mercados, o

que se deve principalmente a um ambiente regulamentar incompleto. Para permitir a participação do consumidor, um conjunto de etapas regulatórias devem ser cumpridas.

Inicialmente, a participação de recursos do lado da demanda nos mercados de eletricidade deve ser autorizada. Esta condição muito simples ainda não foi totalmente cumprida. Por exemplo, em vários mercados, os recursos do lado da demanda só podem participar de um pequeno número de programas, e alguns mercados ainda estão fechados para a RD.

Além disso, a carga agregada deve ser permitida e incentivada, pois, para disponibilizar ao sistema uma quantidade significativa de recursos do lado da demanda, os operadores têm de abrir os mercados à carga agregada, visto que os países que tiveram sucesso com aplicação da RD permitiram a participação de agregadores. Incentivar a abertura do mercado, proibindo a participação destes agentes, tem como consequência a desqualificação de todos, exceto os maiores consumidores industriais.

2.3.2 Acesso de provedores de serviços aos mercados

O segundo grupo de critérios avalia as condições para uma competição saudável entre os diferentes atores do mercado, tanto tradicionais quanto novos, buscando envolver os consumidores em uma série de programas de RD. Conforme descrito anteriormente, permitir a agregação independente é importante para o crescimento da competição de mercado em torno de serviços centrados no consumidor.

Assim, para permitir que os agregadores independentes entrem no mercado em escala, é fundamental que as funções e as responsabilidades desses novos participantes sejam esclarecidas e permitam uma concorrência justa entre as partes do mercado.

Portanto, para promover e viabilizar os recursos da demanda, um desenho de mercado deve proteger os interesses do consumidor e criar condições equitativas para todos os concorrentes. Os consumidores que desejam gerar receita com sua flexibilidade devem poder escolher livremente entre todas as opções de mercado e os provedores de serviços disponíveis. Em princípio, uma estrutura padronizada deve:

- Criar condições de concorrência equitativas em que os (pequenos) novos participantes no mercado possam competir com as empresas históricas (maiores), incentivando a concorrência no mercado, melhores serviços e liberdade de escolha para os consumidores;

- Ser eficiente em termos de custos, permitir o funcionamento regular e alocar custos e recompensas de forma justa entre as partes do mercado;
- As liquidações financeiras entre as partes devem ser definidas, e as disposições para troca de informações devem proteger as informações comercialmente sensíveis;
- Estabelecer uma estrutura de governança com processo e recurso de apelação, caso haja necessidade de solução de algum problema jurídico.

2.3.3 *Requisitos do Produto*

O terceiro conjunto de critérios avalia o desenvolvimento do ambiente regulatório para RD referente aos requisitos de participação nos mercados de eletricidade.

A lista a seguir resume os obstáculos mais frequentes no que diz respeito ao desenho do produto, enfrentados pelos recursos do lado da demanda:

- Lances mínimos superdimensionados: um consumidor ou agregador pode precisar fornecer uma redução muito significativa para atuar nos programas;
- Requisitos de duração ou disponibilidade estendidos: alguns recursos do lado da demanda podem não estar disponíveis por longos períodos ou apresentar características de disponibilidade diferentes da geração;
- Ativações muito frequentes / curtos períodos de recuperação: isso é feito quando o operador do sistema não deseja ter que fazer várias chamadas para recursos, mas prefere fazer uma única chamada e, em seguida, ter os recursos disponíveis. Isso é conveniente para o operador, mas reduz a capacidade de uma variedade de recursos;
- Lances simétricos: poucos consumidores podem aumentar e diminuir o consumo igualmente.

As regras de participação dos diferentes produtos e programas devem permitir a participação de uma gama de tecnologias, tendo em conta as suas diferentes características, garantindo simultaneamente o atendimento das necessidades do sistema. Em um mercado competitivo, o regulador e os operadores do sistema têm a responsabilidade de permitir que uma variedade de recursos concorra em pé de igualdade, e não apenas através de formas restritivas.

2.3.4 *Medição e verificação, pagamentos e penalidades*

O quarto grupo de critérios analisa os padrões de medição e verificação dentro de um mercado, bem como os requisitos de financiamento e penalidades.

A medição de desempenho, normalmente conhecida como medição e verificação, é o processo de quantificar e validar a prestação do serviço de acordo com as especificações de um produto. O processo de medição de desempenho geralmente ocorre em três estágios:

- Qualificar os recursos potenciais em relação às especificações do produto como uma porta de entrada para a participação;
- Verificar a conformidade dos recursos com as especificações do produto durante e após a participação;
- Calcular a quantidade de produto entregue pelo recurso como parte das liquidações financeiras.

Os elementos críticos necessários para medir e verificar uma ativação de resposta à demanda são:

- Ajuste da medição de metodologia de linha de base;
- Entrega de produto;
- Requisitos de comunicação;
- Frequência de leituras de intervalo;
- Padrões de precisão;
- Pontualidade dos dados de medição;
- Protocolos de comunicação.

As principais características do processo de medição de desempenho são destacadas a seguir:

- Metodologias de linha de base justas e transparentes devem estar disponíveis publicamente;
- O mercado deve ser transparente: os critérios de pagamento, volumes e valores devem ser transparentes e baseados em concorrência aberta e justa;
- As estruturas de mercado devem recompensar e maximizar a flexibilidade e capacidade de uma maneira que forneça estabilidade de investimento;
- As penalidades por não conformidade devem ser justas e não devem favorecer um recurso em detrimento do outro.

A Tabela 1 apresenta as características que envolvem os programas de RD baseados em incentivos e a maneira como as agências reguladoras podem permitir que os programas se tornem mais atrativos baseados na gama de escolhas disponíveis aos participantes.

Tabela 1: Gamas de escolhas disponíveis aos programas de RD.

Menos Atrativo	Gama de Escolhas	Mais Atrativo
Todas as Horas	Disponibilidade do Recurso	Horas Críticas
Arbitrário	Gatilho	Baseado em necessidade
Instantâneo	Antecedência do Aviso	Minutos/Horas
Limitado	Duração do Despacho	Fixa/Curta
Nenhum	Limite de Eventos	Diário/Limite Anual
Complexo	Requisitos Tecnológicos	Adequado/Razoável
Tendenciosa	<i>Baseline</i>	Simples/Precisa
Nenhuma	Agregação	Por Portfólio
Apenas Energia	Pagamento	Disponibilidade e Energia
Severas	Penalidades	Razoável

2.4 Resposta da Demanda na Europa

Há um consenso crescente, tanto entre os formuladores de políticas quanto entre os participantes do mercado, de que a RD é um recurso crítico para alcançar um sistema elétrico eficiente e sustentável a um custo razoável. A RD é agora amplamente reconhecida como um facilitador importante da segurança do fornecimento, como uma integração de energias renováveis, como uma melhor competição de mercado e como uma capacitação do consumidor. Esse entendimento esteve refletido na Diretiva Europeia de Eficiência Energética e Códigos de Rede [8] nos últimos anos e finalmente possibilitou a inclusão completa da RD nas propostas legislativas da Comissão Europeia sobre Desenho do Mercado de Eletricidade dentro do Pacote de Energia Limpa no ano de 2017.[13]

Nos últimos anos, houve um interesse em permitir a RD em quase todos os países europeus, a partir de mudanças regulatórias planejadas ou, até, já implementadas. Notavelmente, nos países onde a RD tem sido tradicionalmente quase inexistente, como Estônia e Itália, tem havido pelo menos algum interesse regulatório em explorar seu potencial. A Figura 7 apresenta o mapa dos países europeus classificados em diferentes cores, as quais representam seu atual grau de desenvolvimento regulatório relativo à RD baseado em incentivos.



Figura 7 – Mapa do desenvolvimento de resposta explícita à demanda na Europa
 Fonte: Smart Energy Demand Coalition, 2017 [13]

Os países europeus que atualmente fornecem a estrutura mais propícia para o desenvolvimento da RD baseada em incentivos são Suíça, França, Bélgica, Finlândia, Grã-Bretanha e Irlanda, conforme destacados em verde. Nesses países, existem questões regulatórias e de desenho de mercado de bom desempenho. A Suíça e a França possuem estruturas detalhadas em vigor para agregação independente, incluindo funções e responsabilidades padronizadas dos participantes do mercado.[13]

Tanto na Bélgica quanto na Irlanda, a legislação futura deve ajudar a aumentar a participação da RD. Uma nova legislação nestes países trata do papel do agregador e da agregação independente e será em breve implementada, o que ajudará a proporcionar uma situação de igualdade para todos os integrantes do mercado. No entanto, ainda existem alguns problemas de medição e verificação que inibem o crescimento pleno da RD. [13]

A Grã-Bretanha continua a ter uma gama de mercados abertos à participação do lado da demanda. Os agregadores independentes podem acessar diretamente os consumidores para serviços auxiliares e produtos de capacidade, e o país recentemente começou a considerar uma estrutura para o acesso do agregador independente ao Mecanismo de Balanceamento. No entanto, com procedimentos de medição e verificação relativamente onerosos para a RD, o país ainda tem expressivo espaço para melhorar. A Finlândia se destaca entre os países nórdicos, principalmente porque permite a agregação independente em pelo menos um dos programas nos serviços auxiliares e também devido às suas disposições avançadas para medição e verificação. [13]

Áustria, Dinamarca, Alemanha, Holanda, Noruega e Suécia estão marcadas em amarelo, pois as barreiras regulatórias permanecem um problema e atrapalham o crescimento do mercado. Embora vários mercados nesses países estejam abertos à RD em princípio, os requisitos superdimensionados do programa continuam a existir, os quais ainda não foram ajustados para permitir a participação ampla do lado da demanda. Além disso, permanece uma falta de clareza sobre os papéis e responsabilidades dos diferentes integrantes e sua capacidade de participar nos mercados. [13]

Espanha, Portugal, Itália e Estônia são pintados de vermelho porque a flexibilidade agregada do lado da demanda não é aceita como um recurso em nenhum dos mercados ou ainda não é viável devido à regulamentação. [13]

Em resumo, o mercado europeu possui um potencial enorme para se desenvolver e em breve terá como propulsor os chamados Códigos de Rede, que se caracterizam por um conjunto de regras elaboradas pelos agentes reguladores para facilitar a harmonização, integração e eficiência do mercado europeu da eletricidade. Esses Códigos - alguns dos quais ainda em fase final de redação - serão fundamentais para o desenvolvimento dos programas, pois descrevem os termos e condições sob os quais os provedores de flexibilidade do lado da demanda poderão participar dos mercados de eletricidade.

A Tabela 2 apresenta a pontuação dos países analisados em cada um dos critérios estudados, sendo que a nota 5 representa um elevado grau de desenvolvimento no requisito proposto.

Tabela 2: Classificação detalhada dos países avaliados na Europa para RD baseada em incentivos

Países	Acesso da Resposta da Demanda aos Mercados	Acesso de Provedores de Serviço aos Mercados	Requisitos do Produto	Medição, Verificação, Pagamentos e Penalidades	Resultados Geral
Alemanha	3	1	3	3	10
Áustria	3	1	5	3	12
Bélgica	3	3	5	3	14
Espanha	0	0	1	0	1
Finlândia	5	1	3	5	14
França	5	5	5	3	18
Inglaterra	5	3	3	3	14
Itália	1	0	1	1	3
Portugal	0	0	1	0	1
Suíça	3	5	3	5	16

Fonte: Smart Energy Demand Coalition, 2017 [13]

Apesar de alguns países europeus carecerem de estrutura para o desenvolvimento da RD baseada em incentivos, alguns deles se destacam de forma significativa nos programas de RD baseada em preços. O principal exemplo é a Espanha, que se concentrou principalmente na resposta implícita do lado da demanda, em que os consumidores usam eletricidade em resposta ao preço de varejo. Para viabilizar este tipo de RD, o governo espanhol estabeleceu uma tarifa voluntária, regulamentada e dinâmica chamada Preço Voluntário para Pequenos Consumidores (PVPC). Essa tarifa oferece três configurações diferentes e cobre apenas a componente energética da fatura de eletricidade. [14]

A Figura 8 mostra um exemplo da tarifa PVPC e os preços associados do dia seguinte para dois dias aleatórios.

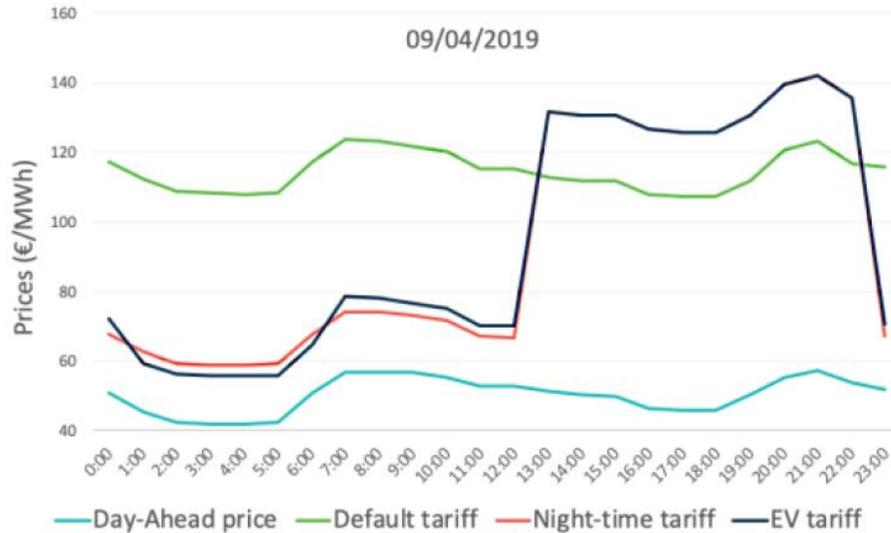


Figura 8 – Preços para o dia seguinte e tarifa PVPC para dois dias aleatórios (custos de energia e rede)
Fonte: Adaptado [14]

Para participar da RD na Espanha, a segunda possibilidade é contratar energia através do Programa de Preço Anual pago em 12 parcelas fixas: o preço é definido livremente pela comercializadora de referência, sendo a mesma obrigada a oferecer essa modalidade alternativa ao PVPC.

E a terceira possibilidade é chamada de Oferta do Mercado Livre e pode ser contratada livremente em qualquer comercializadora com preços e condições acordados entre as partes. De acordo com a *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia* (CNMC), em 2018, 11 milhões de consumidores estavam sob a PVPC e mais de 15 milhões no mercado livre de energia. No último ano, houve migração dos consumidores para o mercado livre, em grande parte devido aos altos e voláteis preços no PVPC, decorrentes das poucas chuvas, fracos ventos e alta no preço do gás na Espanha. Além disso, as campanhas de atração de novos consumidores realizadas pelas comercializadoras de energia contribuíram para a migração. [14]

Outro exemplo é a Itália, que não possui programas estruturados para a RD baseada em incentivos, mas que começou lentamente a tomar medidas regulatórias necessárias para uma estrutura sólida para RD baseada em preços. O país apresenta um dos mais significativos programas de implantação de medidores inteligentes na Europa, destacando-se como pioneiro na instalação de medidores inteligentes, prática que se iniciou em 2001. Atualmente, mais de 98% dos clientes estão equipados com o medidor de primeira geração. A partir de 2016, o governo italiano está liderando a implementação de uma segunda geração de medidores inteligentes com base em novas

funcionalidades, capazes de trazer benefícios para todos os consumidores de energia de forma mais disseminada. O país planeja se aproveitar deste pioneirismo para abolir o mecanismo de preço nacional único, a fim de expor os consumidores a tarifas locais que forneçam melhores sinais de preço. [15]

Finalmente, em Portugal, a primeira experiência de instalação de medidores inteligentes ocorreu em Évora, uma cidade média do sul do país, onde foi implementado o projeto InovGrid, com o objetivo de renovar todas as redes de média tensão e baixa tensão e de aumentar o nível de automação. O projeto InovGrid teve início em 2007 e envolveu a renovação de todas as infraestruturas de iluminação pública, a instalação de cerca de 30000 medidores inteligentes, a renovação e automatização das redes e a criação de condições para a instalação de pequenas e microgerações (nomeadamente fotovoltaicas). Relatórios recentes indicam que no final de 2020 já estavam instalados cerca de 3,2 milhões de medidores inteligentes no país em 6,2 milhões de consumidores de eletricidade, correspondendo assim a uma taxa de instalação de 51,6% e que envolveu um investimento de 169 milhões de euros. Em complemento aos esforços observados, a EDP Distribuição garante que até ao final de 2024 todas as instalações elétricas estarão equipadas com medidores inteligentes.[14]

2.5 *Resposta da demanda nos Estados Unidos*

Muitas regiões dos Estados Unidos utilizam a resposta da demanda como uma alternativa para atender aos requisitos de planejamento. O recurso também é utilizado para reduzir o consumo de energia com o objetivo de atender às mudanças do sistema nos mercados de energia e serviços auxiliares.

Segundo dados da *Environmental Investigation Agency* - EIA, existem 94,8 milhões de medidores inteligentes em operação nos Estados Unidos, representando um total de 60,3% dos 157,2 milhões de medidores. De 2018 a 2019, o número de medidores inteligentes em operação no mercado americano aumentou em aproximadamente 8 milhões, representando um aumento anual de 9%.[16]

Além do aumento da implementação de medidores inteligentes, no mesmo período, verificou-se também um aumento no número de cadastro de clientes em programas de resposta da demanda baseados em incentivos, no valor de 1,1 milhão. No mercado de preços dinâmicos, o aumento de

cadastros de clientes foi em torno de 1,7 milhões. Esses aumentos de cadastro de clientes representam aumentos percentuais anuais de 12% e 19%, respectivamente.[16]

Na Figura 9 abaixo, é apresentado o número de cadastros nos programas de RD baseado em preços. A partir dos dados apresentados, regionalmente, observa-se que o cadastro de clientes aumentou em seis das nove divisões.

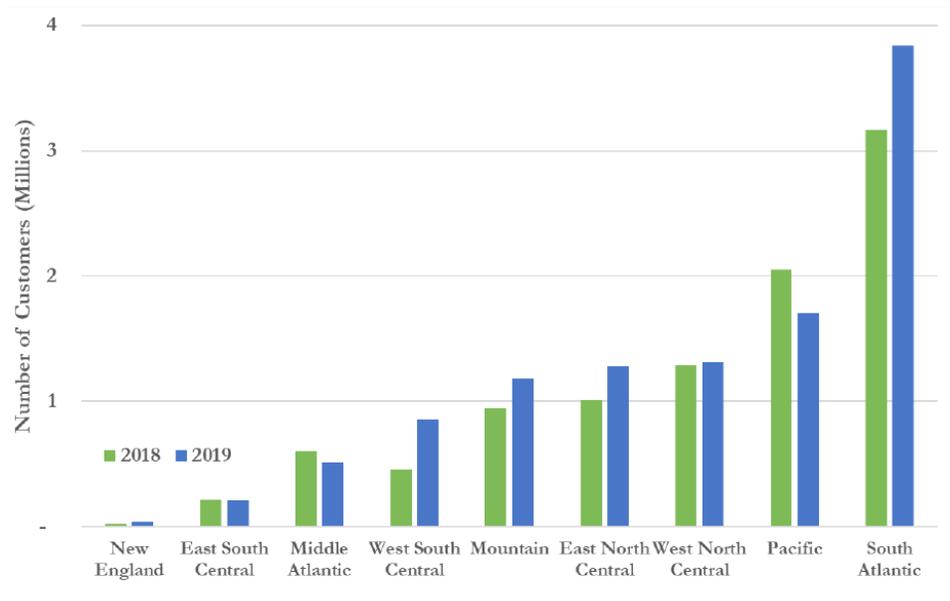


Figura 9 – Cadastro de clientes em programas de resposta da demanda baseada em preços por Divisão de Censo (2018 e 2019)

Fonte: Adaptado [16]

Além do número de clientes ser crescente nos programas de RD, a relevância do recurso no mercado americano é também observada a partir dos dados apresentados sobre potenciais economias de pico de demanda em programas de resposta da demanda no mercado varejista. O termo “potencial economia de demanda de pico” refere-se à “economia total de demanda” que poderia ocorrer no horário de pico do sistema, assumindo que toda a resposta da demanda fosse chamada. De 2018 a 2019, a potencial economia de demanda de pico nos Estados Unidos aumentou em aproximadamente 125 MW, ou 0,4%, de 30.895 MW para aproximadamente 31.020 MW. [16]

Este cenário é retratado na Figura 10 abaixo, a qual apresenta, por Divisão no período de 2018 e 2019, o potencial de economia de demanda de pico (MW) dos programas de resposta da demanda nos mercados varejistas.

Census Division	Annual Potential Peak Demand Savings (MW)		Year-on-Year Change	
	2018	2019	MW	%
East North Central	4,708.0	5,362.8	654.8	13.9%
East South Central	4,600.2	4,343.1	-257.1	-5.6%
Middle Atlantic	1,632.9	1,463.6	-169.3	-10.4%
Mountain	2,128.2	1,968.0	-160.2	-7.5%
New England	245.2	179.3	-65.9	-26.9%
Pacific	2,213.0	1,803.2	-409.8	-18.5%
South Atlantic	7,939.8	8,106.8	167.0	2.1%
West North Central	5,045.1	5,554.1	509.0	10.1%
West South Central	2,382.6	2,238.7	-143.9	-6.0%
Total	30,895.0	31,019.5	124.5	0.4%

Figura 10 – Potencial de economia de demanda de pico (MW) dos programas de resposta da demanda por Divisão (2018 e 2019)

Fonte: Adaptado [16]

A importância da demanda em responder aos sinais de emergência é observada em diversos mercados. Na Califórnia, por exemplo, destaca-se um programa baseado em preço conhecido como CPP, o qual responde à emergência de confiabilidade da rede pagando aos provedores um prêmio por economizar ou deslocar cargas nos horários de pico. O programa é normalmente acionado nos dias em que a demanda de energia está muito alta. Neste dia, a empresa participante é chamada para reduzir o consumo de energia entre 14 horas e 18 horas. Um ponto importante sobre este programa é que quem adere à tarifa CCP automaticamente está sob uma tarifa TOU, logo a gestão do consumo de energia deve ser mais cuidadosa para evitar maiores alterações no valor total da fatura de energia.

Além da Califórnia, outro programa baseado em preços, conhecido como PTR, foi implementado em Maryland. Este programa é promovido para todos os clientes que possuem medidores inteligentes acionados nos dias em que a demanda prevista de energia tem a tendência de alcançar valores elevados, ocorrendo tipicamente nos dias de verão quando os consumidores usam grande quantidade de energia, principalmente com o uso de ar-condicionado. Em 2018, os consumidores participantes do *Energy SavingsDays* ganharam mais de 16 milhões de dólares pela redução de energia. A taxa de participação foi de 75,7% com uma redução de 370 MW, equivalente à não utilização de 135 toneladas de carvão em usinas térmicas. [16]

Já um programa baseado em incentivos que vale destacar é o tipo *DemandBidding*, implementado pelo PJM e que busca integrar a resposta da demanda como ofertante no mercado atacadista de energia, em igualdade de condições com outras tecnologias ofertantes, como de geração e armazenamento. No caso do PJM, a demanda faz uma oferta de preço e é despachada por mérito econômico, deslocando geradores mais caros, sendo, inclusive, formadora de preço. Quando despachado, o agente reduz sua demanda em relação a uma linha base e é remunerado ao preço spot. A remuneração da resposta da demanda despachada em 100% do preço spot foi uma exigência do FERC (Ordem n.745/2012), para dar tratamento equivalente a todas as tecnologias. Atualmente, o PJM conta com diversas oportunidades para resposta da demanda: no mercado de energia, nas opções de resposta da demanda – econômica e emergencial; no mercado de capacidade e no mercado de serviços ancilares – reservas e regulação. [12]

Além dos esforços dos reguladores em incentivar a implementação de programas de RD, os senadores Manchin e Schumer, em julho de 2022, divulgaram uma medida de reconciliação orçamentária, que representa um passo importante no combate às mudanças climáticas [17]. Além das disposições de saúde, manufatura e produção doméstica de energia, a legislação proposta também financia a flexibilidade de energia residencial no valor de US\$ 4,3 bilhões. O projeto de lei inclui um programa nacional "baseado em desempenho" que avalia as mudanças no consumo de energia medido com base na economia de energia.

Este "programa de desempenho medido" permite uma estratégia abrangente de tecnologia, que integra várias soluções de Usinas Virtuais, as quais podem atender às metas de confiabilidade da rede e de descarbonização. As oportunidades de inovação em soluções de energia variam desde isolamento eficaz até a como os veículos elétricos carregam e descarregam as baterias.

Se aprovados, os US\$ 4,3 bilhões propostos fluirão para os escritórios estaduais de energia, para serem distribuídos como incentivos pagos com base no desempenho quantificado.

Assim, alternativas para disseminação do mecanismo de RD estão sendo amplamente estudadas com o objetivo de permitir que todos os clientes participem do aumento de confiabilidade e descarbonização da rede, permitindo o alcançadas metas climáticas de forma mais eficiente.

2.6 *Resposta da demanda no Brasil*

Embora se estime que a resposta da demanda cresça mais rapidamente nas economias avançadas, ela também está presente nos países em desenvolvimento. Conforme estudo do Global

Energy Review [18], os mecanismos de resposta da demanda nas economias em desenvolvimento serão responsáveis por cerca de 14% da flexibilidade do sistema elétrico em 2030. Alguns países em desenvolvimento da América Latina já estão adotando medidas importantes para aumentar a aceitação da resposta da demanda. O Chile lançou uma estratégia de flexibilidade do sistema de energia focada no desenho do mercado, nas estruturas regulatórias e na operação do sistema. A Colômbia estendeu incentivos fiscais a fontes de energia não convencionais e a projetos de eficiência energética, incluindo medição inteligente e resposta à demanda. No Brasil, espera-se que o potencial de RD dobre, passando de 12,8 GW em 2017 para quase 25,6 GW em 2050. A maior parte desse potencial está no setor industrial.

Com o objetivo de usufruir deste potencial, nos últimos anos têm se verificado esforços dos setores regulatórios para desenvolver um desenho do mercado de energia, considerando a RD como um componente ativo para o equilíbrio do sistema. Neste item serão apresentados exemplos de programas de resposta da demanda já desenvolvidos e em análise no Brasil, bem como seus benefícios e possíveis melhorias.

2.6.1 Tarifa Horo-Sazonais

As tarifas horo-sazonais se caracterizam por uma RD baseada em preços, permitindo que as unidades consumidoras conectadas ao SIN, e voltadas para o grupo A (consumidores de alta e média tensão), implementem essa modalidade de tarifação com o objetivo de receberem um sinal econômico, passando a padronizar sua utilização através da tarifa especificada para cada momento, ou seja, de acordo com a ANEEL, a estrutura se caracteriza pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano. Dessa forma, o consumidor analisa o custo-benefício e traça o melhor perfil de utilização, de forma a otimizar o custo de sua produção.

2.6.2 Tarifa Branca

Outra modalidade de RD baseada em preços caracteriza-se pela adoção de uma tarifa que, ao contrário das horo-sazonais, permite a aderência de unidades consumidoras atendidas em baixa tensão (127, 220, 380 ou 440 Volts). A implementação desta tarifa possui objetivo de modular a utilização dos consumidores, por meio de incentivos financeiros, já que o preço da energia sofre

alterações durante o dia, ou seja, nos dias úteis, temos 3 valores de tarifa, aplicados de acordo com os períodos:

- Horário de Ponta: período composto por 3 horas consecutivas definidas pela distribuidora, considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, aprovado pela ANEEL para toda a área de concessão, com exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais;
- Intermediário: definido como o período de 2 horas, sendo 1 hora imediatamente anterior e outra imediatamente posterior ao horário de ponta;
- Fora de Ponta: definido como o horário complementar ao de ponta e ao intermediário durante os dias úteis e 24 horas nos feriados e finais de semana.

A tarifa branca, que é uma tarifa do tipo TOU, não é um tipo de tarifação dinâmica, pois não reflete em tempo real as condições do sistema elétrico, porém é um importante passo e tem o objetivo de apresentar ao consumidor um novo modelo de tarifação no qual o preço varia ao longo das horas do dia, de forma mais aderente ao preço no mercado atacadista, fomentando um deslocamento da demanda para horários em que historicamente a demanda máxima do sistema elétrico tem pouca probabilidade de ocorrência. [12]

Neste tipo de RD, a aderência do consumidor depende do seu perfil de consumo e de sua capacidade de alterá-lo. Para os consumidores a vantagem é clara: diminuição dos custos de energia. Já para a distribuidora, as vantagens são questionáveis. Por um lado, o consumidor, centralizando seu consumo no período fora de ponta, reduz a taxa de utilização da rede. Por outro lado, pode ocorrer uma diminuição significativa na receita captada pela distribuidora.

A Figura 1 apresenta a divisão dos horários considerados pela tarifa branca.

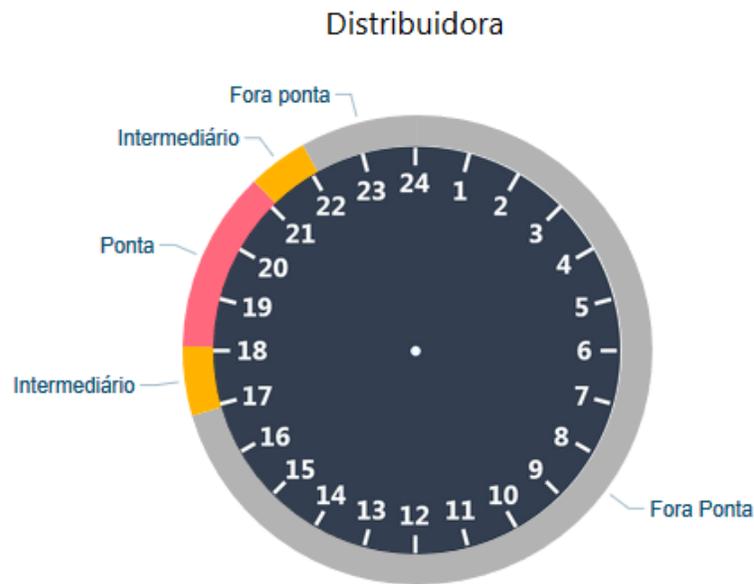


Figura 11 – Limites de horários para diferentes tarifações
Fonte: Modalidades tarifárias – ANEEL

2.6.3 Programa Piloto de Resposta da Demanda

O terceiro exemplo foi timidamente implementado no Brasil e tem como objetivo reduzir a demanda por energia de agentes consumidores previamente habilitados, como recurso alternativo ao despacho termelétrico fora da ordem de mérito, conforme estabelece a Resolução Normativa ANEEL n° 792 [19]. Essa medida seria adotada tanto para o aumento da confiabilidade do sistema elétrico como para a modicidade tarifária dos consumidores finais. Para justificar o programa, o despacho de redução da demanda deve ocorrer sempre que o custo total da operação do programa da RD for inferior ao custo total da operação com despacho termelétrico fora da ordem de mérito.

O projeto-piloto foca no atendimento a todas as regiões do Brasil. Uma exigência para participação do programa é que todos os consumidores interessados devem ser livres, parcialmente livres ou cujos contratos de compra de energia sigam os preceitos estabelecidos no artigo 5° da Lei n° 13.182/2015, além de estarem adimplentes no âmbito da CCEE e conectados à rede de supervisão do operador, possibilitando a participação exclusiva destes consumidores.

Até janeiro de 2019, o programa contou com poucas empresas interessadas em participar do programa, sendo estas a Braskem S.A. e os Cimentos Apodi. Nos meses de agosto a outubro de 2018 apenas a empresa Braskem registrou interesse em participar do programa piloto com ofertas de redução de carga, entretanto a empresa não foi contemplada, em função do ONS não precisar

do despacho das termelétricas fora da ordem de mérito no momento que a oferta se manteve disponível.

Para verificar o montante de redução é necessária uma curva de consumo típica denominada linha base. A primeira linha base é calculada a partir da assinatura do Contrato de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA) para a primeira semana do mês em que a carga assina o contrato. Esta linha corresponde à média aritmética dos últimos dez dias, do mesmo dia da semana.

A partir da linha base é calculado a banda superior e inferior, que correspondem a uma faixa acima e abaixo da linha base, em que tipificam os dados do consumo.

Para demais semanas são calculadas novas linhas que têm como referência a última linha base calculada. Por exemplo, a segunda linha base utilizará os últimos cinco dados que estejam contidos dentro das bandas da primeira linha base.

Ainda, o consumidor possui um período de três horas para reduzir e para retomar seu consumo típico, ou seja, especificamente nesse intervalo de três horas, os desvios para baixo não serão considerados como atipicidade, conforme Figura 12:

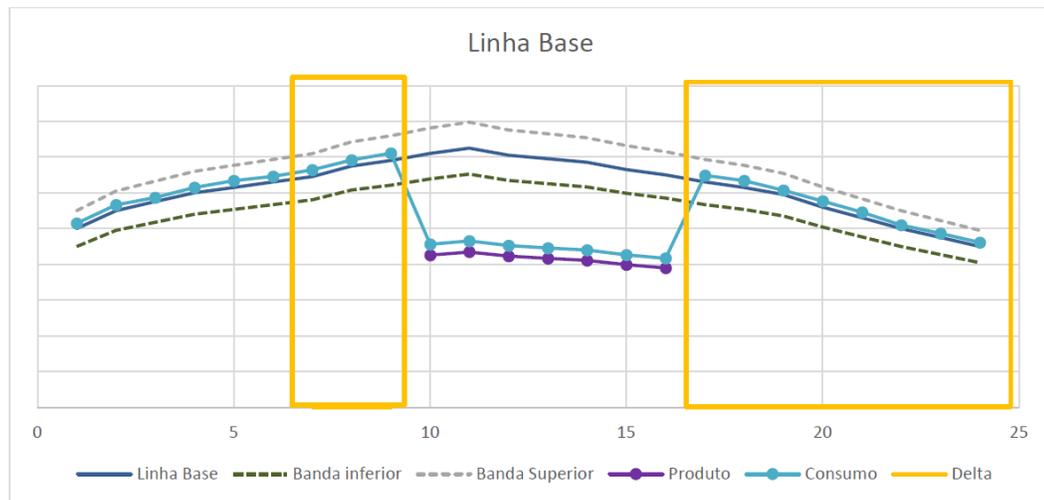


Figura 12 – Exemplo do funcionamento da Linha Base
Fonte: Empresa de Pesquisa Energética – EPE [12]

A linha base serve de parâmetro para que no dia da redução 3 fatores sejam verificados: 1) se o produto foi atendido e seu respectivo montante reduzido; 2) se atende à tipicidade das horas que antecedem e sucedem o produto; 3) se o valor a ser pago ao consumidor/agregador reduziu a carga. A tipicidade citada é atendida quando o consumo das horas que antecedem e que sucedem o produto está contido dentro do intervalo determinado pelas bandas.

Caso o consumo nas horas que antecedem o delta for abaixo da banda inferior, não haverá pagamento para a carga que reduziu, independentemente do atendimento ou não ao produto. No entanto, no caso do consumo ser acima da banda superior, a diferença entre banda superior e consumo será descontada do atendimento do produto.

A partir do panorama apresentado, visualizam-se esforços iniciais para viabilização do mecanismo de RD. No entanto, próximos passos precisam ser seguidos, e nesse sentido compete às agências reguladoras propor políticas e diretrizes para a utilização e exploração dos serviços de energia elétrica pelos agentes do setor e pelos consumidores cativos e livres. Além disso, cabe aos reguladores definir padrões de qualidade do atendimento e de segurança compatíveis com as necessidades regionais, com foco na viabilidade técnica, econômica e ambiental das ações – e, por meio desses esforços, promover o uso eficaz e eficiente de energia elétrica.

Recentemente, experienciamos um marco relevante para o mercado de energia brasileiro, que ficou conhecido *como Generation Scaling Factor (GSF)*. A decisão sancionada em setembro de 2020 permitiu que as hidrelétricas expurguem do GSF apurado nos últimos anos o que não foi, efetivamente, "risco hidrológico", como o deslocamento de hidrelétricas causado por acionamento de termelétricas fora da ordem de mérito, atraso na entrada em operação de projetos estruturantes e atrasos em transmissão.

No entanto, durante o processo de votação, um tema polêmico foi destacado e amplamente discutido, o qual objetivava excluir do risco hidrológico a "redução de carga ocasionada por consumidores de energia elétrica, com a finalidade de substituir geração termelétrica fora da ordem de mérito", ou seja, se fosse aprovado, o consumidor que desligasse a carga, ao invés de ser bonificado pela sua redução, seria penalizado em termos tarifários, pois são os consumidores que pagam a conta do deslocamento. Uma interpretação de extrema incoerência, que, se não fosse motivo de discussão e veto, teria como consequência perdurável o atraso no desenvolvimento da RD no Brasil. A partir dessa recente experiência, verifica-se a importância do papel do regulador e como suas decisões podem ser determinantes no sucesso ou fracasso dos recursos disponíveis.

2.6.4 Mecanismo de Resposta Voluntária da Demanda

O quarto tipo de programa caracteriza-se como uma RD baseada em incentivos e foi concebido em função das condições hidrológicas adversas que o Setor Elétrico Brasileiro enfrentou em 2021, conforme descrito no Capítulo 1. O programa foi criado de forma emergencial para contribuir com a segurança e estabilidade do fornecimento de energia elétrica no país, visto

que, com um modelo adequado de participação da demanda, em situações de hidrologia adversa, de medidas extremas de racionamento ou mesmo de utilização de fontes mais custosas para manter a segurança, práticas de mercado fornecidas pelo “agente demanda” podem ser a solução.

Com base nesses princípios, um grupo de trabalho coordenado pelo MME desenvolveu uma proposta de solução baseada em RD. Essa proposta, intitulada Redução Voluntária da Demanda (RVD), consiste em um mecanismo no qual consumidores, autoprodutores e agregadores, em cumprimento de obrigações junto à CCEE, podem oferecer reduções de consumo de pelo menos 5 MW, de forma voluntária, durante toda a duração dos produtos (4 ou 7 horas), definida pelo ONS para atender picos de energia nos horários de maior consumo do SIN. [20].

Nesse programa, para implementar uma oferta, o participante deve informar o produto que deseja oferecer, a quantidade ofertada e o preço, para quais dias da semana a oferta será válida e em qual submercado será aplicada. Essas ofertas, se homologadas, serão validadas em relação a um patamar previamente determinado pela CCEE. Após a homologação pelo Agente e aceitação pelo ONS, a oferta é considerada na programação diária da operação, cabendo ao agente promover a redução do valor e do tempo ofertado.

Nos três primeiros meses de experiência, o RVD contou com a participação de 133 licitantes com preço médio ofertado no trimestre de 1.327 R\$/MWh. Conforme retratado na Figura 13, houve um incremento no número de Agentes ofertantes no programa de RVD para os meses de setembro a novembro de 2021.



Figura 13 – Número de Agentes ofertantes participantes da RVD
Fonte: Adaptado [20]

Nesse período, vale destacar que os segmentos de metalurgia e produtos de metal, química e extração de materiais metálicos tiveram forte representatividade de ofertas.

Nestes três meses de experiência, foi disponibilizado ao sistema um montante de 60.836MWh, dos quais 33.442MWh foram aprovados para contribuir com as reduções de consumo.

Em resumo, o programa emergencial RVD foi desenvolvido de forma prática, atingindo seu objetivo como um recurso adicional de demanda a ser utilizado em horários específicos do dia, com possibilidade de compensação de energia. No entanto, destacam-se múltiplas melhorias regulatórias que devem ser trabalhadas para viabilizar o programa de forma ampla e consistente.

Inicialmente, o programa carece de ajustes, pois cria dificuldades para uma adesão significativa, além de dificultar a aquisição de dados, que impacta diretamente no desenvolvimento de um programa efetivo. Além disso, a metodologia do cálculo da linha base precisa ser alterada, pois, conforme apresentado pela EPE [12], o perfil de consumo de cerca de 30% dos potenciais participantes não se enquadra nas regras vigentes, já que a variação do seu consumo ultrapassa os 10% do desvio aceitável da linha base.

Por fim, verifica-se o amplo desconhecimento do risco/retorno relacionado ao programa, e cabe aos órgãos públicos a divulgação desta informação, com o objetivo de contribuir com uma maior aceitabilidade e, por consequência, maior adesão de consumidores a este mecanismo de modulação da carga.

3 METODOLOGIA

Neste capítulo, apresenta-se a metodologia desenvolvida para avaliação do potencial de participação de consumidores industriais em programas de resposta da demanda de energia elétrica.

3.1 *Metodologia Aplicada*

Este estudo tem como foco apresentar duas metodologias distintas que subsidiam a avaliação da viabilidade do mecanismo de RD, sendo estas:

- 1) Identificação de quais consumidores representam bons potenciais de redução de energia através da avaliação da curva de carga;
- 2) Cálculo do Incentivo financeiro para determinada empresa optar por disponibilizar energia para o sistema.

Para o desenvolvimento do trabalho as seguintes etapas foram realizadas:

1. Formação das Curvas de Carga através do algoritmo *K-Means*;
2. Cálculo do benefício financeiro para Redução de Consumo;
3. Indicação dos Cenários de Elasticidade;
4. Proposição dos Cenários de remuneração;
5. Cálculo do potencial de Energia Reduzida;

3.2 *Curva de Carga*

Para a exploração da primeira metodologia, vale destacar que a forma como se representa a demanda por eletricidade é um aspecto importante no desenvolvimento de modelos de planejamento energético. A maior dificuldade em modelar a demanda decorre da complexidade criada por sua alta variabilidade. As variações na demanda durante um dia ocorrem principalmente pelas mudanças no nível de atividades movidas à eletricidade em momentos diferentes. As variações diárias ao longo do ano são devidas à sazonalidade de fatores como clima, temperatura e chuva, nível de atividades industriais e agrícolas e outras causas, como feriados e festivais.

As curvas de cargas típicas representam um grupo de padrões de demanda, sendo úteis para o planejamento da eletricidade. É necessário conhecer as variações na demanda para identificar os

fatores que as influenciam, paraviabilizar a programação sazonal de usinas hidrelétricas e também para programar manutenções.

Dessa forma, o desenvolvimento da metodologia de criação de curvas de carga tem como primeiro passo agrupar as curvas de carga com base em algumas semelhanças.

No caso do presente trabalho, foram selecionadas especificamente as informações dos dias úteis de cada um dos segmentos avaliados.

Para a análise, foram utilizadas 24 horas do dia como 24 variáveis de todos os meses do ano como número de amostras, medindo o atributo demanda de eletricidade em diferentes períodos (horas do dia).

Para aquisição destas informações, utilizou-se o banco de dados da CCEE que fornece em planilha Excel os dados de consumo horário de todos os consumidores industriais conectados a rede de supervisão do ONS.

3.3 Estruturação da Curva de Carga K-MEANS

Após conceituar a importância da caracterização da curva de carga típica, será apresentado o método de classificação utilizado, conhecido como *K-Means*.

O método de classificação será inserido em um algoritmo, sendo este caracterizado por uma função que tem o objetivo de fazer uma generalização, utilizando a matemática associada à computação para realizar inferências sobre o futuro.

A utilização de dados para realizar inferências é essencial nas tomadas de decisão de quaisquer empresas para que essas possam trabalhar em um futuro que seja tangível. Assim, para classificações coerentes, necessita-se compreender como o aprendizado de máquina (AM) funciona, sendo as duas categorias apresentadas a seguir:

- 1) Supervisionadas: existem dados históricos sobre o que precisamos prever. Os dados são inseridos no algoritmo, possibilitando realizar extrapolações no sentido de direcionar a apresentação dos resultados, visando a uma correta tomada de decisão. Sendo assim, no aprendizado supervisionado tem-se a figura de um professor externo, o qual apresenta o conhecimento do ambiente por conjuntos de exemplos na forma de entrada e saída desejada [21].
- 2) Não supervisionada: deseja-se criar uma classe/segmento através de dados relacionados aos clientes, ou seja, no aprendizado não supervisionado não há um professor. O algoritmo de

AM aprende a agrupar as entradas submetidas segundo uma medida de qualidade. Essas técnicas são utilizadas principalmente quando o objetivo for encontrar padrões ou tendências que auxiliem no entendimento de dados [22].

O tipo de aprendizado utilizado neste trabalho será o não supervisionado, dado que o algoritmo terá que agrupar as informações que sejam semelhantes em um único *cluster*, a partir dos dados fornecidos.

3.3.1 Definição de Clusterização

Clustering é um conjunto de técnicas usadas para particionar dados em grupos ou *clusters*. Os *clusters* são definidos livremente como grupos de objetos de dados que são mais semelhantes a objetos em seu próprio *cluster* do que a objetos posicionados em *clusters* diferentes do seu. Na prática, o agrupamento ajuda a identificar duas qualidades de dados:

- Significância
- Utilidade

Clusters significativos expandem o conhecimento do domínio. Por exemplo, na área médica, os pesquisadores aplicaram agrupamento em experimentos de expressão gênica. Os resultados de agrupamento identificaram grupos de pacientes que respondem de forma diferente aos tratamentos médicos.

Os *clusters* úteis, por outro lado, servem como uma etapa intermediária em um *pipeline* de dados. Por exemplo, as empresas usam *clusters* para segmentação de clientes. Os resultados do agrupamento segmentam os clientes em grupos com históricos de compra semelhantes, que as empresas podem usar para criar campanhas publicitárias direcionadas.

É possível realizar *clustering* usando muitas abordagens diferentes – tantas, na verdade, que existem categorias inteiras de algoritmos de *clustering*. Cada uma dessas categorias tem seus próprios pontos fortes e fracos. Isso significa que certos algoritmos de agrupamento resultarão em atribuições de agrupamento mais naturais, dependendo dos dados de entrada.

A seleção de um algoritmo de *cluster* adequado para seu conjunto de dados geralmente é difícil devido ao número de opções disponíveis. Alguns fatores importantes que afetam essa decisão incluem as características dos *clusters*, os recursos do conjunto de dados, o número de *outliers* e o número de objetos de dados.

3.3.2 *Estudo do K-means*

No presente estudo o método de clusterização utilizado será o *K means*, que se define como um algoritmo de agrupamento típico em mineração de dados e que é amplamente utilizado para agrupar grandes conjuntos de dados. Em 1967, o autor referenciado em [23] primeiro propôs o algoritmo *k-means*, que foi um dos algoritmos de aprendizado não supervisionados mais simples aplicados para resolver problemas de clusterização. O algoritmo de particionamento tem como objetivo classificar os dados objetos em *k clusters* diferentes através do método iterativo, convergindo para um mínimo local.

O algoritmo consiste em duas fases separadas. A primeira fase seleciona *k* centros aleatoriamente, em que o valor *k* é fixado antecipadamente. A próxima fase é levar cada objeto de dados para o centro mais próximo, sendo a distância euclidiana geralmente considerada para determinar a distância entre cada objeto de dados e os centros do cluster. Quando todos os objetos de dados estão incluídos em alguns clusters, o primeiro passo é concluído e um agrupamento inicial é feito. Na sequência, recalcula-se a média dos aglomerados formados precocemente. Este processo iterativo continua repetidamente até que a função critério se torne o mínimo.

Supondo que o objeto alvo x , x_i indica a média do cluster, a função de critério é definida como segue:

$$SEQ = \sum_{i=1}^k |x - x_i|^2 \quad (1)$$

Assim, *SEQ* é a soma do erro quadrático de todos os objetos no banco de dados. A qualidade das atribuições de *cluster* é determinada pelo cálculo da soma do erro quadrado (SEQ) após os centroides convergirem ou corresponderem à atribuição da iteração anterior. Como esta é uma medida de erro, o objetivo do *k-means* é tentar minimizar esse valor.

A distância da função critério é a distância euclidiana, que é usada para determinar a distância mais próxima entre cada objeto e o centro do cluster. A distância entre um vetor $x = [x_1, x_2, \dots, x_n]$ e outro vetor $y = [y_1, y_2, \dots, y_n]$ é a distância euclidiana $d(x_i, y_i)$, que pode ser obtida da seguinte forma:

$$d(x_i, y_i) = \left[\sum_{i=1}^n (x_i - y_i)^2 \right]^{\frac{1}{2}} \quad (2)$$

O *k-means* convencional requer apenas alguns passos, conforme Figura 14.

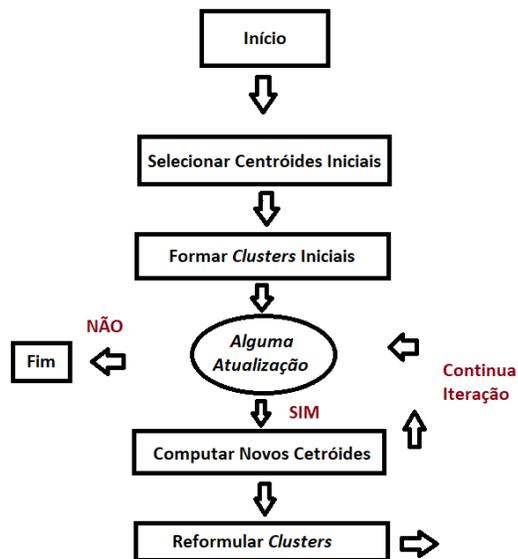


Figura 14 – Fluxograma da Clusterização

A Figura 15 mostra os centroides de diferentes execuções do algoritmo *k-means* no mesmo conjunto de dados:

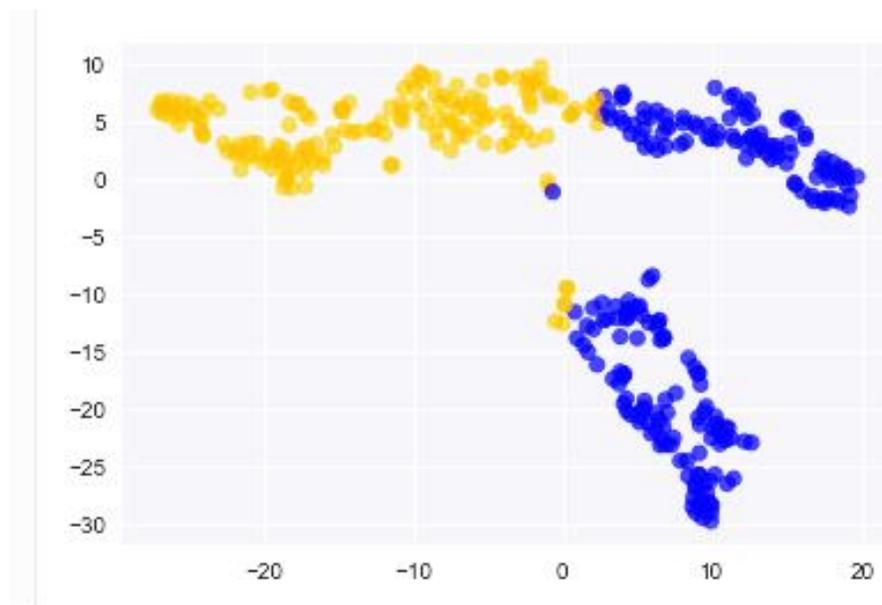


Figura 15 – Representação do comportamento de Clusterização

O principal desafio do algoritmo *k-means* é a necessidade de ter de informar quantos *clusters* são esperados, já que o algoritmo não pode aprender o número de *clusters* a partir dos dados. Por exemplo, se pedirmos ao algoritmo para identificar seis *clusters*, ele prosseguirá e encontrará os seis melhores *clusters*.

Assim, nesta seção será apresentado o método comumente utilizado para avaliar o número apropriado de *clusters*, chamado método da Silhueta.

Silhueta se refere a um método de interpretação e validação de consistência dentro de grupos de dados. A técnica fornece uma representação gráfica sucinta de quão bem cada objeto foi classificado.

O coeficiente de silhueta é uma medida de coesão e separação do cluster. Ele quantifica o quão bem um ponto de dados se encaixa em seu cluster atribuído com base em dois fatores:

1. Quão próximo o ponto de dados está de outros pontos no *cluster*
2. A que distância o ponto de dados está de pontos em outros *clusters*

O coeficiente varia de -1 a 1, onde um valor alto indica que um ponto tem uma boa correspondência com o cluster ao qual pertence. Se a maioria dos objetos tiver um valor alto, a configuração de cluster é apropriada. Se muitos pontos tiverem um valor baixo ou negativo, a configuração de cluster pode ter muitos ou poucos clusters.

A silhueta pode ser calculada com qualquer métrica de distância, como a distância euclidiana ou a distância de Manhattan.

$$a(i) = \frac{1}{|C_i - 1|} \sum_{j \in C_i, x_1 \neq x_2} d(x_1, x_2) \quad (3)$$

A fórmula por ser interpretada como $a(i)$ sendo a distância média entre x e todos os outros pontos de dados no mesmo cluster, onde $|C\{i\}|$ é o número de pontos pertencentes ao cluster $\{i\}$, e $d(x_1, x_2)$ é a distância entre os pontos de dados $\{x_1\}$ e $\{x_2\}$ no cluster $\{C\{i\}\}$. A divisão inicial é feita porque não incluímos a distância $\{d(i, i)\}$ na soma. Podemos interpretar $a(i)$ como uma medida de quão bem i é atribuído ao seu cluster, sendo que quanto menor o valor, melhor a atribuição.

Em seguida, definimos a dissimilaridade média do ponto $\{i\}$ para algum cluster $\{C\{k\}\}$ como a média da distância de $\{i\}$ a todos os pontos em $\{C\{k\}\}$ (onde $\{C\{k\}\} \neq \{C\{i\}\}$).

$$b(i) = \min \sum_{j \in C_k} d(x_1, x_2) \quad (4)$$

O operador {min} se justifica, pois a fórmula considera a distância mínima de { i } a todos os pontos em qualquer outro cluster, do qual i não é membro. O cluster com esta menor dissimilaridade média é considerado o "cluster vizinho" de i .

Enfim, o coeficiente da Silhueta é apresentado conforme abaixo:

$$s(i) = \frac{b(i) - a(i)}{\max [a(i), b(i)]}, \text{ se } C_i > 1 \quad (5)$$

Sendo,

$$-1 \leq s(i) \leq 1$$

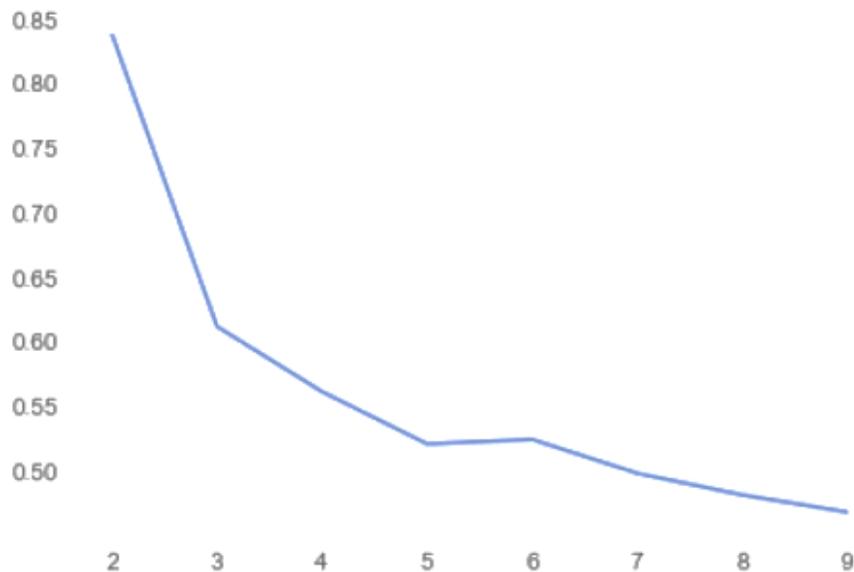


Figura 16 – Representação do comportamento da Silhueta

Para que $s(i)$ seja próximo de 1, exigimos { $a(i) \ll b(i)$ }. Como $a(i)$ é uma medida de quão diferente i é de seu próprio cluster, um valor pequeno significa que ele é bem combinado. Além disso, um grande $b(i)$ implica que i é mal combinado com seu cluster vizinho. Assim, um $s(i)$ próximo a 1 significa que os dados estão apropriadamente agrupados. Se $s(i)$ é próximo a -1, então pela mesma lógica vemos que i seria mais apropriado se estivesse agrupado em seu cluster vizinho. Um $s(i)$ próximo a zero significa que os dados estão na fronteira de dois clusters naturais.

3.4 Índices Financeiros

Para o cálculo do benefício financeiro, inicialmente, necessita-se compreender como o desempenho financeiro de uma empresa se relaciona com as tomadas de decisões, contribuindo para um bom planejamento estratégico.

Dentro deste contexto, as demonstrações contábeis são como uma bateria de exames que, caso sejam analisados corretamente, poderão fornecer o diagnóstico correto ao negócio e mostrarão qual é o melhor tratamento para que as finanças da empresa permaneçam saudáveis.

A partir de índices financeiros pertinentes, é possível enxergar com clareza os pontos críticos do negócio, como: matriz de receitas, estrutura de custos, prazo com clientes, estoque e fornecedores, entendimento de como a empresa financia seus projetos, impacto da alocação de capital histórica na performance, sendo possível analisar também a credibilidade de determinada empresa pela forma com que apresenta seus números. A partir da avaliação desses pontos críticos, é possível planejar e elaborar novas estratégias para conduzir uma melhor gestão dos recursos.

Existe uma infinidade de indicadores financeiros que uma empresa controla, os quais se encontram na demonstração contábil chamada Demonstração do Resultado do Exercício, ou DRE. Esse demonstrativo indica a forma pela qual as receitas geradas se convertem em lucro líquido, considerando o impacto dos custos de produção, de administração, de finanças e de tributação sobre este percurso, conforme exemplo da Tabela 3.

Tabela 3: Exemplo de Demonstração Contábil

DRE (R\$)	2019
Receita Bruta	R\$1.000,00
Impostos, Descontos, Devoluções e Abatimentos	-R\$100,00
Receita Líquida	R\$900,00
Custo do Produto Vendido	-R\$200,00
Lucro Bruto	R\$700,00
Despesas de Venda, Gerais e Administrativas	-R\$500,00
Resultado Operacional	R\$200,00
Resultado Financeiro	-R\$100,00
Lucro antes de impostos	R\$100,00
Impostos	-R\$34,00
Lucro Líquido	R\$66,00

Abaixo, destacam-se os índices mais relevantes para o desenvolvimento do presente estudo:

1. A receita líquida consiste no montante financeiro gerado pelas operações de venda de produtos e/ou prestação de serviços por determinada empresa. Em outras palavras, significa

o resultado das vendas brutas após a dedução dos impostos sobre vendas, descontos, abatimentos e devoluções.

2. A receita bruta é o total que a empresa ganhou de dinheiro, sem descontar nada. Para encontrar o valor referente à receita líquida, é necessário realizar deduções em cima do valor da receita bruta.

A avaliação de desempenho organizacional é fundamental para compreender se as ações e os resultados da empresa estão em sintonia com a estratégia estabelecida corporativamente [24]. A mensuração do desempenho é importante para verificar se os objetivos estabelecidos pela empresa estão sendo alcançados, ajudando ainda na melhor aplicação dos recursos, entretanto existem muitas medidas para avaliar o desempenho das empresas, assim como diversas definições sobre desempenho organizacional. A questão central é inicialmente definir quais critérios devem ser observados e como eles devem ser combinados para que o resultado da avaliação seja satisfatório.

Nesse sentido, um grande desafio é determinar qual índice financeiro deve ser analisado para calcularmos o preço de energia ofertado no programa de RD. Não basta avaliarmos apenas a margem EBITDA visando à rentabilidade da empresa por meio da participação no programa, pois esse índice desconsidera fatores de extrema relevância, como custo da mercadoria vendida, despesas, juros, amortizações. Nessa análise, tem-se como premissa que a oferta de energia somente será viável se conseguir compensar os custos e despesas associados às operações usuais.

Em função disso, na avaliação desenvolvida utilizaremos a receita líquida como parâmetro para o cálculo do preço de venda da energia, uma vez que a partir da receita líquida é que se descontam todos os custos e despesas, até se atingir o resultado líquido.

Em outras palavras, faz-se analogia a uma empresa cujo negócio principal é a geração de energia elétrica. Para que a empresa se sustente economicamente, o preço de venda de energia precisa ser suficiente para cobrir todos os custos e despesas e gerar um resultado líquido satisfatório aos seus acionistas. Para o presente estudo, considera-se que a partir do momento que uma empresa de qualquer outro setor opta por vender energia, o preço de venda deste produto terá que manter o patamar de rentabilidade do negócio, pois em caso contrário não há sentido econômico.

Adicionalmente, constatou-se que modelar a relação entre o insumo energia elétrica e o produto gerado por uma empresa carece de dados públicos detalhados e históricos. Desta forma, utilizar a receita líquida como o parâmetro para o preço de venda de energia mostra-se como uma alternativa

conservadora, que pode encarecer o resultado encontrado, mas que é capaz de manter o patamar de rentabilidade do potencial vendedor de energia.

3.5 *Elasticidade*

Para compor o cálculo do custo da energia de uma empresa é imprescindível a conceituação da Elasticidade, já que esse parâmetro terá influência direta nos resultados do estudo.

Inicialmente, vale compreender que a lei da demanda se caracteriza pela diminuição da quantidade demandada de um bem quando o preço do bem aumenta, sendo que esse bem ou produto pode ser dividido em 4 categorias:

- Bem normal: aumento da renda provoca aumento na quantidade demandada;
- Bem inferior: aumento na renda provoca redução na quantidade demandada;
- Bens substitutos: aumento no preço de um produto aumenta a demanda por outro produto;
- Bens complementares: aumento no preço de um produto leva a uma redução na demanda de outro produto.

O conceito de demanda apresenta o impacto dos seguintes fatores: preço do bem, renda do consumidor, preço de outros bens relacionados (substitutos e complementares) e hábitos dos consumidores.

Já a oferta, de forma similar à demanda, sofre influência dos seguintes elementos: preço do bem, preço dos insumos, preço de produtos competitivos, tecnologia disponível, número de vendedores e expectativas.

Para compreender como a oferta e a demanda se comportam, o gráfico da Figura 17 representa a oferta com inclinação positiva e a demanda com inclinação negativa, sendo o equilíbrio de mercado configurado como o preço que iguala as quantidades demandadas e ofertadas.

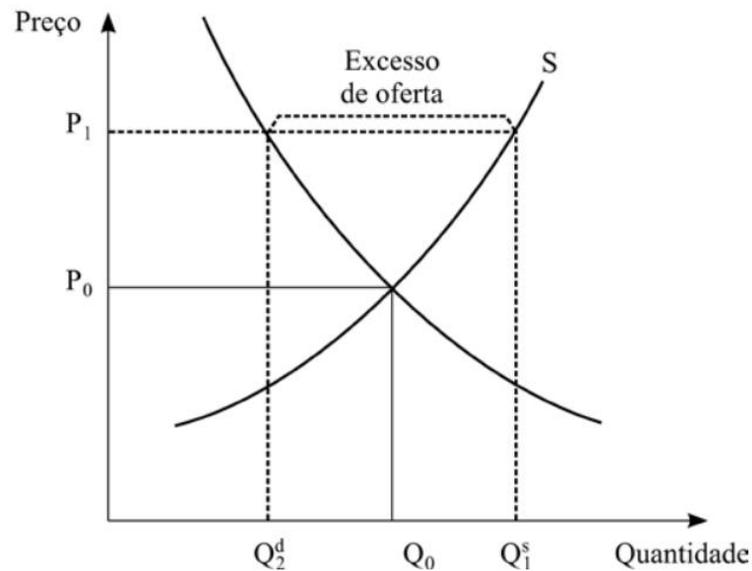


Figura 17 – Comportamento da Oferta e Demanda de um Produto

A elasticidade preço-demanda mede a reação dos consumidores às mudanças no preço. Essa reação é calculada pela razão entre dois percentuais: a variação percentual na quantidade demandada dividida pela mudança percentual no preço. Ou seja:

$$E_d \frac{\frac{\Delta d}{d_0}}{\frac{\Delta p}{p_0}} \quad (6)$$

Onde,

Δd = variação na demanda

d_0 = demanda inicial

Δp = Variação no preço

p_0 = preço inicial

Em função da elasticidade, os bens podem ser elásticos, inelásticos e unitários. Se a elasticidade-preço do produto for maior que 1, diz-se que a demanda por esse bem é elástica, ou seja, a variação percentual na quantidade excede a variação percentual no preço. Assim, os consumidores são bastante sensíveis a variações no preço. Se a elasticidade-preço do produto for menor que 1, diz-se que a demanda por esse bem é inelástica: a variação percentual na quantidade é menor que a variação percentual no preço, ou seja, os consumidores são relativamente insensíveis

a variações no preço. Se a elasticidade-preço do bem for igual a 1, considera-se que a demanda por esse produto é de elasticidade neutra: a variação percentual na quantidade é igual à variação percentual no preço.

Em complemento, outro conceito importante se refere à disponibilidade de substitutos, que determina se a demanda ou oferta é elástica ou inelástica. No presente estudo, como estamos tratando de energia elétrica, sabe-se que este insumo não possui substituto direto no curto prazo, além de ser um produto de necessidade básica, portanto possui comportamento inelástico.

Adicionalmente, destaca-se que o cálculo da elasticidade está associado à busca de uma função que defina a demanda ou a oferta a partir de um conjunto de fatores.

Na literatura, diversos estudos foram desenvolvidos no intuito de estimarem a elasticidade da energia. Os estudos desenvolvimento na referência [25] focaram na elasticidade-preço da energia para consumidores residenciais, comerciais e industriais. O cálculo da elasticidade foi baseado na premissa de que os consumidores teriam espaço para reduzir energia a partir da substituição de equipamentos antigos por produtos mais eficientes. Os valores calculados para cada setor estão descritos abaixo:

Tabela 4 – Elasticidade-preço estimada por segmento

Segmento	Preço Energia
Residencial	-0,085
Comercial	-0,174
Industrial	-0,545

Fonte: Schmidt e Lima [25]

Já a referência [26], a partir de análises empíricas da demanda de energia no Brasil, utilizou como base de dados as Revisões Tarifárias Periódicas como instrumentos para o cálculo da elasticidade de energia para o segmento industrial no Brasil. Os resultados obtidos pela autora sugerem uma elasticidade preço entre -0,833 e -0,621.

Na sequência, a referência [27] estudou a elasticidade da energia para o segmento residencial por diferentes métodos de cálculo, levando em consideração a influência do preço da energia, renda familiar e preço dos eletrodomésticos. Os resultados obtidos são apresentados a seguir:

Tabela 5 – Elasticidade da Demanda de Energia

Método de Cálculo	Tarifa	Renda Familiar	Preço dos Eletrodomésticos
Mínimos Quadrados	-0,0648	0,2110	-0,1624
Variáveis Instrumentais	-0,0581	0,2133	-0,1672
Vetor Autoregressivo	-0,0508	0,2132	-0,1864

Fonte: Andrade e Lobão [27]

Por fim, em [28] estimaram através do emprego de diferentes técnicas estatísticas uma elasticidade de 0,2 indicando um comportamento bastante inelástico para a energia a partir de diferentes estudos em mercados internacionais.

4 DESENVOLVIMENTO E RESULTADOS

De forma resumida, inicialmente será realizada a caracterização da curva de carga para cada setor produtivo e posteriormente para empresas específicas. De posse do comportamento típico de consumo, será extraída dos demonstrativos de resultados a receita líquida gerada pela empresa e, a partir dos relatórios de sustentabilidade, a energia consumida.

Na sequência, será calculado o preço do MWh mínimo necessário para que a empresa disponibilize energia no programa de resposta da demanda. Isso será representado pela fórmula da Elasticidade da Oferta.

Por fim, será realizada uma comparação entre os custos de redução em MWh apresentados pelas empresas que participaram do programa RVD e os custos de despachos calculados pela metodologia.

4.1 *Elaboração da Curva de Carga*

A metodologia proposta permite a criação de uma curva de carga típica para cada ramo de atividade. Essa informação é de extrema relevância, visto que a empresa interessada em participar dos programas de RD necessita conhecer seu padrão de consumo.

Para o desenvolvimento das curvas de cargas típicas de cada um dos segmentos, utilizaram-se os dados fornecidos pela EPE para o ano de 2019, considerando os consumidores integrantes do mercado livre de energia aptos a participarem do programa de resposta da demanda.

Os dados foram disponibilizados em formato compatível com o Excel. A partir destas informações, foram extraídos os dados de horários dos consumidores de energia elétrica de cada dia útil de consumo. Na planilha utilizada, as seguintes informações foram tratadas:

- Data e Hora do consumo de energia;
- Classe do Perfil do Agente (Consumidor especial ou livre);
- Nome da Empresa e CNPJ;
- Estado, Cidade e Submercado em que a empresa se localiza;
- Consumo de energia no ponto de conexão da parcela de carga - MWh;
- Ramo de Atividade exercido pela empresa.

Em função da planilha Excel exceder a quantidade de linhas que viabilizam a leitura do arquivo completo, utilizou-se um algoritmo desenvolvido em Python para organização das informações de interesse, que garantiu a robustez necessária do ponto de vista de tratamento de dados.

A partir das informações inicialmente tratadas e levando em conta a conceituação descrita na seção 3.3, foi adicionado ao algoritmo a estrutura proposta no estudo do *K-Means* capaz de representar a *clusterização* das curvas de carga de cada um dos segmentos estudados.

Os três setores com maior relevância percentual apresentados a seguir na Figura 18 serão estudados:

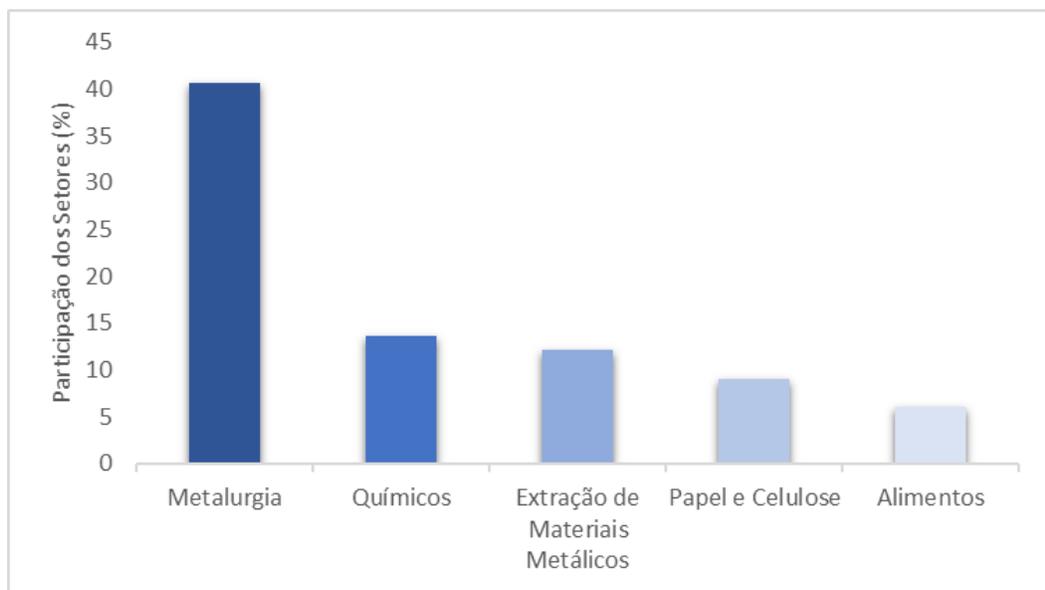


Figura 18 – Participação dos Agentes em ofertas por segmento de consumo
Fonte: Adaptada [20]

Estes setores foram selecionados para serem avaliados em função de possuírem um elevado consumo energético e de se destacarem por uma significativa participação no programa emergencial de resposta da demanda, chamado RVD.

As curvas de cargas típicas para diferentes setores, assim como suas respectivas silhuetas estabelecidas a partir da simulação do algoritmo, são apresentadas a seguir para cada um dos setores avaliados.

Para correta interpretação das curvas, vale destacar que a quantidade de *clusters* é determinada a partir da análise da Silhueta, conforme explicação detalhada no item 3.3.2, ou seja, a partir dos dados de horários de consumo do setor avaliado, o programa calcula quantos clusters são necessários para representar de maneira efetiva o perfil típico de demanda de energia.

Já as diferentes cores das curvas tracejadas configuram *clusters* distintos, ou seja, a curva vermelha tracejada representa um primeiro perfil de consumo típico e a curva tracejada em azul representa um segundo perfil de consumo típico. As demais curvas contínuas em vermelho ou em azul que aparecem nos gráficos representam as curvas de carga de cada um dos dias do ano estudado, no caso de 2019.

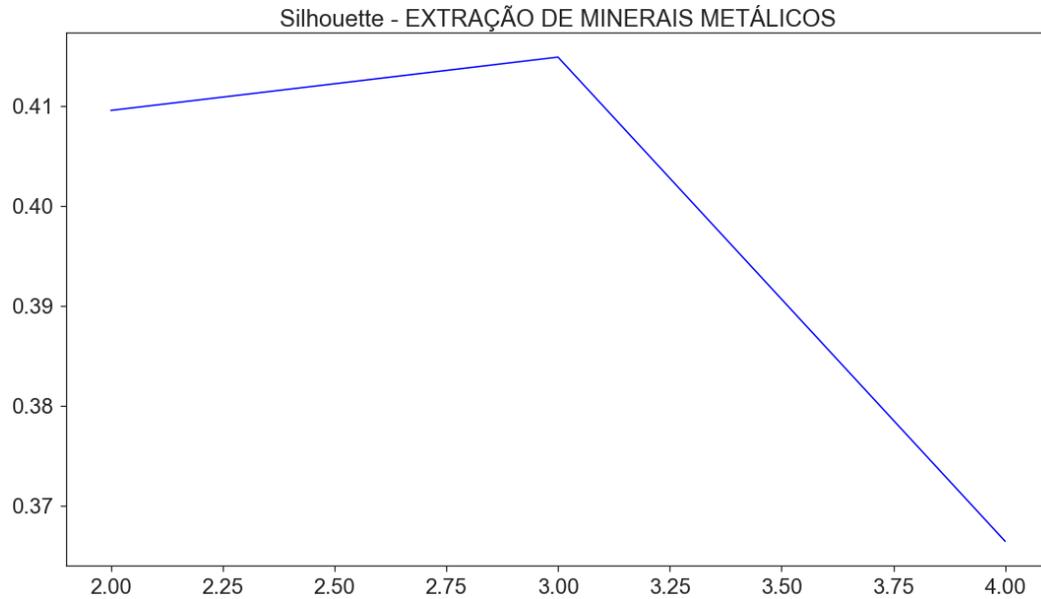


Figura 19 – Silhueta – Setor Extração de Minerais Metálicos

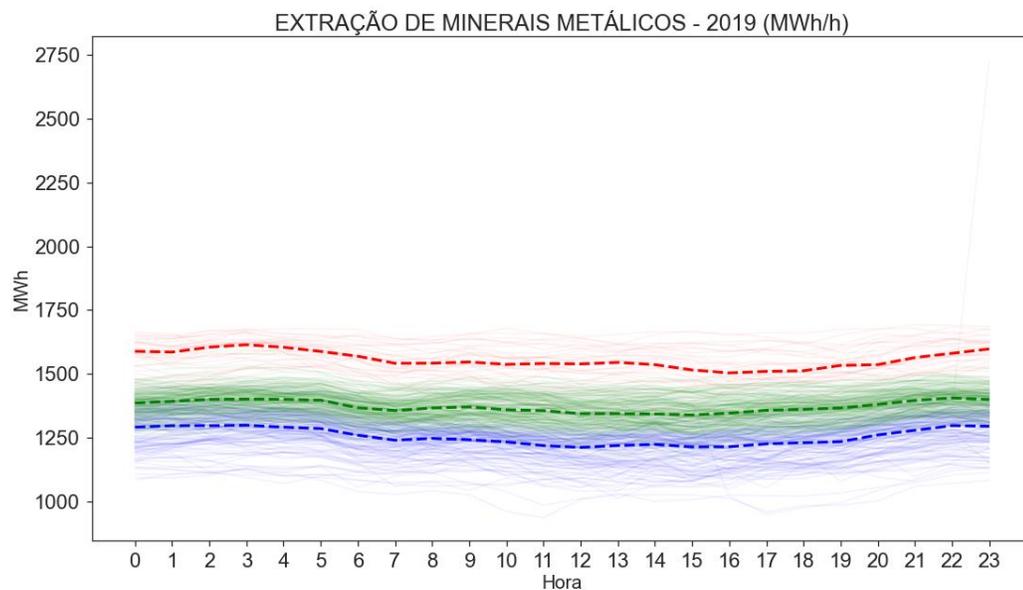


Figura 20 – Curva de Carga Típica – Setor Extração de Minerais Metálicos

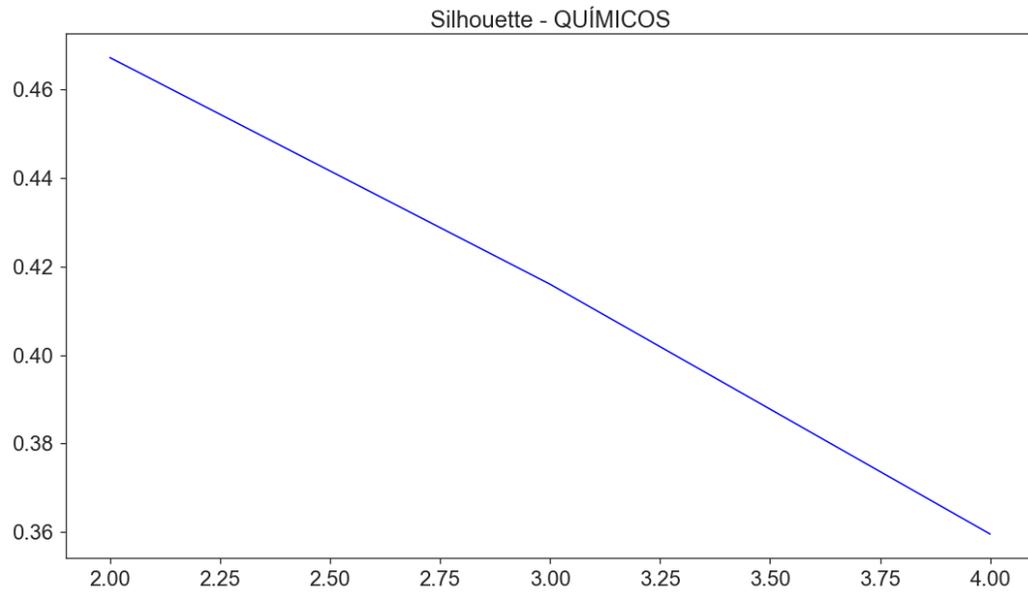


Figura 21 – Silhueta – Setor Químicos

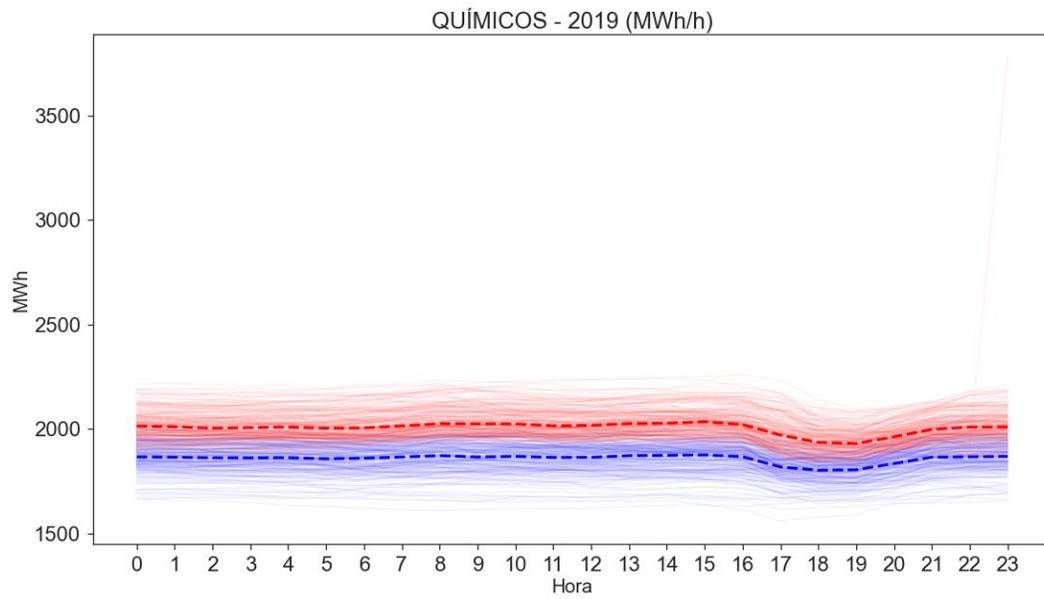


Figura 22 – Curva de Carga Típica – Setor Químicos

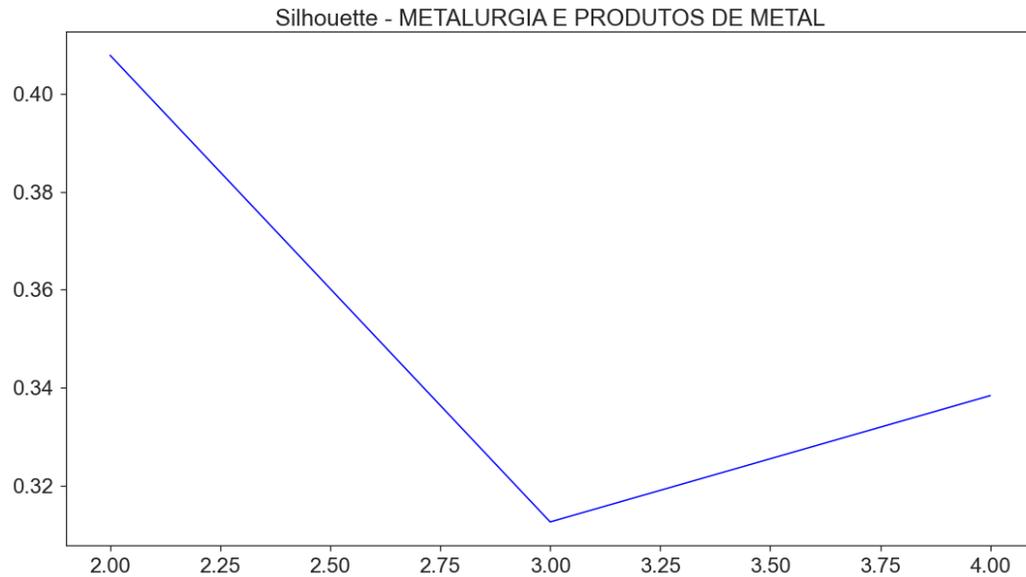


Figura 23 – Silhueta – Setor Metalurgia e Produtos de Metal

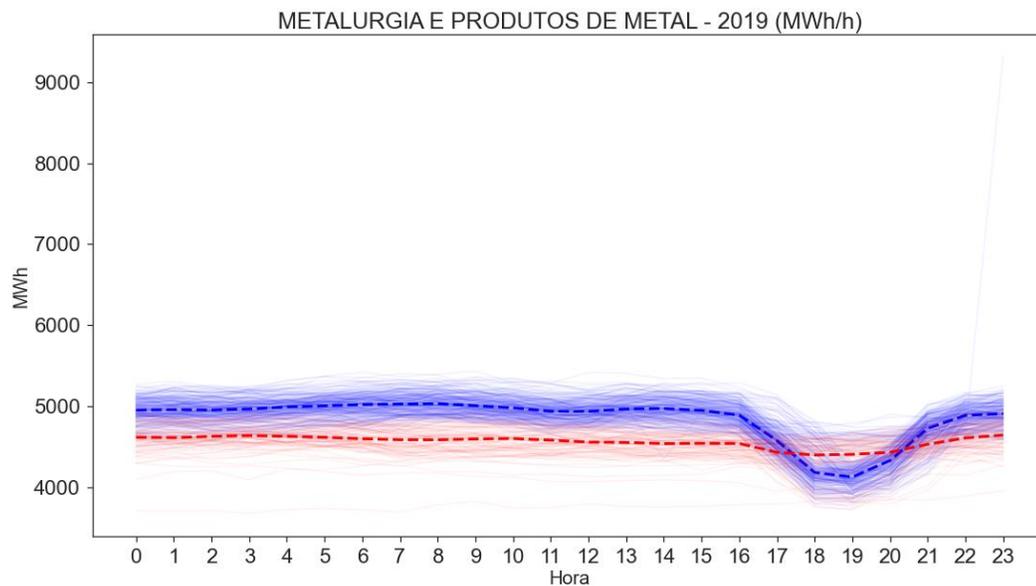


Figura 24 – Curva de Carga Típica – Setor Metalurgia e Produtos de Metal

Na sequência, serão apresentadas as curvas de cargas típicas calculadas para empresas específicas que se configuram como *benchmark* dos seus respectivos ramos de atividade.

Primeiramente, para subsidiar a escolha do ramo de atividade, considerou-se como fatores determinantes a porcentagem de participação no programa RVD e a intensidade energética do segmento, ou seja, neste estudo serão explorados os ramos de atividade que se configuram como

intensivos energeticamente, isto é, que necessitam de uma quantidade de energia alta para produzir uma unidade de produto final.

A importância deste indicador é justificada pela relevância que a energia possui neste estudo, afinal segmentos de atividade pouco representativos em termos de energia podem resultar em custos extremamente elevados na perspectiva de disponibilização de energia para o sistema, pois, se o segmento necessita de uma quantidade baixa de energia para a produção do seu bem característico, significa que uma parcela expressiva de produção deve ser pausada ou deslocada para que a energia possa ser oferecida no mercado.

Em contrapartida, segmentos com elevada intensidade energética teriam uma porcentagem maior de energia para ceder, o que em teoria representaria uma porção menor de produção sendo pausada ou deslocada.

Já as empresas selecionadas para a elaboração específica da curva de carga, assim como para o cálculo do custo de energia, foram escolhidas por apresentarem dados bem-organizados e elucidativos em suas demonstrações financeiras e por evidenciarem seus respectivos consumos anuais de energia.

Na sequência, são apresentadas as curvas de cargas das empresas *benchmark* para os setores de Metalurgia, Extração de Minerais Metálicos e Químicos.

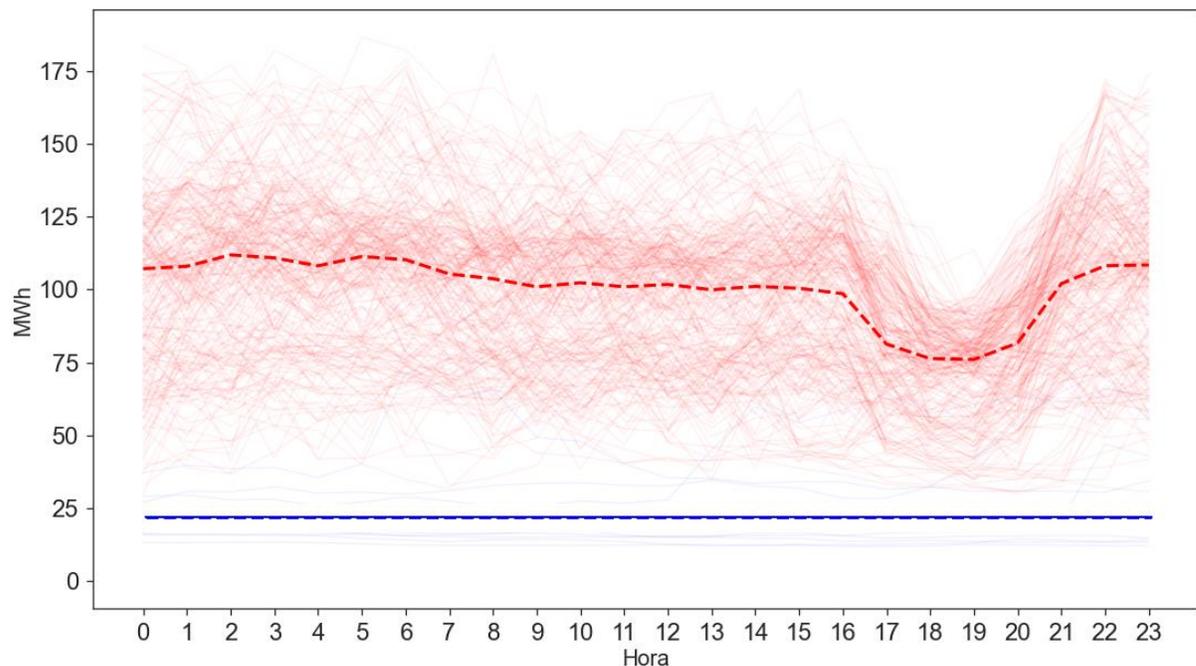


Figura 25 – Curva de Carga Típica – Empresa *Benchmark* Metalurgia

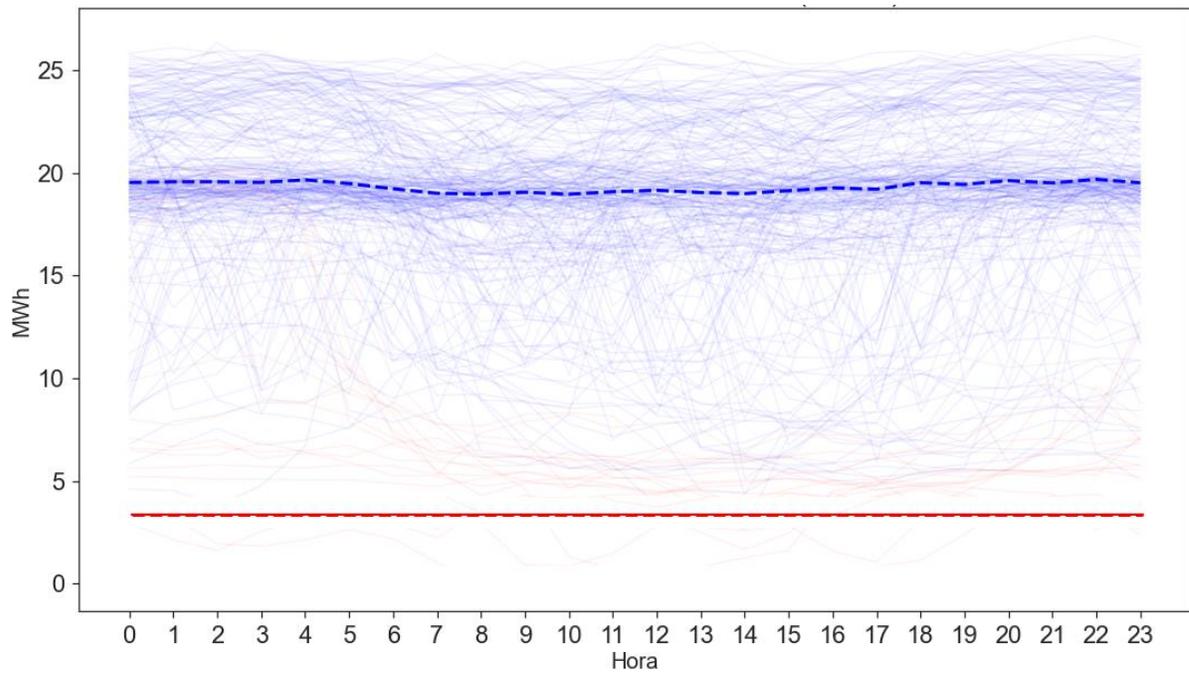


Figura 26 – Curva de Carga Típica – Empresa *Benchmark* Extração de Minerais Metálicos

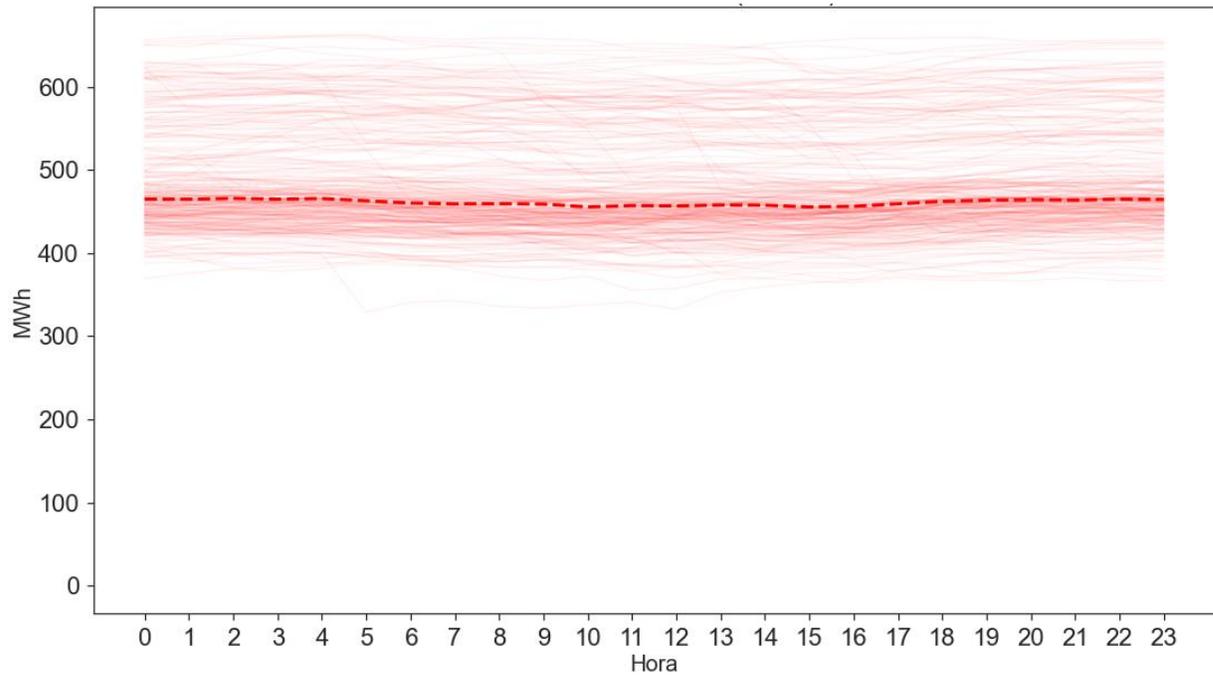


Figura 27 – Curva de Carga Típica – Empresa *Benchmark* Químicos

4.2 Cálculo Financeiro para Disponibilização de Energia

Para a segunda parte do estudo, calcula-se o custo de energia das empresas anteriormente selecionadas para disponibilizar energia elétrica para o sistema. Dessa forma, as conceituações detalhadas em 3.4 e 3.5 serão implementadas.

Inicialmente, é necessário calcular o custo da energia da empresa, que será dado por R\$/MWh, por meio da receita líquida dada em R\$ e do consumo de energia dado em MWh. Sendo,

$$\text{Custo de Energia} = \frac{\text{Receita Líquida}}{\text{Consumo de Energia}} \left[\frac{\text{R\$}}{\text{MWh}} \right] \quad (7)$$

O valor calculado representa o “*break-even point*”, ou seja, valor mínimo para que a empresa forneça energia para o sistema, atuando como uma usina virtual, beneficiando-se da sua margem esperada e cobrindo seus custos de operação.

Para análise da metodologia proposta, serão utilizadas informações reais de cada uma das empresas avaliadas em seus respectivos segmentos.

Para o desenvolvimento dos resultados, serão avaliados três segmentos da indústria, sendo eles Metalurgia, Extração de Minerais Metálicos e Químicos, conforme já apresentado nas curvas de carga. Esses segmentos se caracterizam como indústrias intensivas em energia, tendo respondido por 76% das ofertas do programa de redução voluntária do ano de 2021. Em bases individuais, os setores escolhidos representaram respectivamente 38,9%, 23,5% e 13,6% do total de ofertas verificadas.

Dessas empresas de referência, extraímos do DRE e dos relatórios de sustentabilidade a média dos últimos três anos da receita líquida gerada por esse setor e a energia consumida nesses mesmos períodos. A seguir, será calculado o custo para esta empresa optar por reduzir seu consumo de energia, expresso em R\$/MWh, através da receita líquida dada em R\$ e consumo de energia dado em MWh, conforme a equação 7.

A próxima etapa será utilizar a conceituação de elasticidade para calcularmos o potencial de redução das empresas *benchmark* dos setores de Metalurgia, Extração de Minerais Metálicos e Químicos, que foram selecionadas de acordo com critérios já definidos anteriormente.

Para calcular a elasticidade, ao invés de utilizar variações percentuais simples em quantidade e preço, os economistas usam a variação percentual média em ambos, quantidade e preço. Isto é chamado de Método do Ponto Médio para elasticidade:

$$E = \frac{\text{Variação na quantidade ofertada}}{\text{Variação no Preço}} \quad (8)$$

Onde,

$$\text{Variação no Preço} = \frac{P_2 - P_1}{(P_2 + P_1)/2} * 100 \quad (9)$$

$$\text{Variação na quantidade} = \frac{Q_2 - Q_1}{(Q_2 + Q_1)/2} * 100 \quad (10)$$

A vantagem do Método do Ponto Médio é que conseguimos a mesma elasticidade entre dois níveis de preço, quer haja um aumento de preços, quer haja diminuição. Isso ocorre porque a fórmula usa a mesma base para ambos os casos.

Para calcularmos o potencial de redução das empresas *benchmark* dos setores estudados serão utilizados cenários de remuneração e elasticidade.

Conforme explanado na seção 3.5, a energia é um bem que não possui substituto direto no curto prazo. Dessa forma, será considerada como um bem inelástico, que por definição possui a elasticidade menor que 1.

Finalmente, para calcular o cenário de remuneração das empresas, ou seja, o valor pago pela redução de consumo de energia, utilizou-se como referência o preço médio ponderado ofertado pelas empresas no programa RVD nos três primeiros meses de implementação, conforme Figura 28.

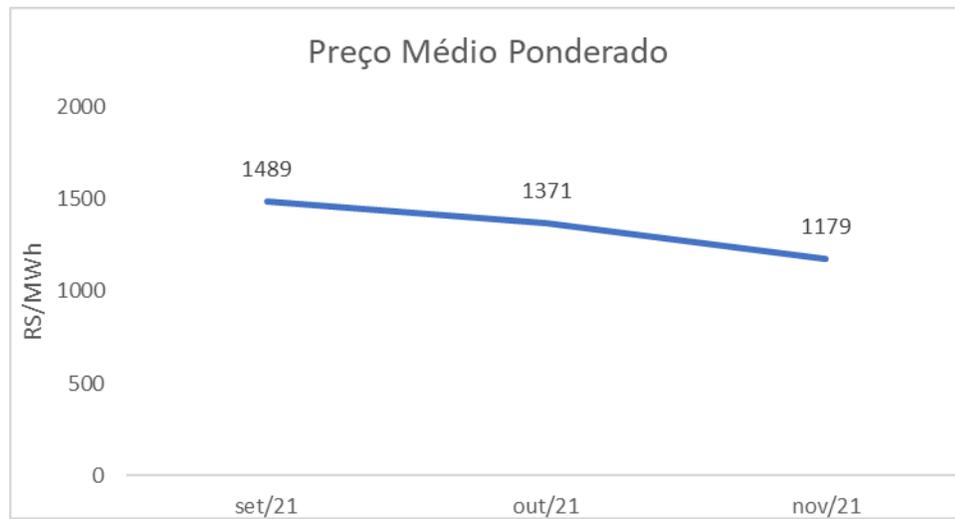


Figura 28 – Trajetória de Preços Médios Ponderados por segmento – R\$/MWh

A partir de três cenários de remuneração propostos na primeira linha da tabela e das variações de elasticidades indicadas na primeira coluna, observa-se através dos percentuais obtidos o potencial de redução para cada empresa.

Tabela 6 – Sensibilidade – Elasticidade x Preço (R\$/MWh) – Empresa *BenchmarkMetalurgia*

Elasticidade	Preço R\$/MWh		
	1.179	1.371	1.489
0,1	-1%	1%	1%
0,2	-2%	1%	3%
0,3	-3%	2%	4%
0,4	-4%	2%	6%
0,5	-5%	3%	7%
0,6	-6%	3%	8%
0,7	-7%	4%	10%
0,8	-7%	5%	11%
0,9	-8%	5%	13%
1,0	-9%	6%	14%

Tabela 7 – Sensibilidade – Elasticidade x Preço (R\$/MWh) – Empresa *Benchmark* Químicos

	Preço R\$/MWh		
	1.179	1.371	1.489
Elasticidade			
0,1	-1%	0%	1%
0,2	-2%	1%	3%
0,3	-3%	1%	4%
0,4	-4%	2%	5%
0,5	-5%	2%	6%
0,6	-6%	3%	8%
0,7	-7%	3%	9%
0,8	-9%	4%	10%
0,9	-10%	4%	11%
1,0	-11%	4%	13%

Tabela 8 – Sensibilidade – Elasticidade x Preço (R\$/MWh) – Empresa *Benchmark* Extração de Minerais Metálicos

	Preço R\$/MWh		
	1.179	1.371	1.489
Elasticidade			
0,1	3%	4%	5%
0,2	6%	9%	10%
0,3	9%	13%	15%
0,4	12%	17%	21%
0,5	15%	22%	26%
0,6	17%	26%	31%
0,7	20%	31%	36%
0,8	23%	35%	41%
0,9	26%	39%	46%
1,0	29%	44%	51%

As tabelas supracitadas representam a propensão de disponibilização de energia para o sistema das empresas, a partir da redução de consumo, variando a elasticidade de energia e o incentivo financeiro oferecido pelo sistema. Assim, é possível observar que quanto mais factível for a capacidade de deslocamento de energia da empresa e maior o incentivo financeiro oferecido pelo sistema, maior a propensão de disponibilizar energia para o sistema em períodos de consumo intensivo.

Por um lado, a elaboração das curvas de cargas associadas ao cálculo do incentivo financeiro para redução de consumo representa uma alternativa de análise para motivar as empresas a visualizarem a resposta da demanda como uma oportunidade econômica.

Por outro lado, a análise fornece sensibilidade as agências reguladoras do potencial de redução de carga de cada ramo de atividade e principalmente do custo financeiro resultante do acionamento deste recurso.

Dessa forma, a partir das porcentagens calculadas indicando a propensão para disponibilizar energia para o sistema, será realizada a comparação do custo financeiro efetivamente ofertado no programa de RVD e o custo financeiro calculado pela presente metodologia.

Na Figura 33 é possível visualizar o custo calculado para empresas *benchmark* dos segmentos de Metalurgia, Extração de Minerais Metálicos e Químicos em comparação com os valores ofertados no programa RVD.

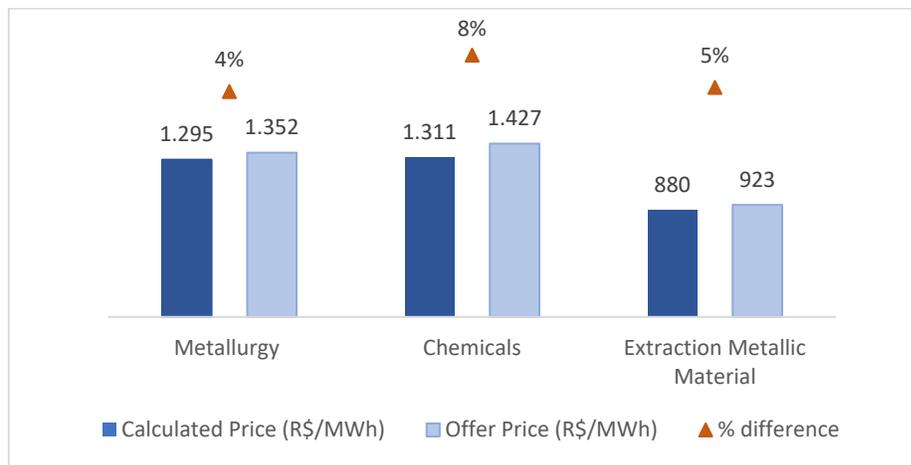


Figura 29 – Comparação entre preços calculados na metodologia e oferecidos no programa RVD

O valor calculado a partir da equação 7 apresentou uma diferença inferior a 10% em relação aos valores ofertados no programa. Assim, entende-se que a proposta de análise financeira está de acordo com o valor ofertado por cada empresa no programa RVD.

Considerando o período em que a RVD foi despachada durante os meses de setembro e outubro, observou-se uma redução de carga de 28,8GWh, discretizados por mês e submercado conforme apresenta a Figura 30.

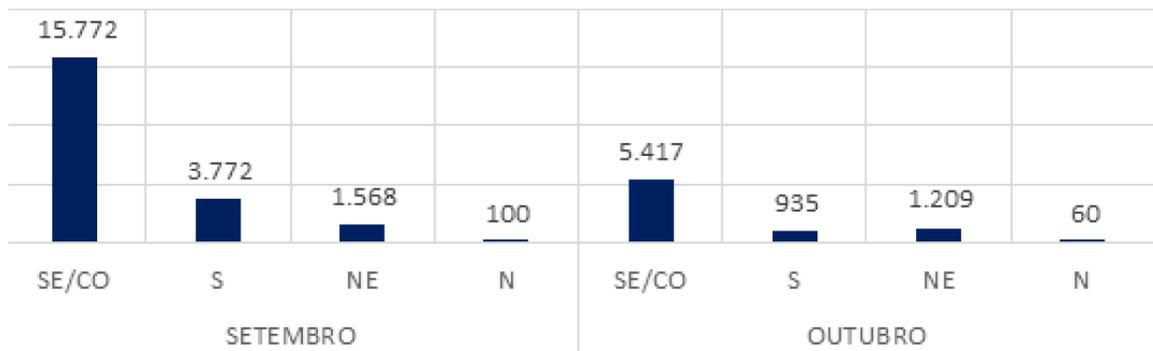


Figura 30 – Montantes de RVD em MWh por submercado e por mês - CCEE

Fonte: Adaptada [20]

Para verificação de atendimento ao produto, o montante despachado foi analisado com base no consumo efetivo das cargas que participam de cada oferta com a linha base. O consumo foi comparado com a linha base, chegando a uma redução preliminar. A verificação de ofertas atendidas foi feita por dia de despacho, e foi considerada como atendimento ao despacho uma redução de 80% ou mais do valor despachado.

Conforme informado pela CCEE, os impactos financeiros decorrentes das ofertas de RVD referente aos meses de setembro e outubro/21 totalizam 26,1 milhões de Reais de encargos de serviços do sistema (ESS), como pode ser observado na Figura 31[20].

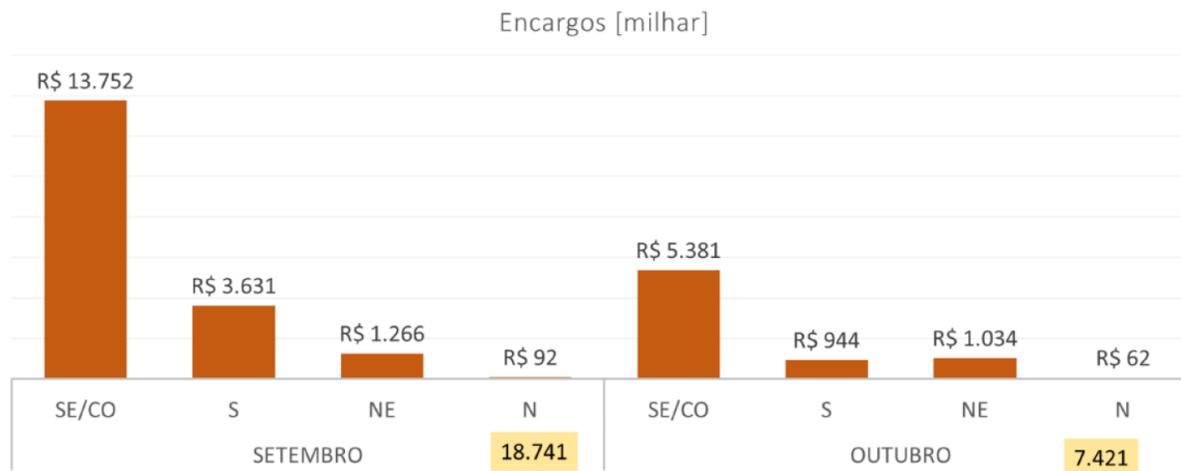


Figura 31 – Montantes de RVD em MWh por submercado e por mês - CCEE

Fonte: Adaptada [20]

A remuneração relativa ao ESS se dá pela diferença entre o Preço da Oferta e o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), portanto o valor total de R\$ 26,1 milhões se refere ao montante

calculado apenas à parcela de encargo. Em termos absolutos, valores financeiros resultantes de RVD totalizam 42,2 milhões de reais.

4.3 Comparativo da Geração Térmica em relação ao Programa de RVD

Com o objetivo de demonstrarmos os benefícios da RD em relação às térmicas, será apresentado um comparativo entre esses dois recursos tanto em termos financeiros quanto em termos ambientais.

Conforme já detalhado, a primeira motivação deste trabalho se justifica pela necessidade de contermos as emissões de gases de efeito estufa resultantes da geração térmica e que impactam diretamente as mudanças climáticas, além de viabilizarmos um recurso energético que responda de forma acessível, rápida e eficiente.

Para subsidiar a comparação, serão utilizadas as informações presentes no “Relatório Executivo da Programação Diária da Operação Eletroenergética” [29], o qual apresenta o despacho de geração térmica por modalidade, conforme Figura 32:

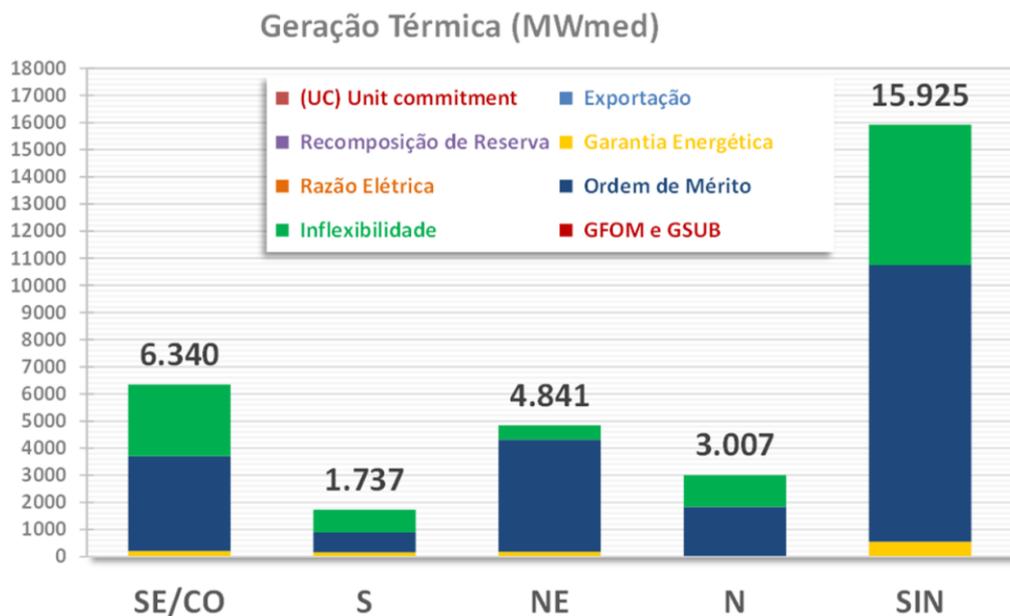


Figura 32 – Geração Térmica por modalidade
Fonte: Adaptado [29]

Especificamente no dia 06/09/21, o número de térmicas despachadas por segurança ou garantia energética – geração de usinas térmicas adicionais de alto custo visando a garantir a segurança do suprimento energético nacional por meio da preservação do nível dos reservatórios de águas de

grandes hidrelétricas – foi de aproximadamente 541MW médios. O preço médio ponderado desse despacho foi da ordem de R\$ 1709/MWh. Na Tabela 9, são apresentados os dados utilizados para o cálculo, bem como os custos de geração, considerando 24h de despacho.

Tabela 9 – Geração Térmica por Usina – Boletim Diário – 06 de setembro de 2021

Térmicas	Subsistema	CVU (R\$/MWh)	Garantia Energética	MWh	Custo Total (R\$ Milhões)
XAVANTES	SE/CO	1467	53	1272	1.87
W. ARJONA	SE/CO	2042	15	360	0.74
W. ARJONA	SE/CO	2444	144	3456	8.45
	NORDEST				
GLOBAL I	E	1088	3	72	0.08
	NORDEST				
GLOBAL II	E	1088	1	24	0.03
	NORDEST				
TERMOCEAR	NORDEST				
A	E	1551	165	3960	6.14
ARAUCARIA	SUL	1276	160	3840	4.90

Nesse dia, o MWh gerado por uma das usinas despachadas, chamada termelétrica William Arjona, custou ao consumidor R\$ 2.444 para a geração de 144MW médio, ou seja, nesse dia, considerando que o despacho tenha ocorrido por 24h, o custo dessa usina atingiu mais de R\$ 8,5 milhões. No cenário de se utilizar o recurso da demanda como alternativa a este despacho, o custo seria de R\$4,6 Milhões, considerando o preço médio de 1327 R\$/MWh ofertado pelos agentes no programa de RVD, representando uma redução de 46% nos custos desembolsados.

Além do efeito financeiro, a Tabela 10 apresenta o impacto ambiental causado pelo acionamento dessas térmicas em termos de emissão de gases de efeito estufa. Os cálculos de conversão se basearam nos fatores propostos em [30] considerando que as usinas supracitadas utilizam óleo ou diesel para geração de energia.

Tabela 10 – Geração Térmica por Usina – Boletim Diário – 06 de setembro de 2021

Térmicas	Subsistema	CVU (R\$/MWh)	Garantia Energética	MWh	tonCO ₂
XAVANTES	SE/CO	1467	53	1272	321.18
W. ARJONA	SE/CO	2042	15	360	90.90
W. ARJONA	SE/CO	2444	144	3456	872.63
GLOBAL I	NORDESTE	1088	3	72	18.18
GLOBAL II	NORDESTE	1088	1	24	6.06
TERMOCEARA	NORDESTE	1551	165	3960	999.89
ARAUCARIA	SUL	1276	160	3840	4.90

Os dados apresentados representam as emissões de apenas um dia de operação do setor elétrico. Vale destacar que em 2021 as emissões de gases de efeito estufa tiveram sua maior alta em quase

duas décadas em função do acionamento de térmicas adicionais. O país emitiu um total de 2,42 bilhões de toneladas brutas de CO₂, equivalente a um aumento de 12,2% em relação a 2020.

Vale destacar que a resposta da demanda tem potencial para se tornar um recurso permanente para ser acionado pelo sistema de acordo com a necessidade. O recurso representa para a sociedade não somente a vantagem financeira no curto prazo, mas também o benefício ambiental no longo prazo.

Cabe ressaltar que o ONS definiu no início do ano de 2023, a resposta da demanda como um dos temas regulatórios estratégicos prioritários para sua atuação no setor elétrico, promovendo diversas ações para o aprimoramento do programa.

Na visão do ONS, o programa de RVD, juntamente com outras medidas emergenciais adotadas pelo CMSE, vem se mostrando fundamental para contribuir com o aprimoramento do Setor Elétrico Brasileiro, com especial destaque para a relevante participação da indústria no programa, que apresentou uma representatividade de ofertas expressiva, mostrando o potencial de adesão e resposta deste recurso.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A implementação da resposta da demanda nos mercados de energia envolve inúmeros desafios, como estruturação do mercado, desafios regulatórios, precificação do incentivo financeiro, respostas transitórias diante de um desligamento de carga e avaliação de potenciais participantes.

O presente estudo buscou avaliar dois dos desafios que envolvem a RD. Na primeira parte, elaboraram-se as curvas de carga com o objetivo de identificar o comportamento de consumo de cada ramo de atividade, e a partir disso analisar quais setores realmente colaborariam com potenciais reduções nos horários de consumo intenso de energia.

Na segunda parte, os índices financeiros presentes nos demonstrativos de resultados de cada empresa foram o foco do estudo. Por meio desses, foi verificado que a receita líquida seria o indicador mais adequado para calcularmos o custo mínimo de disponibilização de energia para determinada empresa. Ressalta-se que a utilização da receita líquida reflete um excesso de conservadorismo no cálculo da remuneração, visto que o recurso pode estar sobrestimado. Apesar disso, no presente estudo, optou-se por uma abordagem mais cautelosa em função do acesso limitado aos dados detalhados de cada uma das empresas avaliadas.

Na sequência, foram calculados os percentuais que representam a propensão das empresas a disponibilizarem energia para o sistema, a partir de diferentes cenários de incentivo financeiro e elasticidade.

Por fim, compararam-se, por um lado, as gerações térmicas com, por outro, os recursos do lado da demanda, tanto em termos financeiros como em termos ambientais. Verificou-se que os custos da geração térmica podem ser até 46% mais caros, além de contribuir negativamente com emissões de gases de efeito estufa.

Enfim, destaca-se que a contribuição do trabalho é observada através da capacidade de fornecer sensibilidade as agências reguladoras do potencial de redução de carga de cada ramo de atividade tanto em termos de comportamento de carga como em termos de custos. Além de proporcionar subsídios para que as empresas visualizem a resposta da demanda como uma oportunidade econômica, através dos cálculos da remuneração financeira.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] BITENCOURT, Rafael. BC Monitora Crise de Energia e Efeito Sobre Inflação e Atividade. **Valor Econômico**. 2022. Disponível em [https://Valor.Globo.Com/Brasil/Noticia/2021/07/23/Bc-Monitora-Crise-De-Energia-E-Efeito-Sobre-Inflacao-E-Atividade.ghtml](https://valor.globo.com/Brasil/Noticia/2021/07/23/Bc-Monitora-Crise-De-Energia-E-Efeito-Sobre-Inflacao-E-Atividade.ghtml).
- [2] GUIMARÃES, VERÔNICA MARIA BEZERRA. "RESENHA: A POLÍTICA DA MUDANÇA CLIMÁTICA." *REVISTA VIDERE* 3.6 (2011): 199-201.
- [3] IPCC, 2013b: Summary for Policymakers. In: *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [Stocker, T.F., D. Qin, G.K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex, and P.M. Midgley (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, pp. 3–29.
- [4] IPCC, 2012a: Summary for Policymakers. In: *Managing the Risks of Extreme Events and Disasters to Advance Climate Change Adaptation* [Field, C.B., V.R. Barros, T.F. Stocker, D. Qin, D.J. Dokken, K.L. Ebi, M.D. Mastrandrea, K.J. Mach, G.-K. Plattner, S.K. Allen, M. Tignor, and P.M. Midgley (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, pp. 3–21
- [5] IPCC, 2014a: Summary for Policymakers. In: *Climate Change 2014: Impacts, Adaptation, and Vulnerability. Part A: Global and Sectoral Aspects. Contribution of Working Group II to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [Field, C.B., V.R. Barros, D.J. Dokken, K.J. Mach, M.D. Mastrandrea, T.E. Bilir, M. Chatterjee, K.L. Ebi, Y.O. Estrada, R.C. Genova, B. Girma, E.S. Kissel, A.N. Levy, S. MacCracken, P.R. Mastrandrea, and L.L. White (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, pp. 1–32.
- [6] Myhre, G. et al., 2013: Anthropogenic and natural radiative forcing. In: *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [Stocker, T.F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex, and P.M. Midgley (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, pp. 658–740.
- [7] Busby, J., 2016: After Paris: Good enough climate governance. *CurrentHistory*, 15(777), 3–9, www.currenthistory.com/busby_currenthistory.pdf.
- [8] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Conceitos de Preços**. 2022. Disponível Em [https://Www.Ccee.Org.Br/Web/Guest/Precos/Conceitos-Precos](https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/conceitos-precos).
- [9] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Anuário Estatístico**. 2022. Disponível Em [FactSheet - Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2022](#).

- [10] GELLINGS, Clark W. **The Concept of Demand-Side Management for Electric Utilities**. Proceedings Of The IEEE 73.10, 1985.
- [11] I. LAMPROPOULOS, W. L. Kling, P. F. Ribeiro, And J. Van Den Berg. "History Of Demand Side Management And Classification Of Demand Response Control Schemes, Ieee Power & Energy Society General Meeting." Vancouver Bc (2013).
- [12] EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Nota Técnica | Resposta da Demanda: Conceitos, Aspectos Regulatórios e Planejamento Energético**.(2019) Disponível: [Http://Www.Epe.Gov.Br/Sites-Pt/Publicacoes - Dados/Abertos/Publicacoes/Publicacoesarquivos / Publicacao-389/Nt_Epe_Dee-Nt-022_2019-R0.Pdf](http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/publicacoesarquivos/publicacao-389/nt_epe_dee-nt-022_2019-R0.pdf).
- [13] EXPLICIT DEMAND RESPONSE IN EUROPE. **Smart Energy Demand Coalition (SEDC)**,Bélgica, 2017.
- [14] Clean, affordable and reliable: Getting Spain’s power system transformation right . **Executive Summary**Spain, 2020.
- [15] Italian Implementation Plan for the requirements set in article 20 of Regulation 2019/943 of 5th June 2019 on the Internal Electricity Market (IEM).
- [16] Demand Response andAdvanced Metering**Federal Energy Regulatory Comission**USA, 2021.
- [17] RECURVE. VIRTUAL POWER PLANTS JUST GOT FUNDED — **Inflation Reduction Act Includes \$4.3b For Residential Energy Flexibility**. 2022 Available: [Https://Www.Recurve.Com/Blog/Virtual-Power-Plants-Just-Got-Funded-Inflation-Reduction-Act-Includes-4-3b-For-Residential-Energy-Flexibility](https://www.recurve.com/blog/virtual-power-plants-just-got-funded-inflation-reduction-act-includes-4-3b-for-residential-energy-flexibility).
- [18] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA. **Global Energy Review**. 2021 Available: [Https://Www.Iea.Org/Reports/Global-Energy-Review-2021](https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2021).
- [19] ANEEL. **Programa Piloto de Resposta da Demanda** (2018).Nº 792, de 28 de novembro de 2017. Disponível em [Https://www.ecee.org.br](https://www.ecee.org.br).
- [20] Avaliação Do Mecanismo De Resposta Voluntária Da Demanda – Portaria Mme Nº 22/2021. ONS. 2021
- [21] NIE, Junhong; HAYKIN, Simon. **A Q-Learning-Based Dynamic Channel Assignment Technique for Mobile Communication Systems**.IEEE Transactions on Vehicular Technology 48.5, 1999.
- [22] DE SOUTO, Marcilio CP et al. **Ranking and Selecting Clustering Algorithms Using a Meta-Learning Approach**. IEEE International Joint Conference on Neural Networks, 2008.

- [23] MACQUEEN, J. **Classification and Analysis of Multivariate Observations**. 5th Berkeley Symp. Math. Statist. Probability. 1967.
- [24] LAVIERI, Carlos Amorim; CUNHA, Jac da. A Utilização da Avaliação de Desempenho Organizacional em Franquias. In: ENCONTRO NACIONAL DA ANPAD 33, **Anais**, 2009
- [25] SCHMIDT, Cristiane Alkmin Junqueira; LIMA, Marcos AM. A Demanda por Energia Elétrica no Brasil. **Revista Brasileira de Economia**, 58, p.68-98, 2004.
- [26] SCHUTZE, Amanda Motta. **A Demanda de Energia Elétrica no Brasil**. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.
- [27] ANDRADE, Thompson Almeida; LOBÃO, Waldir Jesus Araújo. **Elasticidade Renda e Preço da Demanda Residencial de Energia Elétrica no Brasil**, 1997.
- [28] VON DER FEHR, Nils; WOLAK, Frank. **Power Sector Reform in Brazil-Some Issues**. Draft, Paper Prepared to The Inter-American Development Bank, 2003.
- [29] **Relatório Executivo Da Programação Diária da Operação Eletroenergética** Segunda-Feira - 06 de Setembro de 2021 repdoe-20210906. ONS. 2021
- [30] CarbonDioxideEmissionsCoefficientsbyFuel. Disponível em https://www.eia.gov/environment/emissions/co2_vol_mass.php
- [31] GOULART, Jefferson Alexander. **Efeitos de Programas de Resposta à Demanda e da Microgeração nas Redes de Distribuição**. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.
- [32] ONS. Submódulo 2.3 **Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos**. Despacho ANEEL nº 1.895/2021, 2021.
- [33] SOARES, Fillipe Henrique Neves. **Resposta da Demanda Industrial e sua Influência na Formação dos Preços de Curto Prazo no Mercado de Energia Elétrica: uma Proposta**. Dissertação em, Universidade de São Paulo, 2017.
- [34] DER GROUP MANAGEMENT FOR COORDINATED OPERATIONS ACROSS THE T&D INTERFACE DISS. Electric Power Research Institute, 2019.
- [35] DEL RIO, Larissa Souto; CANHA, Luciane Neves; RIZZETTI, Tiago Antônio. Controle de Cargas Residenciais Baseado nas Preferências e Conforto do Consumidor. **Brazilian Journal of Development**, 2022.
- [36] SOUSA, Helder Wilson Amade. **Utilização de Programas de Reação da Demanda Como Alternativa à Necessidade de Geração Termelétrica Complementar Para Garantia do Suprimento de Energia Elétrica**, 2013.

- [37] FARIA, Pedro; SPÍNOLA, João; VALE, Zita. **Methods for Aggregation and Remuneration of Distributed Energy Resources**. Applied Sciences, 2018.
- [38] DENG, Ruilong, et al. **A Survey on Demand Response in Smart Grids: Mathematical Models And Approaches**. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2015.
- [39] **Maior Apagão Intencional na História da Califórnia Afeta Milhões** (2019). Available: [https://Valor.Globo.Com/Mundo/Noticia/2019/10/09/Maior-Apagao-Intencional-Na-Historia-Da-California-Afeta-Milhoes.Ghtml](https://valor.globo.com/Mundo/Noticia/2019/10/09/Maior-Apagao-Intencional-Na-Historia-Da-California-Afeta-Milhoes.Ghtml).
- [40] ANEEL. **Modalidades Tarifárias**. 2016 Available <https://www.aneel.gov.br/Tarifas-Consumidores>.
- [41] CAMPOS, Alexandre de. **Gerenciamento pelo Lado da Demanda: um Estudo de Caso**. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2004
- [42] CCEE. **Segundo Relatório de Análise do Programa Piloto de Resposta em Demanda**. 2019 Available: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/resposta_demanda?_afloop=74097144322501&_adf.ctrl-State=Bmkrakt69_1#!%40%40%3f_afloop%3d74097144322501%26_adf.ctrl-State%3dbmkrakt69_5.
- [43] LOSI, Arturo; MANCARELLA, Pierluigi; VICINO, Antonio. **Integration of Demand Response into the Electricity Chain: Challenges, Opportunities, and Smart Grid Solutions**. John Wiley & Sons, 2015
- [44] **Programa Piloto de Resposta da Demanda: Uma Abordagem Comercial** (2019) Available: http://www.xviiiieriac.com.br/trabalhos%20tecnicos/C5/C5.14_528.pdf.
- [45] POMPEMAYER, Máximo Luiz. **Metodologia de Reconstituição de Demanda e Simulação dos Ganhos Potenciais de Eficiência Energética**. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2002.
- [46] WONSUK KO, Hamsakutty Vettikalladi; SONG, Seung-Ho; CHOI, Hyeong-Jin. **Implementation of a Demand-Side Management Solution for South Korea's Demand Response Program**, 2020
- [47] **California Regulators Race to Implement Demand Response, Other Measures to Avert 2021 Blackouts** 2020. Available: <https://www.utilitydive.com/news/california-regulators-race-to-implement-demand-response-other-measures-to/589058>.
- [48] **California Demand Response Guidelines**. 2020 Available: <https://www.enelx.com/na/en/resources/data-sheets-brochures/california-demand-response-guidelines>.
- [49] OLSEN, Daniel; SOHN, Michael; PIETTE, Mary Ann; KILICCOTE, Sila. **Demand Response Availability Profiles for California in the Year 2020**, Lawrence Berkeley National Laboratory, 2014.

- [50] GUARDIA, Eduardo Crestana. **Metodologia para o Cálculo da Elasticidade da Tipologia de Carga Frente à Tarifa de Energia Elétrica**, 2009.
- [51] MULLER, G. de M. **Impacto de Novas Tecnologias eSmart Grids na Demanda De Longo Prazo do Sistema Elétrico Brasileiro**. Thesis (Doctorate Degree In Electrical Engineering), 2016.
- [52] MULLER, Glaysson. **Impact of Demand Response on Generation Expansion Planning In The Brazilian Interconnected Power System**. 2020 IEEE Pes Transmission & Distribution Conference And Exhibition-Latin America (T&D La). IEEE, , 2020.
- [53] PARAG, Yael. Which Factors Influence Large Households' Decision to Join a Time-of-Use Program? The Interplay Between Demand Flexibility, Personal Benefits and National Benefits. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**. v.139. 2021.
- [54] CHAVES, Gisele de LD; ALCÂNTARA, Rosane Lúcia Chicarelli; ASSUMPCÃO, Maria Rita Pontes. **Medidas de Desempenho na Logística Reversa: o Caso de uma Empresa do Setor de Bebidas**. Relatórios de Pesquisa em Engenharia de Produção. 2008.
- [55] HRUSCHKA, Harald; NATTER, Martin. Comparing Performance of Feedforward Neural Nets and K-Means for Cluster-Based Market Segmentation. **European Journal of Operational Research** ,1999.
- [56] SOUZA, Zebedeu Fernandes de. **A Importância da Reação da Demanda na Formação dos Preços de Curto Prazo em Mercados de Energia Elétrica**. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010.
- [57] This Is What 3°C Of Global Warming Looks Like. **The Economist**. 2021. Disponível em <https://www.economist.com/films/2021/10/30/this-is-what-3degc-of-global-warming-looks-like>.