



**MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO  
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**



**PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIA**

**JONAS FILIPE GOULART**

**PROGRAMAS DE RESPOSTA DA DEMANDA NO SETOR ELÉTRICO  
BRASILEIRO À LUZ DE EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS**

Itajubá – MG

2023



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO  
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ



**PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIA**

**JONAS FILIPE GOULART**

**PROGRAMAS DE RESPOSTA DA DEMANDA NO SETOR ELÉTRICO  
BRASILEIRO À LUZ DE EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação da Universidade Federal de Itajubá, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia de Energia.

**Área de Concentração:** Planejamento e Gestão de Sistemas Energéticos

**Orientador:** Prof. Dr. Jamil Haddad

Itajubá – MG

2023

## AGRADECIMENTOS

A minha gratidão a Deus, que é a fonte de toda sabedoria e graça. Todas as coisas são possíveis por meio Dele, e é graças ao Senhor que chego a este momento de realização. "Dele, por Ele e para Ele são todas as coisas. A Ele seja a glória para sempre! Amém." (Romanos 11:36).

Esta conquista não teria sido possível sem o apoio de pessoas incríveis que estiveram ao meu lado ao longo dessa trajetória.

A minha profunda gratidão à minha esposa, Gláucia. Sua presença constante, suporte inabalável, compreensão nos momentos desafiadores e paciência infinita foram a bússola que me guiou nessa jornada. Obrigado por ser meu pilar e apoio incondicional.

Ao meu precioso bebê, Gabriel, que mesmo com apenas 8 meses de vida, trouxe luz e motivação para os dias de estudo intenso. Sua alegria contagiante foi minha fonte constante de inspiração.

Aos meus queridos pais, Luiz e Nadir, pelo esforço e educação que moldou quem sou hoje. Aos meus irmãos, Guilherme (*in memoriam*), Bruno e Danilo, pela amizade e união que fomos criados.

Ao meu sogro, Roberto, pelas valiosas contribuições, correções e estruturação do texto. Seu conhecimento e apoio foram fundamentais para a qualidade do trabalho.

À minha sogra, Débora, por todo apoio à nossa família, permitindo que houvesse maior dedicação ao trabalho nesta jornada desafiadora.

Ao meu amigo Fernando, agradeço a colaboração significativa no trabalho. Sua visão crítica e apoio foram fundamentais para o aprimoramento da dissertação.

Ao meu orientador, professor Jamil Haddad, sua contribuição, confiança e oportunidade de trabalharmos juntos foram essenciais para a construção deste trabalho.

Ao ONS, colegas de trabalho e, em especial, à minha gerente, Monica Sammartino, pela oportunidade concedida e confiança no meu trabalho.

A todos vocês, meu mais sincero obrigado. Esta conquista é de cada um de vocês tanto quanto é minha.

## RESUMO

Neste trabalho, será explorada a trajetória histórica do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), com ênfase nas mudanças ocorridas e nos desafios enfrentados. Soluções inovadoras consideradas para promover um futuro energético mais sustentável serão abordadas. A análise de experiências internacionais buscará identificar estratégias aplicáveis no contexto brasileiro, visando fortalecer a resiliência e a eficiência do SEB. A compreensão das complexidades do setor e as abordagens inovadoras adotadas em outras partes do mundo possibilitarão contribuições para a formulação de políticas e práticas que impulsionem a sustentabilidade e o desenvolvimento contínuo do Setor Elétrico Brasileiro. O trabalho examina a evolução do SEB ao longo das últimas décadas, destacando a transição de usinas hidrelétricas para outras fontes renováveis e os desafios enfrentados, como a Crise de Energia de 2001. Explora também a experiência internacional, abordando os modelos dos Estados Unidos, Canadá e Austrália, com destaque para os Programas de Resposta da Demanda como ferramentas estratégicas. Analisa o papel do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a atuação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) no Brasil, com foco nos Programas de Resposta da Demanda. Por fim, conclui, por inferência, sobre como o Brasil pode aprender com essas experiências para fortalecer seu Setor Elétrico.

**Palavras-chaves:** Programas de Resposta da Demanda; Setor Elétrico Brasileiro (SEB); Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS); Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

## ABSTRACT

In this study, the historical trajectory of the Brazilian Electric Sector (BES) will be explored, with an emphasis on the changes that have occurred and the challenges faced. Innovative solutions considered to promote a more sustainable energy future will be addressed. The analysis of international experiences will seek to identify applicable strategies in the Brazilian context, aiming to strengthen the resilience and efficiency of the BES. Understanding the complexities of the sector and innovative approaches adopted in other parts of the world will enable contributions to the formulation of policies and practices that drive sustainability and the continuous development of the Brazilian Electric Sector. The paper examines the evolution of the BES over the last decades, highlighting the transition from hydroelectric power plants to other renewable sources and the challenges faced, such as the 2001 Energy Crisis. It also explores international experiences, addressing models from the United States, Canada, and Australia, with a focus on Demand Response Programs as strategic tools. The role of the Operador do Sistema Elétrico Nacional (ONS) and the actions of the Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) in Brazil are analyzed, with a focus on Demand Response Programs. Finally, the paper concludes, by inference, on how Brazil can learn from these experiences to strengthen its Electric Sector.

**Keywords:** Demand Response Programs; Brazilian Electrical Sector (BES); Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS); Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 - EXPANSÃO DO SIN .....	20
FIGURA 2 - MAPA DO SIN .....	27
FIGURA 3 - TIPOS DE PROGRAMAS DE RESPOSTA DA DEMANDA .....	33
FIGURA 4 - BENEFÍCIOS DE PROGRAMAS DE RESPOSTA DA DEMANDA .....	37
FIGURA 5 - REGIÕES E DIVISÕES GEOGRÁFICAS DOS ESTADOS UNIDOS .....	41
FIGURA 6 - DIVISÃO DAS PROVÍNCIAS NO TERRITÓRIO DO CANADÁ .....	45
FIGURA 7 - DIVISÃO TERRITORIAL DA AUSTRÁLIA .....	50
FIGURA 8 - DESPACHO TERMELÉTRICO BASEADO NO PRODUTO DE DISPONIBILIDADE.....	73
FIGURA 9 COMPARATIVO DOS PROGRAMAS DE RESPOSTA DA DEMANDA .....	73
FIGURA 10 - FLUXOGRAMA DA TOMADA DE DECISÃO EM ATENDIMENTO À DEMANDA .....	81

## LISTA DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1 - COMPOSIÇÃO DA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA E MUNDIAL.....	12
GRÁFICO 2 – CAPACIDADE INSTALADA DE POTÊNCIA EÓLICA E SOLAR .....	21
GRÁFICO 3 - EVOLUÇÃO DA GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR NO BRASIL.....	22
GRÁFICO 4 - MINI E MICROGERAÇÃO INSERIDA NA MATRIZ ELÉTRICA .....	23
GRÁFICO 5 - CAPACIDADE DE POTÊNCIA INSTALADA DE GERAÇÃO.....	24
GRÁFICO 6 - EXTENSÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO (KM).....	25
GRÁFICO 7 - PROJEÇÃO DAS FONTES DE ENERGIA ELÉTRICA PARA 2027 .....	28
GRÁFICO 8 - PROJEÇÃO DE INVESTIMENTO NO SISTEMA DE TRANSMISSÃO .....	29
GRÁFICO 9 - CONSUMO POR ENERGIA ELÉTRICA .....	31
GRÁFICO 10 - MATRIZ ELÉTRICA AMERICANA EM 2023.....	41
GRÁFICO 11 - MATRIZ ELÉTRICA CANADENSE EM 2023.....	46
GRÁFICO 12 - MATRIZ ELÉTRICA AUSTRALIANA EM 2021 .....	51
GRÁFICO 13 - DESPACHO TERMELÉTRICO .....	57
GRÁFICO 14 - DESPACHO TERMELÉTRICO BASEADO NO PROGRAMA PILOTO .....	62
GRÁFICO 15 - DESPACHO TERMELÉTRICO BASEADO NO PROGRAMA RVD .....	65
GRÁFICO 16 - DESPACHO TERMELÉTRICO BASEADO NO PRD.....	69

## LISTA DE ABREVIações E SIGLAS

<b>ABRACE</b>	Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres
<b>ABSOLAR</b>	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
<b>AEMO</b>	<i>Australian Energy Market Operator</i>
<b>ANEEL</b>	Agência Nacional de Energia Elétrica
<b>AREN</b>	<i>Australian Renewable Energy Agency</i>
<b>BEN</b>	Balanco Energético Nacional
<b>CER</b>	Canada Energy Regulator
<b>CCEE</b>	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
<b>CMO</b>	Custo Marginal de Operação
<b>CMSE</b>	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
<b>CPP</b>	<i>Critical Peak Pricing</i>
<b>CPSA</b>	Contrato de Prestação de Serviço Ancilar
<b>CVU</b>	Custo Variável Unitário
<b>EIA</b>	<i>U.S Energy Information Administration</i>
<b>EPE</b>	Empresa de Pesquisa Energética
<b>ESS</b>	Encargos de Serviços de Sistema
<b>FERC</b>	<i>Federal Energy Regulatory Commission</i>
<b>GD</b>	Geração Distribuída
<b>GLD</b>	Gerenciamento pelo Lado da Demanda
<b>GMRD</b>	Gerenciamento de Mecanismos de Resposta da Demanda
<b>km</b>	Quilômetro
<b>kW</b>	Quilowatt
<b>GW</b>	Gigawatt
<b>GWh</b>	Gigawatt-hora
<b>HVAC</b>	<i>Heating, Ventilating and Air Conditioning</i>
<b>IEA</b>	<i>International Energy Agency</i>
<b>IESO</b>	<i>Independent Electricity System Operator</i>
<b>MME</b>	Ministério de Minas e Energia
<b>MMGD</b>	Mini e Microgeração Distribuída
<b>MW</b>	megawatt



<b>ONS</b>	Operador Nacional do Sistema Elétrico
<b>PDO</b>	Programação Diária da Operação
<b>PDP</b>	Programação Diária de Produção
<b>PLD</b>	Preço de Liquidação das Diferenças
<b>PRT</b>	Portaria
<b>REA</b>	Resolução Autorizativa
<b>REN</b>	Resolução Normativa
<b>RD</b>	Resposta da Demanda
<b>RPP</b>	<i>Regulated Price Plan</i>
<b>RTP</b>	<i>Real Time Pricing</i>
<b>RVD</b>	Redução Voluntária da Demanda
<b>SIN</b>	Sistema Interligado Nacional
<b>TOU</b>	<i>Time of Use</i>
<b>TUSD</b>	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
<b>TUST</b>	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

## SUMÁRIO

<b>CAPÍTULO 1 – CONSIDERAÇÕES INICIAIS .....</b>	<b>12</b>
1.1 Justificativa.....	14
1.2 Objetivo Geral .....	14
1.3 Objetivos Específicos .....	15
1.4 Estrutura da Dissertação.....	15
<b>CAPÍTULO 2 – FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....</b>	<b>16</b>
2.1 Evolução do Setor Elétrico Brasileiro .....	16
2.2 Crise energética .....	18
2.3 Cenário atual do Setor Elétrico Brasileiro.....	21
2.4 Tipos de programas de resposta da demanda .....	32
2.4.1 Programas baseados em incentivos .....	33
2.4.1.1 Tipos Clássicos .....	35
2.4.1.2 Relacionados ao Mercado.....	35
2.4.2 Programas baseados em tipos de tarifação .....	37
2.4.2.1 Tarifação em tempo real.....	37
2.4.2.2 Tarifação por Período de Uso .....	38
2.4.2.3 Tarifação de Ponta .....	39
2.5 Experiência Internacional .....	40
2.5.1 Estados Unidos .....	40
2.5.2 Canadá.....	44
2.5.3 Austrália .....	49
<b>CAPÍTULO 3 – PROGRAMAS DE RESPOSTA DA DEMANDA NO BRASIL.....</b>	<b>54</b>
3.1 Despacho termelétrico .....	54
3.2 Programa Piloto de Resposta da Demanda .....	59

3.3	Programa de Redução Voluntária da Demanda.....	63
3.4	Programa Estrutural (D-1).....	65
3.5	Programa de Disponibilidade .....	71

<b>CAPÍTULO 4 – PERSPECTIVAS E DESAFIOS PARA O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO .....</b>	<b>75</b>
--	-----------

<b>CAPÍTULO 5 – CONCLUSÃO .....</b>	<b>82</b>
-------------------------------------	-----------

<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>84</b>
-------------------------	-----------

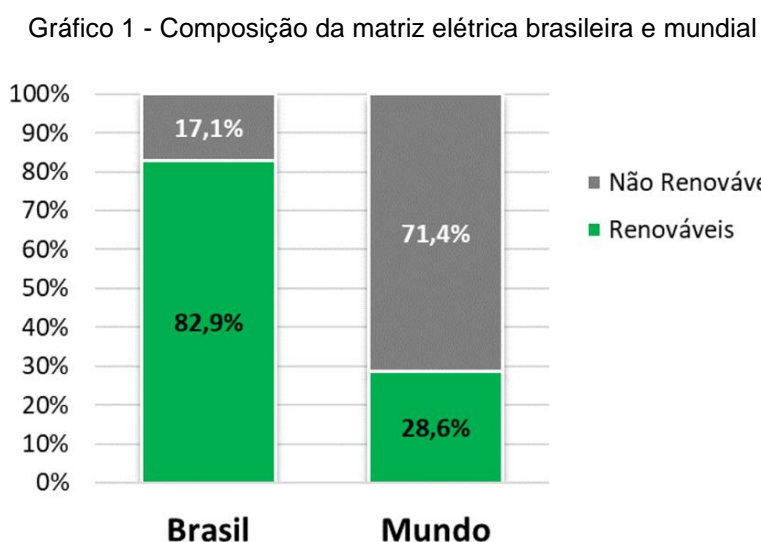
## CAPÍTULO 1 – CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) desempenha um papel fundamental na infraestrutura e economia do país, sendo essencial para garantir o fornecimento de energia em larga escala. Com grande riqueza em recursos hídricos, o Brasil historicamente tem se destacado na geração de energia por meio de suas usinas hidrelétricas.

Desde a centralização estatal até a adoção de modelos de mercado, diversas transformações notáveis ocorreram no SEB. Essas mudanças refletem a dinâmica do setor e a busca por aprimoramentos que atendam às demandas em constante evolução.

No entanto, ao longo das últimas décadas, o SEB tem enfrentado desafios significativos, incluindo a necessidade de transição para fontes de energia renovável, o crescimento contínuo da demanda de energia e a busca por uma gestão mais eficiente dos recursos energéticos.

O gráfico 1 apresenta de forma visual a composição da matriz elétrica do Brasil, conforme sua divisão em fontes renováveis e não renováveis. Essa representação permite uma comparação direta entre a matriz elétrica do Brasil e a matriz elétrica mundial.



Fonte: BEN, 2023.

De acordo com a figura apresentada, é possível perceber como a produção de energia elétrica no Brasil é amplamente baseada em fontes renováveis, abrangendo

82,9% de sua matriz. Essa constatação contrapõe-se ao cenário global de produção de energia elétrica, onde as fontes não renováveis predominam, abarcando aproximadamente 71,4% da produção total, enquanto as fontes renováveis representam apenas 28,6%.

O Brasil é considerado um dos países mais sustentáveis do mundo em produção de eletricidade. Atualmente, a matriz elétrica do Brasil é predominantemente composta por usinas hidrelétricas, que respondem por aproximadamente 60% da geração de eletricidade no país (BEN, 2023).

No entanto, a dependência da energia hidrelétrica expõe o país a vulnerabilidades, já que a geração de energia elétrica está diretamente ligada à disponibilidade de água nos reservatórios das usinas.

Ao longo dos últimos anos, observou-se um crescimento nos investimentos em diversas fontes de energia renovável, incluindo a energia eólica e a solar fotovoltaica (BEN, 2023). Essa diversificação na matriz energética surge como uma resposta à urgência de diminuir a dependência das hidrelétricas e fomentar a integração de novas fontes sustentáveis de energia.

O avanço de novas tecnologias tem proporcionado maior inserção de fontes renováveis intermitentes na matriz energética brasileira, a fim de atender o aumento do consumo de energia, permitindo que consumidores acessem inúmeros equipamentos eletroeletrônicos no seu dia a dia.

A crescente demanda por recursos naturais, juntamente com o rápido crescimento populacional e o desenvolvimento industrial, representa um dos desafios mais prementes do nosso tempo. Nesse cenário, a gestão eficiente da demanda por energia tornou-se uma prioridade global, com implicações profundas nas esferas econômicas, sociais e ambientais.

A eletricidade é a espinha dorsal da infraestrutura contemporânea, alimentando uma ampla gama de atividades e setores, desde residências e indústrias até serviços essenciais, como saúde e educação. Entretanto, o crescimento contínuo da demanda por energia elétrica tem exercido uma pressão constante sobre os sistemas de geração, transmissão e distribuição, resultando em desafios significativos, incluindo a urgência de realizar investimentos em infraestrutura.

Diante desse desafio energético, torna-se imperativo priorizar a instauração de programas eficazes que fomentem a redução da demanda de eletricidade. A implementação desses programas poderia trazer diversos resultados e benefícios, tais

como a significativa redução de custos operacionais para consumidores e empresas. Essa abordagem não apenas representa um passo em direção à responsabilidade ambiental, mas também fortalece a resiliência do sistema elétrico nacional, proporcionando uma camada adicional de segurança energética.

Vale ressaltar que a dinâmica da redução da demanda de energia elétrica no Brasil é intrincada, sendo influenciada por diversos fatores, como condições econômicas, mudanças no setor industrial, políticas de eficiência energética e até mesmo as variações climáticas. Essa compreensão contextualizada é fundamental para orientar a implementação efetiva de programas adaptáveis e estratégias direcionadas a enfrentar os desafios específicos enfrentados pelo setor energético nacional.

## **1.1 Justificativa**

Considerando-se o histórico descrito anteriormente, torna-se fundamental a implementação de um *Gerenciamento de Mecanismos de Resposta da Demanda (GMRD)*, como ferramenta para aprimorar a operacionalização e a segurança do setor elétrico, além de contribuir para uma tomada de decisão mais eficiente em relação ao planejamento energético.

## **1.2 Objetivo Geral**

Neste contexto, esta dissertação se propõe a apresentar, como objetivo geral, programas eficazes de redução da demanda de eletricidade por meio das melhores práticas de um gerenciamento oportuno na construção de um futuro energético mais resiliente e sugerir, como inferência do quadro energético atual, que esses programas outrora estruturados fossem operacionalizados de forma prioritária no Brasil para uma necessária melhoria, expansão e atualização do sistema elétrico brasileiro.

### 1.3 Objetivos Específicos

Para atingir esse objetivo, serão detalhados e sugerida a ativação de programas já outorgados por órgãos competentes, ressaltando-se a importância da adoção de uma eficiência energética, de incentivos para fontes renováveis, de tarifas diferenciadas e de gestão da demanda para reduzir a dependência de fontes energéticas não renováveis e garantir uma oferta energética mais sustentável e segura.

Em suma, a adoção da implementação de mecanismos de resposta da demanda poderá contribuir significativamente para um setor elétrico mais seguro, sustentável e eficiente.

### 1.4 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação divide-se em 5 capítulos distribuídos da seguinte forma:

**Capítulo 1** – Introdução – Este capítulo exibe uma introdução onde são apresentadas as informações gerais sobre o tema abordado, os objetivos, além da justificativa e relevância deste trabalho.

**Capítulo 2** – Fundamentação Teórica – Contextualiza a evolução do Setor Elétrico Brasileiro, as principais crises e desafios enfrentados ao longo do tempo, apresenta os principais conceitos sobre o gerenciamento de energia pelo lado da demanda e por fim aponta algumas experiências internacionais de países que aplicaram programas de resposta da demanda.

**Capítulo 3** – Programas de Resposta da Demanda no Brasil – Demonstra o modo que é planejado o despacho de usinas térmicas e aborda os tipos de Programas de Resposta da Demanda que estão sendo estruturados no Brasil.

**Capítulo 4** – Perspectivas e Desafios para o Setor Elétrico Brasileiro – Analisa resultados obtidos por países que aplicaram Resposta da Demanda para aprimorar a operacionalidade de seus sistemas elétricos e sugere por inferência possíveis benefícios desses programas no contexto brasileiro.

**Capítulo 5** – Conclusão – Neste capítulo são apresentadas as principais conclusões obtidas no trabalho e a proposição de trabalhos futuros a serem estudados relacionados ao tema abordado.

## **CAPÍTULO 2 – FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA**

Este capítulo apresenta o conteúdo literário discutido na dissertação, oferecendo uma explicação abrangente sobre a evolução do sistema elétrico e os desafios enfrentados ao longo do tempo. Discute-se a trajetória histórica, as transformações estruturais e tecnológicas, bem como os principais obstáculos e oportunidades que marcaram a evolução do setor elétrico. Além disso, explora os diversos tipos de programas de resposta da demanda e as experiências internacionais, destacando as características distintivas das matrizes elétricas de cada país e os resultados obtidos pela implementação desses programas.

### **2.1 Evolução do Setor Elétrico Brasileiro**

O Brasil desenvolveu sua capacidade de geração de eletricidade ao longo de décadas predominantemente baseada em usinas hidrelétricas, isso se deve em grande parte à riqueza de recursos hídricos do país (EPE, 2022). Essa escolha estratégica se deve à acessibilidade e abundância de fontes hídricas em todo o território nacional, tornando a energia hidrelétrica uma opção viável e amplamente disponível.

Inicialmente, as usinas eram construídas próximas aos centros de consumo, mas devido ao constante crescimento da demanda, foi necessário explorar fontes de geração cada vez mais distantes. Isso resultou na construção de sistemas de transmissão em longas distâncias para conectar essas usinas.

Segundo Eletrobras (2022), até meados do século XX, o Brasil tinha sistemas isolados de energia elétrica. O desenvolvimento da energia hidrelétrica levou à construção de linhas de transmissão com tensões crescentes. A criação da Chesf e Furnas em 1948 e 1957, respectivamente, marcou um avanço no setor. A Eletrobras foi estabelecida em 1962 para coordenar e unificar frequências elétricas para 60 Hz, um requisito essencial para a interligação dos sistemas elétricos. Na década de 1970 houve um grande crescimento na capacidade de energia elétrica e expansão das linhas de transmissão. Em 1980, houve interligações entre as regiões e expansões na capacidade de transmissão.



A expansão da infraestrutura do sistema de transmissão ocorreu em um modelo centralizado sob coordenação estatal, com a Eletrobras desempenhando um papel fundamental na expansão e operação da rede, por meio do Grupo de Coordenação do Planejamento do Sistema (GCPS) e do Grupo de Coordenação das Operações do Sistema (GCOI) (ELETROBRAS, 2022).

No entanto, a partir da década de 1990, como parte de um movimento global de reestruturação dos setores de infraestrutura, que buscava maior eficiência por meio da introdução de modelos de mercado, o setor elétrico brasileiro também passou por mudanças significativas. Uma dessas mudanças notáveis foi a separação entre a produção de energia e a infraestrutura de transmissão, marcando um ponto de virada na evolução da rede de transmissão no país.

Essa evolução no setor energético se fez necessária devido à característica de monopólio natural das redes de transporte de energia elétrica, as quais não podiam ser integradas no livre mercado. Para abordar essa questão, foram promulgadas leis que asseguraram o livre acesso às redes por parte de qualquer agente, juntamente com a implementação da regulação econômica para estabelecer as tarifas de transporte, agora conhecidas como TUST (Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão) e TUSD (Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição).

A desverticalização das empresas, que anteriormente combinavam o planejamento da geração e transmissão, coordenando suas implantações, introduziu um certo descompasso entre essas atividades.

Nesse novo cenário, o planejamento do sistema de transmissão brasileiro, conhecido como SIN (Sistema Interligado Nacional), passou a ser conduzido pelo MME (Ministério de Minas e Energia) no Brasil, por meio da EPE (Empresa de Pesquisa Energética). Esse planejamento passou a depender de dados de entrada provenientes das gerações contratadas em leilões do ACR (Ambiente de Contratação Regulada) e das informações relacionadas aos volumes de energia a serem comercializados no ACL (Ambiente de Contratação Livre).

Apesar da abertura do mercado nos anos 90, não foi suficiente para equilibrar a oferta e demanda de energia, levando, assim, ao início da década seguinte uma das maiores crises energéticas já vivenciadas pelo país.

## 2.2 Crise energética

A crise de racionamento de energia no Brasil em 2001 foi um período crítico que ficou conhecido como o "Apagão"; esse período trouxe vários ensinamentos e rebatimentos. Essa crise teve várias causas e impactos e um dos principais fatores que levou à crise energética em 2001 foi a escassez de chuvas nas bacias hidrográficas que abasteciam as usinas hidrelétricas. O Brasil depende muito da energia gerada por hidrelétricas, e a falta de chuvas reduziu drasticamente o nível dos reservatórios (TOLMASQUIM, 2001).

Na época, o Brasil estava experimentando um período de crescimento econômico, o que aumentou a demanda por eletricidade. A oferta de energia não estava acompanhando esse aumento na demanda (AZEVEDO *et al.*, 2001)

Durante muitos anos, o setor elétrico brasileiro enfrentou uma falta de investimentos em expansão e modernização da infraestrutura. As usinas existentes não foram devidamente mantidas e novas usinas não foram construídas em um ritmo adequado.

Para manter as tarifas de eletricidade baixas e evitar aumentos para os consumidores, o governo adotou uma política de controle de preços que desincentivou investimentos no setor elétrico.

Para evitar um colapso no fornecimento de eletricidade, o governo implementou um programa de racionamento de energia, que envolveu a redução da oferta de eletricidade para consumidores comerciais e residenciais. Isso resultou em apagões programados, com horários específicos em que a energia era cortada (GARCIA *et al.*, 2001).

O racionamento de energia afetou negativamente a produção industrial e a economia como um todo. Muitas empresas tiveram que reduzir sua produção, e alguns chegaram a fechar temporariamente devido à falta de energia.

Após a crise de energia de 2001, o governo brasileiro implementou uma série de ações para lidar com os desafios no setor elétrico, como a necessidade de diversificar as fontes de energia no Brasil, reduzindo a dependência das hidrelétricas.

Visando a reestruturação do setor elétrico, houve um grande esforço para diversificar a matriz elétrica, reduzindo a dependência de fontes hídricas. Isso incluiu

investimentos em fontes de energia alternativas, como a energia eólica e a energia térmica (SILVA, 2015).

Foram implementadas reformas no setor elétrico visando aumentar a eficiência e atrair investimentos privados em infraestrutura elétrica, incluindo a expansão da capacidade de geração, transmissão e distribuição de energia. Isso incluiu a criação de novos marcos regulatórios e a introdução de mecanismos de leilões para a concessão de usinas e projetos de geração de energia.

Foram realizados investimentos significativos em infraestrutura elétrica, incluindo a expansão da capacidade de geração, transmissão e distribuição de energia.

A expansão da rede de transmissão desempenhou um papel crucial na garantia de um fornecimento estável de energia elétrica, impulsionando setores como indústria, comércio e serviços, e contribuindo para o desenvolvimento socioeconômico do país (GARCIA et al., 2001).

Segundo dados do ONS, a partir de 2010, Acre e Rondônia, considerados sistemas isolados, foram integrados ao sistema elétrico nacional. A década foi marcada por interligações entre regiões, linhas de transmissão em corrente contínua e crescimento na capacidade de transmissão de energia. A figura 1 ilustra a expansão do sistema de transmissão ao longo de décadas desde 1960. Em resumo, a comparação entre os dois mapas destaca que essa evolução do sistema de transmissão reflete não apenas o desenvolvimento tecnológico, mas também a resposta às demandas de uma sociedade em constante crescimento.

Figura 1 - Expansão do SIN



Fonte: Adaptado de MME, 2018.

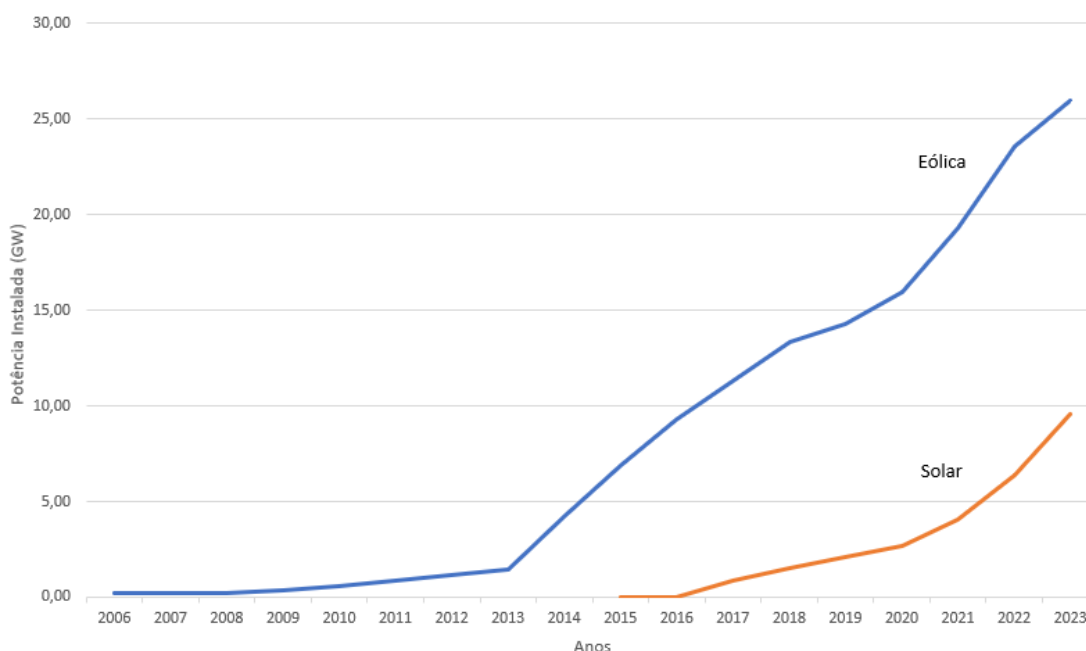
Nesse momento histórico, o Setor Elétrico Brasileiro enfrentava um cenário desafiador, com uma série de questões a serem abordadas. A transição para fontes de energias renováveis enfrenta desafios, incluindo questões relacionadas à infraestrutura, financiamento e regulação. A expansão da capacidade de geração de energia renovável demanda investimentos significativos em parques eólicos, usinas solares e sistemas de armazenamento de energia. Além disso, era necessário fortalecer a infraestrutura de transmissão e distribuição de energia para garantir uma integração eficiente dessas fontes ao sistema elétrico.

A partir de 2010, o Brasil aumentou significativamente a capacidade de geração de energia a partir de fontes eólicas e solares, aproveitando seu grande potencial de recursos naturais nessas áreas, buscando garantir a segurança energética e diversificando ainda mais suas fontes de energia para reduzir a dependência das usinas hidrelétricas, que podem ser impactadas por eventos climáticos.

A inserção considerável de geração eólica no início da década de 2010, seguida pela geração solar a partir de 2015, incentivada por descontos nas tarifas: Tarifa do Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), em consonância com a tendência global de descarbonização das cadeias produtivas, alterou significativamente o cenário energético. Segundo dados da ANEEL, o gráfico 2 fornece informações sobre o crescimento da capacidade de

potência instalada das principais fontes renováveis que foram inseridas no sistema elétrico brasileiro nas últimas décadas.

Gráfico 2 – Capacidade instalada de potência eólica e solar



Fonte: Adaptado de SIGA - ANEEL, 2023.

A incorporação da energia eólica e solar na matriz elétrica do Brasil tem gerado diversas oportunidades, mas também enfrenta desafios significativos.

## 2.3 Cenário atual do Setor Elétrico Brasileiro

O Brasil tem enfrentado desafios, como a necessidade de se modernizar a infraestrutura elétrica, lidar com questões ambientais e garantir a sustentabilidade a longo prazo. Ao mesmo tempo, esses desafios trazem oportunidades para inovação e desenvolvimento tecnológico.

Houve um crescimento notável na capacidade instalada de energia solar e eólica. O país tem explorado seu enorme potencial solar e as condições favoráveis para a energia eólica, impulsionando a participação dessas fontes na matriz energética (BEN, 2023).

Devido ao aumento de fontes renováveis inseridas no sistema elétrico, o sistema de transmissão de energia elétrica vem sendo expandido. Essa expansão é fundamental para comportar o aumento de geração. Vários leilões de transmissão

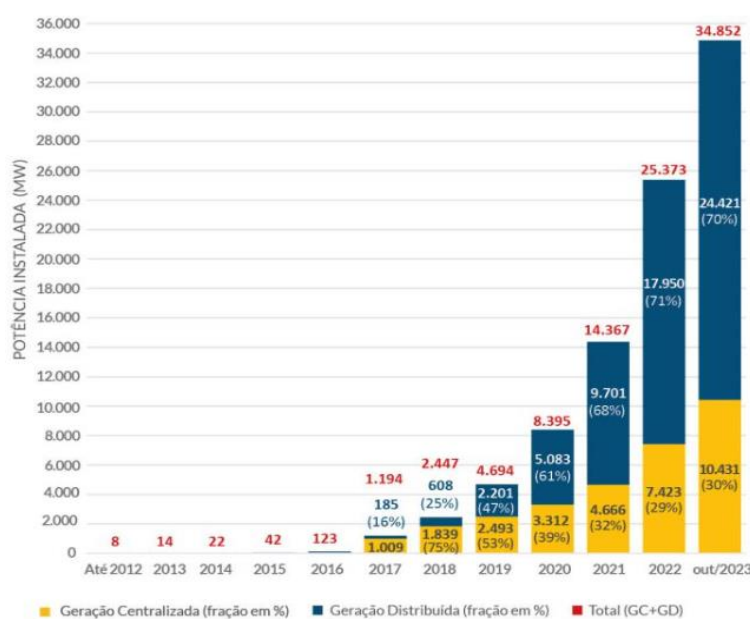
vêm sendo realizados visando atrair investimentos privados e promover a competição no setor.

Nesse contexto, é relevante destacar a predominância da Geração Distribuída (GD), que opera primariamente durante o dia, aliviando as redes de distribuição e, em parte, a rede de transmissão nesse intervalo. A presença da GD em algumas regiões pode adiar ou até reduzir a necessidade de expansão da rede elétrica. Entretanto, pode ocorrer um aumento na demanda no início da noite, quando a geração solar não contribui para aliviar a rede.

No entanto, essa afirmação é válida quando há uma redução na carga da região onde a GD é instalada. Se a GD for implantada em áreas com pouca carga ou sem carga, é necessário construir novas instalações de rede para conectar e transportar essa energia, o que representa um custo adicional devido à expansão necessária.

Segundo dados da ABSOLAR (Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica) a geração distribuída experimentou um aumento substancial desde 2017, e tem ocupado um destaque no cenário nacional. Essa realidade tende a se agravar com o aumento na penetração das fontes de energia renovável, tanto na forma distribuída quanto centralizada. O Gráfico 3 oferece uma visualização do aumento da geração de energia solar no Brasil ao longo dos últimos anos, com especial ênfase na Geração Distribuída.

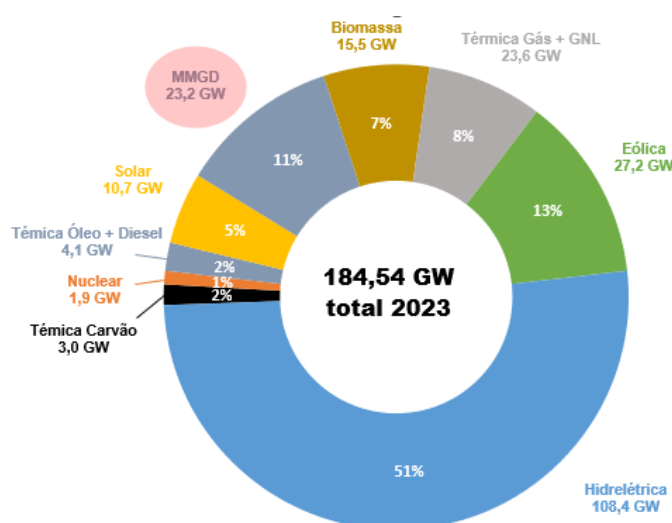
Gráfico 3 - Evolução da Geração de Energia Solar no Brasil



Fonte: ABSOLAR, 2023.

Devido a esse aumento significativo, impactando na operação do sistema elétrico, recentemente o ONS alterou a forma de previsão de carga do Sistema Interligado Nacional (SIN) para incluir a GD, devido à significativa diminuição da carga não prevista nos modelos tradicionais que não consideravam essa nova forma de geração. O gráfico 4 mostra a inserção da Mini e Microgeração (MMGD) como alternativa do despacho elétrico, reduzindo a carga líquida observada nas subestações de interface entre a rede de transmissão (Rede Básica) e a rede de distribuição.

Gráfico 4 - Mini e Microgeração inserida na Matriz Elétrica



Fonte: ONS, 2023.

Uma das consequências desse cenário é a dificuldade na operação da rede, principalmente no que diz respeito ao controle de tensão, o que muitas vezes requer desligamentos diários para evitar sobrecargas ou quedas de tensão que podem afetar a estabilidade do sistema elétrico.

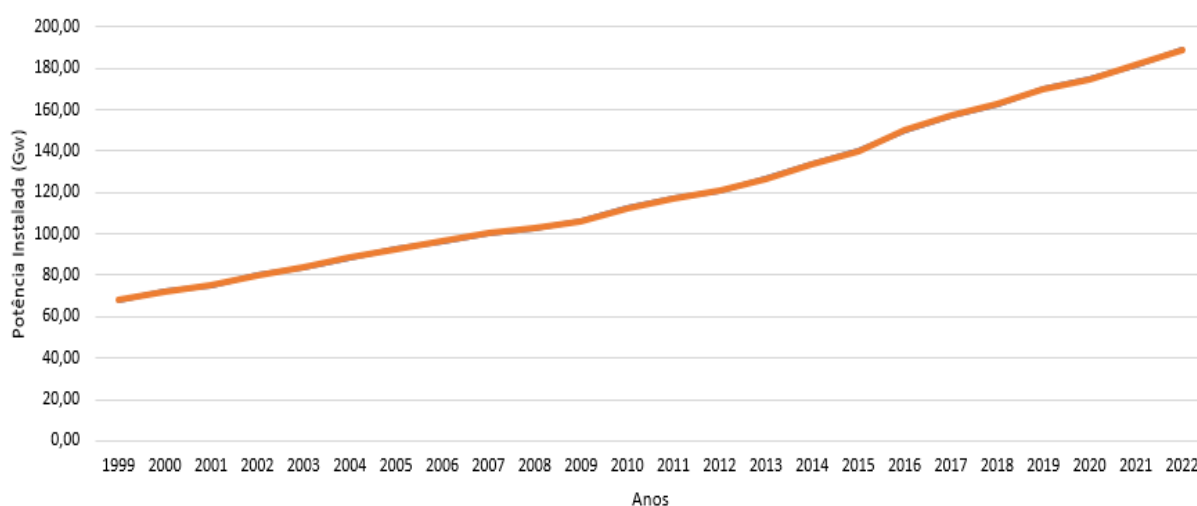
Nesse cenário, muitos processos de outorga de novos empreendimentos estão sendo bloqueados devido à falta de capacidade de transmissão disponível para acomodar a crescente geração de energia.

A complexidade foi agravada em fevereiro de 2022, quando o governo retirou os descontos nas tarifas de transmissão para as fontes renováveis. Isso resultou em uma explosão de solicitações de outorgas, e a ANEEL passou a concedê-las sem análise rigorosa da conformidade com o sistema de transmissão. Embora a maioria desses projetos, que essencialmente dobraria a capacidade atual de geração do país,

possa não sair do papel, acabam gerando grande incerteza no planejamento da transmissão.

Ao longo dos últimos anos, houve uma grande evolução da potência instalada, políticas implementadas de incentivos atraíram diversos investimentos na construção principalmente de usinas eólicas e solares, visando atender à demanda crescente por energia elétrica. Esses incentivos impulsionaram o aumento na capacidade instalada, conforme ilustrado no gráfico 5, construído com base nos dados do Sistema de Informações de Geração (SIGA) da ANEEL.

Gráfico 5 - Capacidade de Potência Instalada de Geração



Fonte: Adaptado de SIGA - ANEEL, 2023.

De acordo com informações do SIGA – ANEEL (2023), em outubro de 2023 o Brasil registrou uma capacidade de geração fiscalizada de 195,72 GW. Segundo o SIGA, 83,8% das usinas em operação são classificadas como fontes de energia renovável. Isso demonstra o crescente aumento da geração de energia elétrica no Brasil ao longo dos últimos anos, refletindo a necessidade de impulsionar o desenvolvimento socioeconômico do país.

Para que esses projetos possam contribuir para a segurança energética e para o aumento da competição na oferta de geração de energia, é essencial promover a expansão sustentável do sistema de transmissão de energia elétrica.

Nesse contexto, torna-se relevante observar que a eficiência na expansão dos sistemas elétricos desempenha um papel crucial na confiabilidade desses sistemas e na qualidade do atendimento no mercado de energia. Essa eficiência está diretamente ligada a um planejamento apropriado, que abrange tanto a expansão dos sistemas de



geração quanto de transmissão. Esse planejamento considera cuidadosamente a demanda atual e seu crescimento durante o período de análise.

O papel crucial do sistema de transmissão é conectar os submercados de energia elétrica, facilitando a equalização dos preços da energia ao minimizar estrangulamentos entre eles. Isso viabiliza um despacho otimizado de usinas de geração. Neste cenário específico, o gráfico 6 revela um aumento significativo na expansão da construção de linhas de transmissão ao longo do período em análise.



Fonte: ONS, 2023.

De acordo com as informações fornecidas pela ANEEL, devido à estagnação na demanda por energia resultante da situação econômica do país nos últimos anos, a entrada de novos projetos de geração no sistema tem levado a uma sobreoferta de eletricidade. Essa sobreoferta, em um cenário de demanda contida, resulta em um aumento do custo da energia para o consumidor. Atualmente, o excedente de energia é estimado em cerca de 27% e é projetado atingir 30% até 2025 (MME,2022).

Outro problema significativo é a ociosidade da rede elétrica. Com base na recente Consulta Pública 39 de 2022 realizada pela ANEEL sobre a TUST, foi evidenciado que cerca de 70% das linhas de transmissão estão operando com

capacidade de carga abaixo de 30%. Em outras palavras, na maior parte do tempo, essas linhas de transmissão estão subutilizadas (ANEEL, 2022).

A ociosidade reflete em uma baixa eficiência na utilização do Sistema Interligado Nacional, onde é possível identificar regiões que frequentemente enfrentam a necessidade de reduzir a geração de energia devido à falta de capacidade momentânea, enquanto outras regiões apresentam capacidade excedente não utilizada. Embora parte dessa ociosidade seja justificada pela necessidade de manter uma margem de segurança para garantir a confiabilidade do sistema, uma parte significativa desse problema se deve aos baixos fatores de capacidade das novas fontes de geração de energia renovável.

O descompasso entre a expansão da geração e da transmissão gera restrições na rede, afetando a operação do SIN. Além disso, usinas solares e eólicas não têm controle sobre o despacho de energia, levando a variações bruscas na potência gerada. Medidas são implementadas para lidar com esses problemas, muitas vezes sem apoio financeiro adequado (ONS, 2020). Isso inclui:

- 1) Limitar o despacho de geração durante períodos de restrição na rede, que podem durar dias ou mesmo meses. Para equilibrar os impactos variados nos diversos agentes, o governo optou por realizar leilões de capacidade de transmissão para estabelecer direitos de uso da rede.

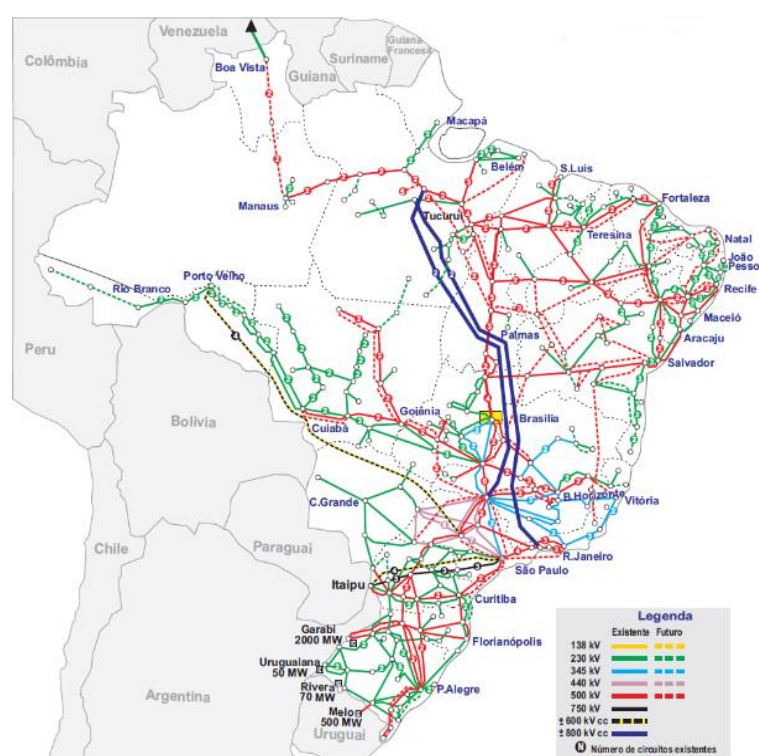
- 2) Estabelecer serviços auxiliares para controlar frequência, tensão, potência de reserva e acompanhamento de carga, a fim de mitigar a intermitência das fontes renováveis. A alocação e precificação desses serviços representam um grande desafio, e atualmente eles não são devidamente remunerados.

O sistema de transmissão desempenha um papel fundamental ao proporcionar condições ideais para a confiabilidade da operação e o fornecimento elétrico, além de oferecer flexibilidade suficiente para adaptar-se a diversas estratégias de implantação de novas centrais elétricas. Essas considerações tornaram-se ainda mais desafiadoras com a crescente integração de fontes variáveis não controláveis.

Até o momento, o Brasil, devido à sua extensa malha de transmissão e à predominância de geração hidrelétrica, tem enfrentado desafios para garantir uma margem adequada de escoamento da geração de novas fontes intermitentes. O planejamento da expansão do sistema de transmissão possibilita um equilíbrio entre diferentes parques de geração, diversas fontes e várias localidades, elevando assim a confiabilidade do sistema (EPE, 2020).

A figura 2 oferece uma representação visual da expansão atual do sistema de transmissão. Este recurso gráfico proporciona uma visão clara e detalhada das mudanças e desenvolvimentos em curso na infraestrutura de transmissão de energia. Analisar essa representação visual é essencial para compreender os avanços, desafios e aprimoramentos que estão moldando a configuração e eficiência do sistema de transmissão no contexto atual.

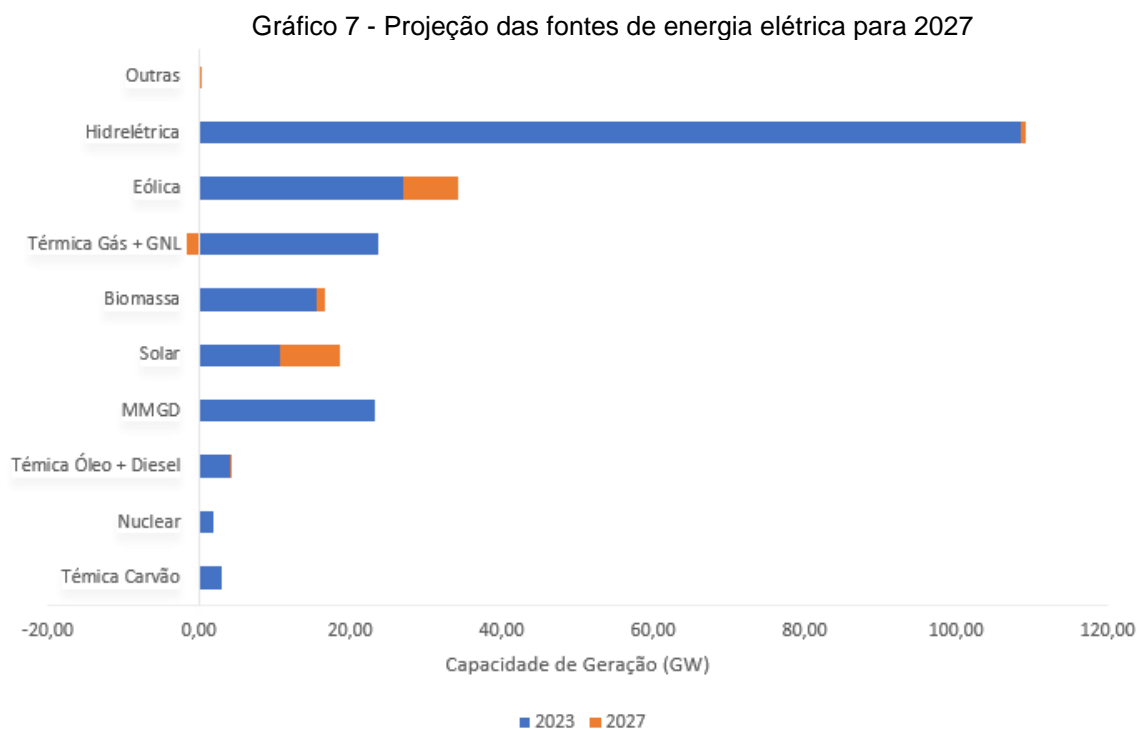
Figura 2 - Mapa do SIN



Fonte: ONS, 2023.

Nos próximos anos, prevê-se uma expansão significativa, com o aumento da capacidade de intercâmbio nos principais troncos de interligação do país (EPE, 2020).

Considerando as informações mencionadas anteriormente, de acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2032 (EPE, 2023), observa-se que há uma projeção de redução para investimentos em usinas térmicas a gás e de um aumento significativo na geração de energia elétrica, especialmente para determinadas fontes renováveis no Brasil, conforme evidenciado no gráfico 7.

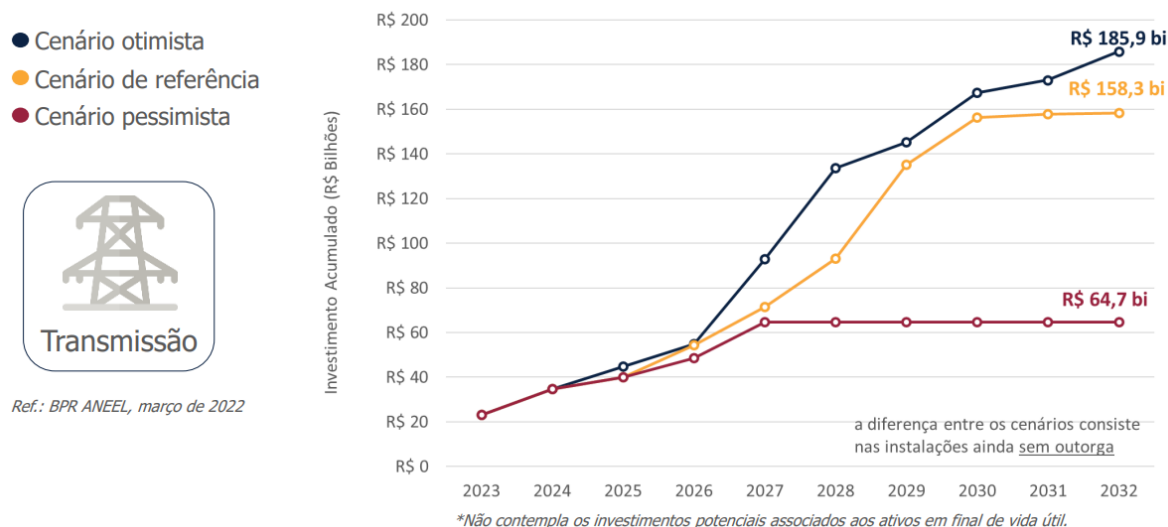


Fonte: Adaptado de EPE, 2023.

O setor elétrico brasileiro prevê expansão por meio de investimentos em geração e transmissão, organizados em leilões de concessões. O planejamento a longo prazo é crucial para atender a essa demanda, considerando aspectos econômicos e socioambientais. No entanto, obstáculos, especialmente relacionados a questões socioambientais, têm causado atrasos na implementação dos projetos, exigindo ação governamental para equilibrar interesses econômicos, sociais e ambientais.

O PDE 2032 aponta que os investimentos projetados para a expansão do sistema de transmissão de energia elétrica no país nos próximos anos indicam um aumento expressivo nos cenários realista e otimista, como ilustrado no gráfico 8.

Gráfico 8 - Projeção de investimento no sistema de transmissão



Fonte: EPE, 2023.

Essas projeções sinalizam um panorama promissor para o setor, destacando o potencial de crescimento tanto na geração quanto na infraestrutura de transmissão de energia elétrica no Brasil.

Essa situação ressalta a necessidade de um planejamento de expansão mais proativo, que antecipe oportunidades em locais com potencial para aumentar a capacidade de geração, a fim de minimizar desafios no escoamento da nova energia. A probabilidade de encontrar áreas com capacidade de transmissão excedente e outras com restrições substanciais aumenta significativamente devido a essa nova dinâmica.

Apesar dos significativos investimentos em geração renovável conectados à rede de transmissão, a rede de distribuição, devido à sua natureza tradicionalmente passiva de apenas distribuir energia, é mais impactada pela integração de geração renovável de pequena escala. Portanto, é crucial adotar uma visão mais flexível e adaptável para as redes de distribuição, buscando operações mais eficientes com recursos energéticos distribuídos.

Isso ressalta a importância de planejar e expandir adequadamente a infraestrutura de transmissão e distribuição para acomodar a penetração crescente de fontes de energia renovável. Uma consequência significativa da crescente penetração das fontes de energia renovável na rede elétrica é a operação desafiadora do sistema de transmissão. Isso ocorre devido à natureza variável e intermitente das fontes

renováveis, o que pode levar a flutuações na rede e à necessidade de desligamentos diários para evitar sobrecargas ou quedas de tensão, o que, por sua vez, aumenta o risco de redução na vida útil dos equipamentos.

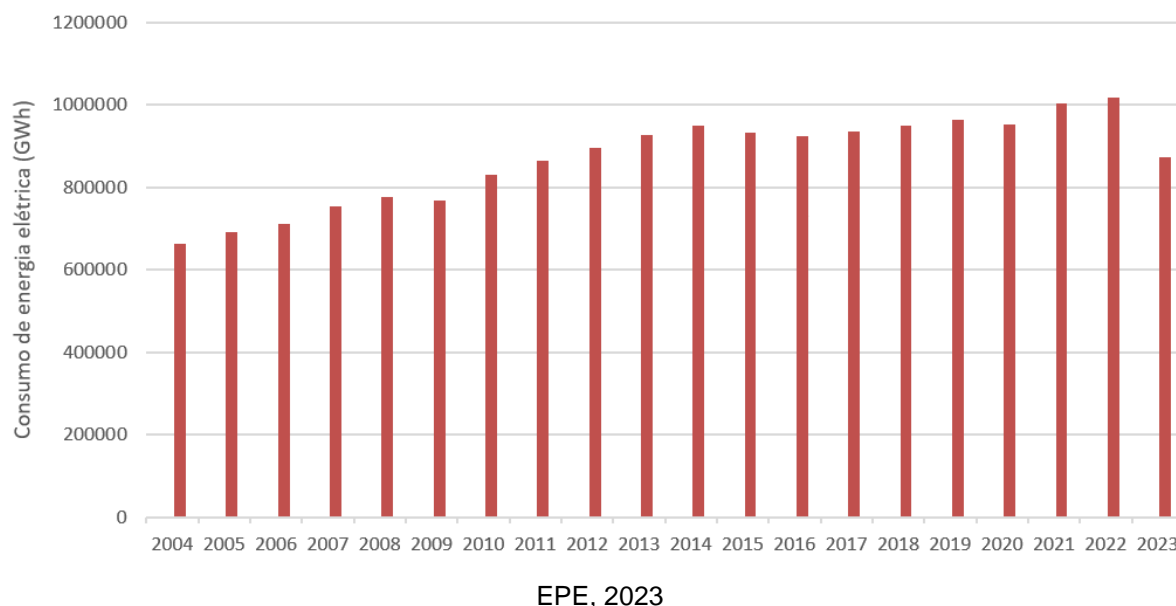
Assim, o setor elétrico brasileiro enfrenta desafios no âmbito da gestão e eficiência energética. É fundamental promover políticas e práticas que incentivem a eficiência energética, a redução do desperdício e o uso consciente da eletricidade. A implementação de programas de gestão de demanda, o estímulo à geração distribuída e a adoção de tecnologias inteligentes podem contribuir para uma melhor utilização dos recursos energéticos.

Diante desses desafios, é essencial que haja uma visão estratégica e uma abordagem integrada para o setor elétrico no Brasil. Isso inclui o fortalecimento da capacidade de geração de energia renovável, a melhoria da infraestrutura de transmissão e distribuição, a promoção da eficiência energética e a adoção de políticas regulatórias adequadas.

O setor elétrico brasileiro tem potencial para se tornar mais sustentável, resiliente e eficiente. Com investimentos adequados, inovação tecnológica e uma governança sólida, o Brasil pode enfrentar os desafios atuais e construir um setor elétrico robusto, capaz de fornecer energia de forma confiável e sustentável para o desenvolvimento do país.

Devido ao crescimento da demanda por energia, torna-se fundamental a discussão de propostas que auxiliem no equilíbrio entre a oferta de geração e o consumo de energia elétrica, garantindo maior confiabilidade ao sistema eletroenergético. O gráfico 9 exibe esse crescimento da demanda por energia elétrica. Os dados obtidos foram atualizados em outubro de 2023.

Gráfico 9 - Consumo por energia elétrica



Para enfrentar os desafios tais como, crescimento do consumo de energia e da oferta de geração frente à necessidade de um planejamento mais efetivo para expandir o sistema de transmissão, o país tem buscado implementar medidas para garantir a segurança e a sustentabilidade do setor elétrico, como a diversificação da matriz energética, o estímulo ao uso de fontes renováveis e a implementação de programas de gestão da demanda de energia. Além disso, a adoção de tecnologias mais avançadas e eficientes pode ajudar a melhorar a eficiência energética e reduzir o desperdício de energia elétrica, o que contribuiria para a segurança energética do país.

O equilíbrio de oferta e demanda de energia elétrica no Brasil até meados de 2017, consistia predominantemente em adicionar novas ofertas de geração frente à projeção do crescimento da demanda por energia elétrica realizada através de políticas de gerenciamento pelo lado da geração. Após esse período, surgiram iniciativas visando o gerenciamento pelo lado da demanda.

A seguir serão apresentados os tipos de gerenciamento pelo lado demanda. Esses mecanismos de gestão são aplicados por meio de programas em atendimento ao consumidor que equilibram a demanda de energia com a capacidade de geração, incentivam a eficiência energética, reduzem as emissões de gases do efeito estufa, facilitam a integração de energias renováveis, além de aprimorarem a segurança e confiabilidade do sistema elétrico.

## 2.4 Tipos de programas de resposta da demanda

Neste contexto, surge a importância do Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD), que propõe mecanismos de resposta da demanda para mitigar os impactos no planejamento da operação do sistema elétrico brasileiro. A viabilização desses mecanismos impacta diretamente no uso eficiente de energia, reduz o consumo de energia, diminui a geração necessária para atendimento à carga e conseqüentemente os custos operacionais de geração são reduzidos, uma vez que o custo de acionamento de alguns tipos de usinas é mais elevado.

O gerenciamento de energia pelo lado da demanda possibilita a diminuição global do consumo de energia, posterga a expansão da oferta de energia e permite a ampliação do sistema de transmissão de forma sustentável, equilibrando a oferta e a demanda de energia.

Esse gerenciamento é uma ferramenta para manter a estabilidade do sistema de energia pelo lado da demanda. A Federal Energy Regulatory Commission (FERC, 2021) define esses mecanismos como mudanças no uso de eletricidade e nos padrões normais de consumo em resposta às mudanças no preço da eletricidade ao longo do tempo, ou a pagamentos de incentivos para induzir um menor uso de eletricidade em momentos de preços altos no mercado ou quando a confiabilidade do sistema é comprometida.

O GLD desempenha um papel estratégico na melhoria da segurança e confiabilidade dos sistemas de energia, aliviando o desequilíbrio entre oferta e demanda de energia e promovendo a conservação de energia e redução de emissões. É uma ferramenta importante e estratégica no planejamento e operação dos sistemas de energia, sendo fundamental para a transição para uma matriz energética mais limpa, resiliente e eficiente.

A integração bem-sucedida do GLD nas políticas energéticas pode ter impactos positivos significativos tanto para a sustentabilidade quanto para a segurança do fornecimento de energia.

Considerando as aplicações do gerenciamento pelo lado da demanda, os tipos de programas podem ser classificados em duas principais categorias: baseados em incentivos e os baseados em modelos de tarifas (MULLER, 2016; ALBADI, EL-SAADANY, 2008; GOULART, 2015), conforme ilustrado na figura 3.



Figura 3 - Tipos de Programas de Resposta da Demanda



Fonte: Adaptado de ALBADI e EL-SAADANY, 2008.

Existem diferentes tipos de programas de resposta da demanda que visam incentivar os consumidores a reduzir ou deslocar o consumo de energia elétrica durante períodos de alta demanda ou restrição na oferta. Este trabalho reservará um capítulo para abordar os programas Piloto, Redução Voluntária da Demanda (RVD) e o Programa de Resposta da Demanda (D-1).

### 2.4.1 Programas baseados em incentivos

Os programas de resposta da demanda baseados em incentivos são estratégias utilizadas no setor elétrico para incentivar consumidores a ajustarem o seu consumo de energia em momentos específicos, muitas vezes em resposta a condições do sistema elétrico ou a variações nos preços da eletricidade. Esses programas utilizam incentivos financeiros, benefícios diretos ou recompensas para motivar os consumidores a participarem ativamente da gestão da demanda, especialmente em períodos de alta demanda ou emergências elétricas.

Os programas de resposta da demanda baseados em incentivos desempenham um papel fundamental na promoção de práticas sustentáveis no setor elétrico, estimulando a participação ativa dos consumidores. Um dos pilares desses programas é o oferecimento de incentivos financeiros significativos, como compensações financeiras, descontos na conta de energia, créditos ou outros

benefícios monetários, como forma de recompensar os consumidores por seu engajamento.

Esse modelo inovador de programa busca envolver os consumidores de maneira proativa, incentivando-os a adotar medidas específicas para reduzir o consumo quando solicitado pelo operador do sistema elétrico. Essas ações podem variar desde a diminuição temporária do uso de equipamentos elétricos até o deslocamento de determinadas atividades para horários fora do pico de demanda, contribuindo assim para a estabilidade do sistema.

A sinalização de oportunidades representa outra característica crucial desses programas. Os consumidores são informados sobre momentos específicos nos quais a rede elétrica enfrenta pressões, recebendo alertas por meio de aplicativos móveis, mensagens de texto ou outros canais de comunicação. Esses avisos capacitam os consumidores a reduzirem voluntariamente seu consumo durante períodos críticos, promovendo uma resposta eficaz à demanda.

Além de fornecer vantagens financeiras diretas aos participantes, os programas de resposta da demanda baseados em incentivos geram benefícios abrangentes para o sistema elétrico como um todo. Esses benefícios incluem a prevenção de sobrecargas na rede, a redução da necessidade de ativar usinas termelétricas mais dispendiosas e, muitas vezes, a diminuição da pegada ambiental, alinhando-se aos objetivos de sustentabilidade.

A flexibilidade de participação é uma característica distintiva desses programas, permitindo que os consumidores escolham a extensão de seu envolvimento. Essa adaptabilidade possibilita que os participantes ajustem seus comportamentos de consumo de acordo com suas necessidades e preferências individuais, contribuindo para uma abordagem mais personalizada e eficiente na gestão da demanda de energia. Em síntese, os programas de resposta da demanda baseados em incentivos são uma estratégia inovadora e abrangente que visa transformar a relação entre consumidores e o sistema elétrico, impulsionando a sustentabilidade e a eficiência energética.

Conforme sugere o nome, programas de resposta à demanda baseados em incentivos envolvem algum tipo de vantagem, geralmente financeira, quando se adere ao programa. Podem envolver descontos na conta ou no pagamento antecipado e outros benefícios a consumidores participantes. Caso o consumidor descumpra o

compromisso firmado, sofrerá sanções na forma de multa (ALBADI; EL-SAADANY, 2008).

Os programas baseados em incentivos se dividem em programas clássicos e programas relacionados ao mercado.

#### **2.4.1.1 Tipos Clássicos**

Os programas de incentivos clássicos incluem controle direto de carga e programas de carga interruptível. Nesses programas clássicos, clientes participantes recebem benefícios por sua participação, como crédito de energia para consumo ou desconto na fatura de energia (ALBADI; EL-SAADANY, 2008).

Voltado principalmente a clientes residenciais e pequenos clientes comerciais, nos programas de controle direto de carga, ou controle direto de consumo, o operador do sistema ou concessionária têm a permissão de desligar remotamente o equipamento participante em um curto espaço de tempo. Os equipamentos típicos controlados remotamente incluem condicionadores de ar, bombas e aquecedores de água.

Da mesma forma que os programas de controle direto de carga, os clientes que participam de programas interruptíveis recebem pagamentos de incentivos iniciais ou descontos de tarifas para cortes de cargas operados pelo sistema. A principal diferença está no processo de acionamento do corte. Nesse caso, o valor a ser reduzido é previamente definido, e deve ser acatado pelo consumidor. Para isso, o consumidor é solicitado através de um meio de comunicação estável previamente acordado, a reduzir seu consumo. Dependendo dos termos e condições do programa, os participantes que não atenderem às definições podem enfrentar penalidades.

#### **2.4.1.2 Relacionados ao Mercado**

Os programas de resposta à demanda relacionados ao mercado incluem programas de licitação por demanda, demanda de emergência, mercado de capacidade e de serviços ancilares. Nesses programas, os participantes são recompensados com dinheiro por seu desempenho, dependendo da quantidade de redução de carga durante condições críticas (ALBADI; EL-SAADANY, 2008).

Nos programas de licitação por demanda os consumidores licitam reduções de carga específicas no mercado atacadista. Caso a oferta esteja abaixo ou dentro do valor de mercado e inferior aos demais ofertantes, poderá ser aceita pela empresa. Quando uma oferta é aceita, o cliente deve reduzir sua carga pelo valor especificado no lance para que não sofra penalidades. Geralmente este programa é utilizado por grandes consumidores que preferem trabalhar com curvas de carga elásticas conforme processo de formação de preço do mercado.

Já em programas de demanda de emergência, os clientes participantes recebem incentivos pela redução de carga medida durante condições de emergência. Neste caso, a empresa prestadora de serviço remunera os clientes por redução da energia medida quando há necessidade de corte de carga. O valor desta redução é predeterminado a partir de estudos e limitado ao mínimo funcionamento de cada consumidor, no entanto a solicitação de redução se dá de forma emergencial.

Os programas de mercado de capacidade são direcionados aos clientes que podem se comprometer a fornecer reduções de carga pré-especificadas quando surgem contingências do sistema. Os participantes geralmente recebem aviso prévio de eventos e são penalizados se não responderem a pedidos de redução de carga.

Os programas de mercado de serviços ancilares permitem clientes a licitar o corte de carga no mercado como reserva operacional. Quando os lances são aceitos, os participantes recebem o pagamento para se comprometerem a ficar de prontidão e se for necessário reduzir carga.

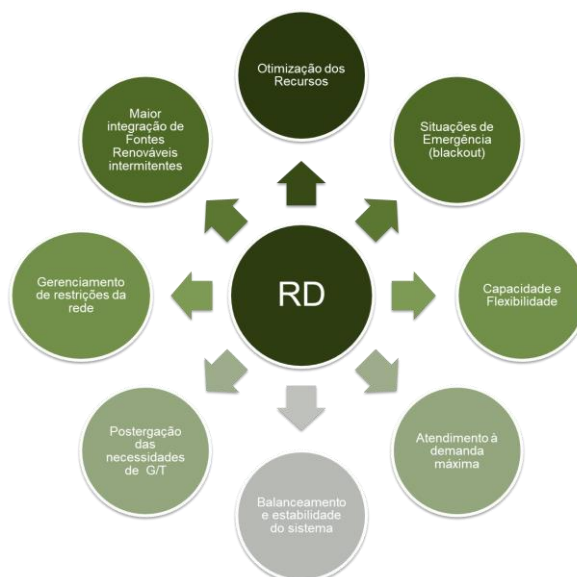
Os programas com base em incentivo são amplamente utilizados no mercado de energia internacional. Já no Brasil, são utilizados programas de resposta à demanda baseados em tarifa.

Os programas baseados em preços, ou tarifas, levam em consideração a dinâmica das tarifas de eletricidade. O objetivo desses programas é achatar a curva de demanda oferecendo um preço alto durante períodos de pico e preços mais baixos em períodos fora de pico. Essas taxas incluem tarifação de ponta, tarifação tempo real e período de uso. Programas deste tipo se baseiam na ideia de que os consumidores, frente ao preço da tarifa, modifiquem seu perfil de consumo (ALBADI; EL-SAADANY, 2008).

Esses são apenas alguns exemplos de programas de resposta da demanda, as características e a disponibilidade desses programas podem variar de acordo com a região, as políticas energéticas e as concessionárias de energia elétrica.

A Figura 4 destaca vários benefícios que os programas de Redução de Demanda trazem para a operacionalidade do Sistema Elétrico.

Figura 4 - Benefícios de Programas de Resposta da Demanda



Fonte: ONS, 2021.

## 2.4.2 Programas baseados em tipos de tarifação

Os programas de resposta da demanda baseados em tarifa se diferem dos baseados em incentivos por não preverem uma intervenção direta da concessionária de distribuição ou do operador do sistema. Pelo contrário, este tipo de programa fornece ao consumidor um sinal tarifário de forma que ele possa amoldar o seu padrão de consumo. O consumidor pode dar preferência à utilização da carga em horários em que a energia seja mais barata, ou mesmo desligar equipamentos em determinados horários, obtendo assim uma flexibilização da curva de consumo favorável para ambas as partes, mas sempre estando o consumidor no controle do seu próprio consumo.

### 2.4.2.1 Tarifação em tempo real

A Tarifação em Tempo Real, do inglês *Real Time Pricing* (RTP), é um mecanismo de gestão da demanda que se baseia nos mercados durante o período correspondente, refletindo o preço por hora estabelecido entre oferta e demanda no

mercado atacadista de eletricidade. Este modelo de tarifação se faz disponível para pequenos e médios consumidores, e nele as tarifas podem ser calculadas com base no horário do dia. Deste modo, os preços pagos pelos consumidores refletem as condições de oferta e demanda do sistema a cada espaço de tempo de acordo com o intervalo de precificação.

Como este modelo se refere a preços que variam durante o dia, ele retrata as reais condições do mercado de energia em determinado momento. Com esta tarifação, os consumidores têm a visibilidade da variação nos custos marginais durante o dia, podendo reagir e tomar decisões de acordo com os preços.

A tarifação em tempo real permite uma maior eficiência no uso da energia elétrica, reduzindo o consumo em horários de pico e, conseqüentemente, o investimento em infraestrutura para atender à demanda máxima. Além disso, a tarifação em tempo real também incentiva a utilização de fontes de energia renováveis e limpas, já que os consumidores têm a possibilidade de escolher o momento em que irão consumir energia elétrica.

No Brasil, a tarifação em tempo real ainda é pouco utilizada, mas vem sendo discutida como uma alternativa para garantir a segurança do sistema elétrico e incentivar a redução do consumo de energia elétrica em horários de pico. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) vem estudando a implantação de um sistema de tarifação em tempo real para o setor elétrico brasileiro, mas ainda não há uma data definida para a implementação desse modelo.

#### **2.4.2.2 Tarifação por Período de Uso**

A Tarifação por Período de Uso, do inglês *Time of Use* (TOU), é um modelo de gestão da demanda que considera diferentes períodos do dia, meses ou ano, oferecendo uma programação de tarifas para cada período. Essa tarifa reflete, idealmente, o custo médio de geração e transmissão durante esses períodos. Dessa forma, reflete custo mais elevado da energia, nos momentos em que a demanda do sistema é maior, estimulando a diminuição do consumo nestes períodos de maior uso do sistema elétrico.

Como tanto o perfil de carga quanto os custos são dinâmicos, as definições estáticas de período e preço podem ficar defasadas e devem ser atualizadas

regularmente. No Brasil, as tarifas verde, azul e branca são tipos de tarifa por período de uso (EPE, 2019).

Os consumidores que adotam medidas de eficiência energética durante os períodos de pico podem reduzir seus custos de energia elétrica, já que pagam tarifas mais baixas durante os períodos fora de ponta. Por outro lado, os consumidores que não conseguem reduzir seu consumo de energia durante os períodos de pico podem enfrentar custos mais elevados de energia elétrica.

### **2.4.2.3 Tarifação de Ponta**

A Tarifação de Ponta, do inglês *Critical Peak Pricing* (CPP), é um mecanismo de gestão da demanda que envolve uma combinação das modalidades RTP e TOU por apresentar preços de eletricidade mais altos quando o sistema se encontra em condições de contingência ou quando o custo da energia está mais elevado. Em contrapartida, os consumidores apresentam desconto sobre o valor da tarifa padrão durante as outras horas da estação ou do ano, para manter constante a receita total anual da concessionária de distribuição (EPE, 2019).

Essa modelo visa desestimular o consumo de energia elétrica nos horários de maior demanda, geralmente no período da tarde, quando a maioria das pessoas está em casa e empresas ainda estão em funcionamento.

Nessa modalidade, o preço da energia elétrica é mais caro durante um período específico do dia, geralmente entre 17h e 22h, por exemplo. Nos demais horários, a tarifa é mais barata, incentivando os consumidores a utilizarem a energia elétrica fora dos horários de pico.

Essa estratégia é adotada pelas concessionárias de energia elétrica para equilibrar a oferta e demanda de energia, evitando sobrecargas no sistema elétrico em horários de pico e reduzindo a necessidade de investimentos em infraestrutura para atender a essa demanda adicional.

Além disso, a tarifação de ponta pode ser vista como uma medida de estímulo à eficiência energética, já que incentiva os consumidores a adotarem medidas para reduzir o consumo de energia elétrica durante os horários de maior demanda, como por exemplo, utilizar aparelhos elétricos mais eficientes ou deslocar atividades que demandam maior consumo energético para horários fora do pico.

Dada a relevância dos benefícios proporcionados pelos programas de resposta da demanda, é pertinente ressaltar experiências internacionais que implementaram tais programas como recursos adicionais para fortalecer a operacionalidade do sistema elétrico.

## **2.5 Experiência Internacional**

Nos últimos anos, a participação ativa da demanda ganhou destaque em diversos mercados de energia elétrica globalmente. Isso ocorreu por meio da implementação de mecanismos de Resposta da Demanda (RD), que visam assegurar o fornecimento de eletricidade com qualidade, confiabilidade, eficiência econômica, segurança e sustentabilidade ambiental. Em muitos países desenvolvidos a resposta da demanda é considerada como um recurso disponível para a operação do sistema, independentemente da tecnologia aplicada.

Alguns países, que empregaram programas de resposta da demanda com o intuito de reduzir a carga durante picos de demanda em troca de incentivos financeiros, compartilham semelhanças com o Brasil, como a presença de fontes renováveis intermitentes e a busca pela segurança elétrica. No entanto, é importante reconhecer que as características específicas do modelo brasileiro podem influenciar a implementação desses programas. Para aprimorar o gerenciamento da demanda, torna-se essencial analisar experiências internacionais relacionadas ao conceito de resposta da demanda proposto para o Brasil. Vale ressaltar que as disparidades na matriz elétrica, no contexto socioeconômico e na regulamentação do setor elétrico variam consideravelmente entre os países.

### **2.5.1 Estados Unidos**

Com grande extensão territorial, os Estados Unidos da América (EUA) abrangem quatro regiões e nove divisões, de acordo com o censo (U.S. Census Bureau). As quatro regiões são Nordeste, Centro-Oeste, Sul e Oeste. As nove divisões são Nova Inglaterra, Meio Atlântico, Leste Centro-Norte, Oeste Centro-Norte, Estados do Atlântico Sul, Estados do Leste Centro-Sul, Estados do Oeste Centro-Sul, Mountain States e Pacific States. A figura 5 representa as divisões do território americano.





O gás natural tem sido cada vez mais utilizado como fonte de energia elétrica nos Estados Unidos. Ele é mais limpo que o carvão e amplamente disponível no país. e em 2023 foi responsável por cerca de 44% da capacidade de geração de eletricidade (BUTTEL, 2023).

Historicamente, o carvão foi uma das principais fontes de energia nos Estados Unidos. No entanto, seu uso tem diminuído nos últimos anos devido a preocupações ambientais e à concorrência com fontes de energia mais limpas. Em 2023, o carvão representou cerca de 17% da capacidade de geração de eletricidade nos EUA (BUTTEL, 2023).

A energia nuclear é uma importante fonte de energia elétrica nos Estados Unidos. Embora existam preocupações em relação à segurança e ao gerenciamento de resíduos nucleares, a energia nuclear ainda representa uma parcela significativa da capacidade de geração de eletricidade, com aproximadamente 8% em (BUTTEL, 2023).

As fontes de energia renovável têm experimentado um crescimento significativo nos Estados Unidos. Isso inclui energia hidrelétrica, energia solar, energia eólica, biomassa e geotérmica. Em 2023, a energia renovável representou cerca de 27% da capacidade de geração de eletricidade, sendo a energia eólica e solar as principais contribuintes para esse total.

Embora seja uma fonte renovável, a energia hidrelétrica é tratada separadamente, pois sua geração depende da disponibilidade de recursos hídricos. Em 2023, a energia hídrica representou aproximadamente 8% da capacidade de geração de eletricidade nos EUA.

De acordo com Buttel (2023), atualmente os EUA tem quase 1,3 milhão de megawatts de capacidade instalada de geração. A figura 5 mostra a capacidade de geração de eletricidade nos EUA.

O mercado de energia elétrica dos EUA envolve a participação de diversos setores nos programas de RD, como os setores industriais, comerciais e residenciais. Além disso, há grande utilização de medidores inteligentes que possibilitam ao usuário monitoramento do serviço de eletricidade que está sendo fornecido. Também contribuem para que a concessionária receba informações sobre o comportamento da demanda, e assim auxilia no planejamento. Dessa forma, estes dispositivos permitem, entre outras funções, reduzir os custos para as empresas de eletricidade e os usuários.

Segundo relatório da FERC (2021), de 2018 a 2019 o número de medidores inteligentes em operação nos EUA aumentou em cerca de 8 milhões de unidades, atingindo um total de 94,8 milhões, o que representa um aumento anual de 9%. Estes 94,8 milhões de medidores inteligentes em operação representam 60,3% dos 157,2 milhões de medidores nos EUA. Embora a taxa de utilização de medidores inteligentes varie de acordo com a divisão do censo e classe de cliente, as taxas estimadas de utilização destes dispositivos em todo o país para cada uma das classes de clientes residenciais, comerciais e industriais foram superiores a 50% em 2019.

Em 2019, as concessionárias da divisão do Atlântico Sul relataram mais de 21 milhões de medidores inteligentes em operação, enquanto as concessionárias das divisões Centro-Norte Leste, Pacífico e Centro-Oeste relataram mais de 14 milhões em uso destes medidores. Em relação às divisões Centro-Norte Leste, Centro-Sul, Pacífico, Atlântico Sul e Centro-Sul-Oeste as taxas de utilização de medidores inteligentes representam mais de 65% (FERC, 2021).

De acordo com o relatório da FERC (2021), reguladores estaduais em todo os EUA continuam apoiando propostas para implantação de medição inteligente e buscando diferentes abordagens para avaliar os benefícios e os custos das implantações destes dispositivos.

De 2019 para 2020 ocorreu uma diminuição de cerca de 4% dos recursos de demanda nos mercados atacadistas para um total de 30,8 MW. Apesar dessa diminuição nos totais de recursos de demanda, o potencial de recursos de demanda por atacado para atender às cargas de pico aumentou, como resultado da menor demanda de pico no ano de 2020 (FERC, 2021).

Conforme apresenta o relatório da FERC (2021), de 2018 para 2019, as inscrições de clientes em programas de resposta à demanda baseados em incentivos de varejo aumentaram em 1,1 milhão, enquanto as inscrições de clientes em programas de preços dinâmicos de varejo aumentaram em 1,7 milhão. Esses aumentos no cadastro de clientes representam aumentos percentuais anuais de 12% e 19%, respectivamente.

Em 2020, os EUA obtiveram uma participação em programas de RD em torno de 30,8 GW entre seus operadores do sistema, esse valor representa 6,6% da demanda de pico. Em 2019, o potencial total de redução da demanda nos EUA, para programas de RD no varejo girou em torno de 31 GW. Esse total, obteve a participação do setor residencial (28,6%), comercial (22,3%) e industrial (49,1%) (FERC, 2021).

No estado da Califórnia é utilizado o *Critical Peak Pricing* (CPP). Os dias de CPP (CPP Days) são dias com grande demanda de energia elétrica. Assim, a empresa participante é chamada a diminuir seu consumo de energia entre 14 horas e 18 horas. Nos meses de maio a outubro, há maior possibilidade de dias CPP, respeitando o limite de 18 ocorrências no decorrer de um ano (EPE, 2019).

Nestes dias, entre 14 e 18 horas o valor da energia elétrica fica muito superior à tarifa normal. Dessa forma, há um incentivo para se reduzir a demanda no período. De modo a compensar o alto preço da energia nesse período, durante as outras horas do ano o valor da energia elétrica é inferior à tarifa convencional. Atualmente, no estado da Califórnia, a tarifa CPP é a opção padrão para grandes consumidores de energia e voluntária para pequenos e médios negócios (EPE, 2019).

O programa vem apresentando bons resultados com diminuição na demanda máxima. Dessa forma há maior flexibilidade energética e menor gasto com despacho de térmicas no horário de ponta.

Outro modelo utilizado no estado da Califórnia é o de Interruptibilidade de Carga. Neste modelo os consumidores acordam em desligar grandes montantes de carga em determinado período do dia. Essa interrupção é geralmente ofertada por grandes consumidores que podem ter seu abastecimento interrompido pelo sistema. Os participantes recebem descontos em seu faturamento durante a operação normal, podendo ser remunerados quando houver o evento de interrupção.

## **2.5.2 Canadá**

O Canadá é um país de dimensões continentais e se divide politicamente e administrativamente em províncias e territórios. As dez províncias são: Alberta, Colúmbia Britânica, Manitoba, Novo Brunswick, Terra Nova e Labrador, Nova Escócia, Ontário, Ilha do Príncipe Eduardo, Quebec e Saskatchewan. Os três territórios são os Territórios do Noroeste, Nunavut e Yukon. Enquanto as províncias são responsáveis pela própria administração, os territórios são administrados pelo parlamento Canadense. Apesar dessas divisões, algumas regulamentações são aplicáveis em todas as províncias e territórios, sem que isto interfira na autonomia regional (CANADA, 2021). A figura 6 representa as divisões das províncias estabelecidas no Canadá.

Figura 6 - Divisão das províncias no território do Canadá



Fonte: Immi Canada, 2013.

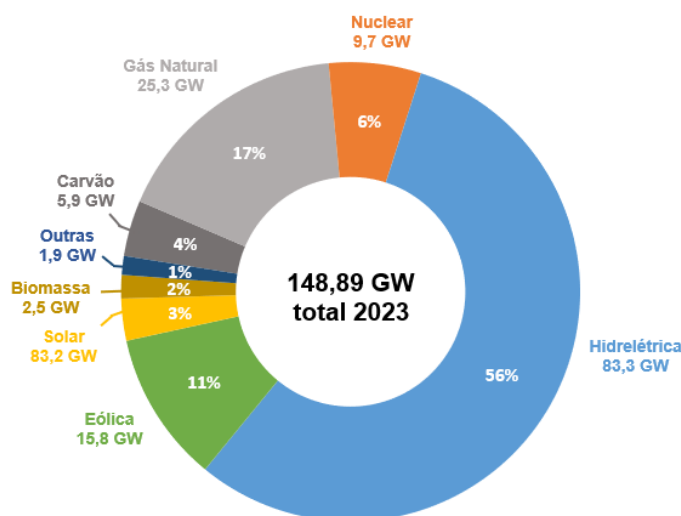
Além das características de dimensões territoriais, o Canadá se caracteriza por temperaturas extremas e invernos rigorosos, o que determina maior necessidade em relação ao isolamento e ao aquecimento das residências. De acordo com NRCan (2021), o principal uso energético nas residências canadenses em 2018 envolveu o aquecimento de ambientes (64%), seguido do aquecimento de água (18%). Deste modo, 82% da energia nas residências é destinada à calefação.

Deve-se ressaltar que entre as principais fontes energéticas do Canadá estão o óleo e derivados e o gás natural. Já em relação à matriz elétrica, a força da água é a principal fonte de energia renovável no Canadá para geração de eletricidade.

No Canadá, as principais fontes de energia variam de acordo com a finalidade (eletricidade, transporte, aquecimento) e a região específica do país.

O Canadá é reconhecido por seu vasto potencial de energia hidrelétrica conforme representado no gráfico 11. As usinas hidrelétricas são uma importante fonte de energia elétrica, uma parcela significativa da capacidade de geração do país.

Gráfico 11 - Matriz Elétrica Canadense em 2023



Fonte: Adaptado de NRCAN, 2023.

Em 2023, a energia hidrelétrica contribuiu com cerca de 56% da capacidade de geração de eletricidade no Canadá, sendo o terceiro maior país produtor de hidroeletricidade do mundo, atrás da China e do Brasil (NRCAN, 2023).

A energia nuclear é outra fonte importante de energia elétrica no Canadá. O país possui várias usinas nucleares em operação, fornecendo uma parcela substancial de sua capacidade de geração. Em 2023, a energia nuclear contribuiu com cerca de 6% da capacidade de geração de eletricidade (NRCAN, 2023).

O Canadá tem um grande potencial para a energia eólica devido à sua extensa costa e vastas áreas terrestres. A energia eólica tem crescido rapidamente nos últimos anos e se tornou uma das principais fontes de energia renovável do país. Em 2023, a energia eólica representou aproximadamente 11% da capacidade de geração de eletricidade no Canadá (NRCAN, 2023).

Embora seja mais utilizado para aquecimento e transporte, o gás natural também desempenha um papel na geração de eletricidade no Canadá. Em 2023, o gás natural contribuiu com cerca de 17% da capacidade de geração (NRCAN, 2023).

A biomassa, incluindo madeira e resíduos agrícolas, é uma fonte de energia renovável significativa no Canadá. A queima de biomassa e resíduos para a geração de eletricidade e calor é amplamente utilizada em algumas regiões do país. Em 2023, a biomassa e os resíduos representaram cerca de 2% da capacidade de geração de eletricidade (NRCAN, 2023).

Na província de Ontário, programas de redução da demanda despacháveis têm sido utilizados pelo *Independent Electricity System Operator* (IESO) desde 2012 para o mercado atacadista de energia (IESO, 2020).

Consumidores podem participar de programas ofertados no mercado atacadista, como o mercado de capacidade e o mercado de serviços ancilares. Tem se destacado o programa de mercado de capacidade, com a realização de leilões de resposta à demanda.

Em 2013 o Ministério de Energia de Ontario publicou seu Plano de Energia de Longo Prazo, que incentivou o desenvolvimento da Resposta da Demanda (RD) em Ontário e transferiu a responsabilidade dos programas de RD para o IESO com o objetivo de integrar os contratos existentes em um programa baseado no mercado (IESO, 2020).

A partir disso, o IESO criou o leilão de resposta da demanda. O leilão de RD adquire capacidade de resposta à demanda anualmente para dois períodos sazonais por ano. O IESO estabelece uma meta de capacidade para cada leilão de RD. Os participantes que liquidarem o leilão devem disponibilizar sua capacidade oferecendo-a no mercado de energia durante a janela de disponibilidade para receber pagamentos de disponibilidade (IESO, 2020).

Em dezembro de 2015 o IESO lançou seu primeiro leilão de RD, com cerca de 391 MW ofertados para redução de consumo no verão de 2016. Desde então, a capacidade em relação ao leilão de RD aumentou constantemente, com um total de 810 MW ofertados para o inverno de 2019/2020 (IESO, 2020).

Historicamente, a utilização de recursos de resposta à demanda tem sido pouco frequente. Desde que o programa teve início, em 2016, as cargas despacháveis ainda foram pouco utilizadas. Nesse mesmo período, os recursos de leilão de RD foram ativados apenas por um período de três horas no total, em julho de 2019.

Segundo o IESO (2020), é previsto que no curto prazo a ativação da resposta da demanda permaneça infrequente. No futuro, o IESO planeja expandir o leilão de RD em um leilão de capacidade mais abrangente que exige outras tecnologias para competir em condições de igualdade.

Em relação aos programas de resposta à demanda não despacháveis, o IESO calcula o preço por hora, que é cobrado dos grandes consumidores que participam do mercado, bem como das distribuidoras de energia. A partir do cálculo dos preços por horas, foi estabelecido em 2005 o *Regulated Price Plan* (RPP). Consumidores

residenciais, rurais e aqueles com baixo consumo de eletricidade podem adquirir energia conforme esse plano em duas versões, a *Time of Use* (TOU) e a *Tiered Pricing*.

A tarifa TOU é dividida em três períodos por dia – fora de ponta, ponta intermediária e ponta. A diferença de preços entre períodos reflete o custo médio de geração e transmissão durante essas horas. As horas destes três períodos são diferentes nos meses de verão e inverno de acordo com o padrão da curva de demanda das estações e do perfil das usinas despachadas.

O RPP oferece a TOU como tarifa padrão, e os consumidores têm a opção de optar pela tarifação convencional oferecida por outra fornecedora de varejo. Embora os consumidores tenham a opção de rejeitar esta tarifa, mais de 90% dos consumidores elegíveis continuam na TOU (EPE, 2019).

Para a província de Ontário, a tarifa TOU possibilitou a redução da demanda de ponta no verão em cerca de 3,6% no período antes de 2012, 2,27% em 2012, 2% em 2013 e 1,18% em 2014. Não houve diferenças significativas no consumo de energia no período de estudo, apenas o deslocamento do período de uso (IESO, 2016). Nos setores comerciais e industriais com demanda menor que 50 kW, a diminuição foi de menor que no setor residencial para demanda de ponta, devido à pouca flexibilidade para seu consumo de energia. Ainda assim, este setor teve diminuição no consumo global de energia (IESO, 2016).

De acordo com EPE (2019), o *Ontario Energy Board* (OEB) considerou as limitações da tarifa TOU implementada e autorizou o desenvolvimento de projetos-pilotos que permitem alterar as características da tarifa utilizada bem como ofertar aos consumidores novos tipos de tarifação dinâmica.

Entre estes projetos estão a tarifa TOU aprimorada que aumenta a relação de preços entre ponta e fora da ponta, a *Low Overnight* que estabelece um preço bastante baixo para o período da meia-noite às 6 da manhã e aumenta o preço na ponta, e a *Critical Peak Pricing* (CPP) que permite que os consumidores escolham entre três opções, pagando preço mais alto por quatro horas, sendo os clientes notificados antes de um evento de CPP (EPE, 2019).

Na província de Alberta programas de resposta da demanda são estudados e aplicados pelo Alberta *Electric System Operator* (AESO), órgão responsável pela operação do mercado e sistema elétrico da região, visando conferir eficiência ao mercado de energia.



Nesta província, a principal forma de participação formal dos recursos de demanda é através dos mercados de serviços ancilares. O AESO regulamentou a participação da demanda na prestação de serviços ancilares, por meio do mercado de reserva de operação, ou por meio do serviço de controle de frequência (EPE, 2019).

Serviços ancilares são os serviços prestados ao sistema para suportar as condições de transmissão de energia. São reconhecidos como serviços ancilares controle de frequência, reserva de potência, reserva de prontidão, suporte de reativos e auto restabelecimento. Geralmente esses serviços são prestados pelos agentes de geração, mas dependendo das instalações e nível de consumo, podem ser prestados também por consumidores. Nesse caso, programas de resposta da demanda são utilizados visando garantir a remuneração dos consumidores participantes.

### **2.5.3 Austrália**

A Austrália é um país de grande extensão territorial e se divide em seis estados: Nova Gales do Sul, Vitória, Queensland, Austrália do Sul, Austrália Ocidental e Tasmânia; e, em dois territórios: Território do Norte e Território da Capital Australiana. Há um governo nacional, conhecido como The Commonwealth e o governo dos seis estados que gerem o país em conjunto, enquanto os territórios possuem governos autônomos (AUSTRALIA, 2021). A figura 7 ilustra a divisão territorial da Austrália.

Figura 7 - Divisão territorial da Austrália

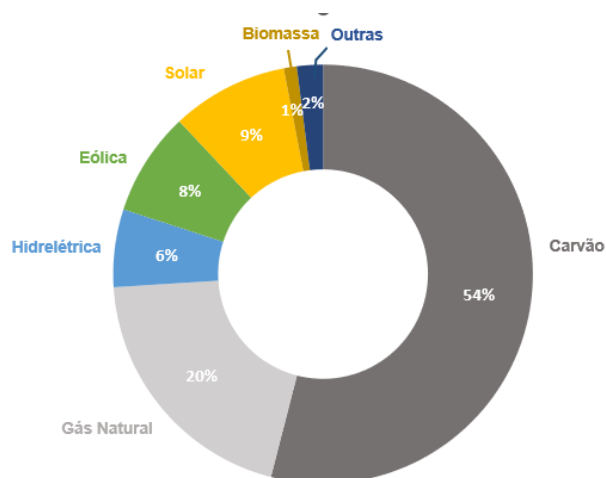


Fonte: EIA, 2022.

Na Austrália, as principais fontes de energia variam de acordo com a finalidade (eletricidade, transporte, aquecimento) e as características geográficas do país. O carvão e o gás representaram cerca de 70% da geração de eletricidade em 2021. Nos últimos anos, a geração de eletricidade proveniente de fontes renováveis teve um aumento de 10,5% em 2010 para 29% em 2021 (*CLEAN ENERGY REGULATOR, 2021*).

A matriz elétrica da Austrália é majoritariamente composta por fontes não renováveis, conforme evidenciado no Gráfico 12.

Gráfico 12 - Matriz Elétrica Australiana em 2021



Fonte: Adaptado de EIA, 2022.

O carvão tem sido historicamente a principal fonte de energia elétrica na Austrália. O país possui grandes reservas de carvão e uma indústria de mineração bem desenvolvida. No entanto, nos últimos anos, o uso do carvão tem diminuído devido a preocupações ambientais e ao aumento da participação de fontes renováveis. Em 2021, o carvão ainda representou cerca de 54% da capacidade de geração de eletricidade na Austrália (EIA, 2022).

A Austrália tem um grande potencial para a energia renovável devido ao seu clima ensolarado, vastas áreas de terra e abundância de recursos eólicos. Nos últimos anos, houve um rápido crescimento na capacidade de geração de energia renovável no país. As principais fontes de energia renovável incluem energia solar, energia eólica, biomassa e pequenas hidrelétricas. Em 2021, a energia renovável representou cerca de 27% da capacidade de geração de eletricidade na Austrália, e espera-se que essa participação continue a crescer (EIA, 2022).

O gás natural desempenha um papel significativo na matriz energética australiana, tanto na geração de eletricidade quanto no abastecimento de gás natural para aquecimento e indústrias. O país é um dos principais exportadores de gás natural liquefeito (GNL) do mundo. Em 2021, o gás natural representou cerca de 20% da capacidade de geração de eletricidade (EIA, 2022).

Embora a Austrália não possua grandes rios e montanhas adequadas para a energia hidrelétrica em larga escala, ainda existem algumas usinas hidrelétricas no país. Em 2021, a energia hidrelétrica representou cerca de 6% da capacidade de geração de eletricidade (EIA, 2022).

Além das fontes mencionadas acima, a Austrália também utiliza outras fontes de energia, como energia nuclear (que ainda não é amplamente utilizada) e energia importada de países vizinhos através de cabos submarinos. No entanto, essas fontes têm uma participação menor na capacidade de geração de eletricidade no país.

É importante observar que a Austrália tem buscado aumentar a participação de energias renováveis e reduzir a dependência do carvão para atender às metas de redução de emissões e promover a sustentabilidade ambiental. A matriz elétrica está em processo de transformação significativa à medida que o país busca realizar uma transição para uma matriz mais limpa e sustentável.

Ao longo dos anos, a Austrália tem investido em pesquisas relacionadas à resposta da demanda visando promover uma maior participação da RD em seu mercado de energia. Os esforços de aperfeiçoamento do mercado de energia são beneficiados com uma visão ampliada da flexibilidade da demanda para que o potencial da participação pelo lado da demanda seja mais eficiente.

No documento *Electricity Statement of Opportunities*, o operador australiano de energia – *Australian Energy Market Operator* (AEMO) estima-se que há aproximadamente 4,3 GW de potencial de flexibilidade da demanda no mercado de eletricidade australiano – *National Electricity Market* (NEM) (AEMO, 2020).

De acordo com relatório divulgado pela *Energy Synapse* (2020), verificou-se que varejistas e consumidores utilizam uma grande variedade de recursos pelo lado da demanda, como interrupções de processos industriais, ar-condicionado, água quente, armazenamento de bateria, bombas de piscina, veículos elétricos e outros.

A *Australian Energy Market Commission* (AEMC) publicou em 2020 uma determinação final de modo a impulsionar a RD no mercado atacadista do país (AEMC, 2020). O documento, que define o início do programa para outubro de 2021, tem como público-alvo grandes consumidores. Espera-se que a aplicação do programa traga benefícios como diminuição dos custos de energia e maior confiabilidade do sistema nos horários de pico de demanda (AEMC, 2020).

Entre as barreiras à resposta da demanda apontadas estão a baixa atratividade financeira aliada às incertezas em relação à receita, os custos de tecnologia e um baixo conhecimento da resposta da demanda, tornando a decisão de investimento mais desafiadora para os usuários de energia (ENERGY SYNAPSE, 2020).

A análise e compreensão de experiências internacionais na aplicação de programas de resposta da demanda são cruciais para o Brasil por diversas razões.

Primeiramente, essas experiências oferecem insights valiosos sobre as melhores práticas, desafios enfrentados e soluções inovadoras em contextos similares. Ao examinar casos bem-sucedidos em outros países, o Brasil pode identificar estratégias eficazes que se alinham com suas próprias metas e desafios no setor elétrico.

Além disso, a troca de experiências internacionais permite ao Brasil aprender com diferentes abordagens regulatórias, modelos de incentivo e formas de envolvimento dos consumidores. Essa aprendizagem mútua pode acelerar o desenvolvimento e a implementação de programas de incentivos no país, contribuindo para a construção de um sistema elétrico mais flexível, eficiente e sustentável.

Ao considerar as experiências de outros países, o Brasil tem a oportunidade de evitar obstáculos já enfrentados por eles, otimizando seus próprios programas e adaptando as estratégias para atender às especificidades do cenário brasileiro. Em última análise, a internacionalização do conhecimento nesse campo pode impulsionar o progresso do Brasil em direção a uma matriz energética mais resiliente, promovendo a segurança elétrica e a sustentabilidade ambiental.

Ao encerrar este capítulo, abrimos as portas para um mergulho mais profundo nas experiências de resposta da demanda no contexto brasileiro. Agora, exploraremos de maneira mais específica os programas implementados no Brasil, suas características distintivas e desafios. Analisar as práticas nacionais nesse campo nos permitirá compreender como as estratégias internacionais se traduziram em ações concretas em nosso país. Este próximo passo é essencial para consolidarmos uma visão abrangente sobre o papel desse mecanismo adicional de redução da demanda no SIN e como ele contribui para nossa busca por eficiência, sustentabilidade e resiliência. Vamos destacar as iniciativas específicas adotadas no contexto brasileiro para gerenciar a demanda de energia elétrica e promover uma abordagem mais sustentável e eficiente.

## **CAPÍTULO 3 – PROGRAMAS DE RESPOSTA DA DEMANDA NO BRASIL**

Para adentrar no cenário específico dos programas de resposta da demanda no Brasil, é imperativo compreender o conceito subjacente e seu relacionamento intrínseco com o mecanismo atualmente empregado na operacionalização do Sistema Elétrico Brasileiro: o Despacho Termelétrico. Este mecanismo é uma prática já consolidada, envolvendo a ativação de usinas termelétricas para suprir a demanda quando a geração renovável não é suficiente.

No entanto, emerge agora o Programa de Resposta da Demanda como um recurso adicional e alternativo ao despacho de usinas termelétricas. A Resposta da Demanda é definida como uma alteração no padrão de consumo dos usuários em resposta a determinados estímulos.

Ao introduzir esse conceito, abre-se um leque de possibilidades para a gestão da demanda de energia no país, proporcionando uma abordagem mais flexível e eficiente. Neste contexto, exploraremos não apenas os programas específicos implementados no Brasil, mas também o próprio mecanismo do despacho termelétrico. Esta introdução serve como alicerce para a compreensão das práticas, desafios e impactos dos programas de resposta da demanda no contexto brasileiro.

Além disso, é crucial considerar a questão ambiental, uma vez que a decisão de despachar termelétricas está intrinsecamente ligada à necessidade de atender à demanda elétrica do país. Essa dinâmica não apenas impacta a eficiência do sistema elétrico, mas também tem implicações significativas na emissão de gases poluentes na atmosfera, destacando a importância de estratégias sustentáveis ao abordar a demanda de energia.

### **3.1 Despacho termelétrico**

No Brasil, o despacho termelétrico é conduzido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), de acordo com as diretrizes e regulamentos do setor elétrico do país. Seu propósito é assegurar o fornecimento de energia elétrica quando as condições hidrológicas não são favoráveis ou não são suficientes para atender à demanda. O ONS, como responsável pela coordenação e despacho das usinas,

desempenha um papel crucial na operação e controle do sistema elétrico brasileiro, garantindo o equilíbrio entre a geração e o consumo de energia em todo o país.

Com base na Nota Técnica nº 012/2023-SRG-SRM/ANEEL de 16 de fevereiro de 2023 e no Relatório das Condições de Atendimento - Plano da Operação Energética 2022/2026 PEN 2022, o ONS realiza o planejamento da operação do sistema elétrico de curto, médio e longo prazo. Isso inclui a previsão da demanda de energia, a programação da geração das usinas e a coordenação da interligação entre as diferentes regiões do país.

O ONS, também, elabora a Programação Diária da Operação (PDO), que determina a geração esperada de cada usina, levando em consideração a previsão da demanda, restrições operativas e critérios de segurança. A PDO é baseada em modelos matemáticos e leva em conta a disponibilidade das usinas e as restrições de transmissão.

Com base na PDO, o ONS emite as ordens de despacho para as usinas geradoras. Essas ordens indicam a quantidade de energia que cada usina deve produzir em determinados intervalos de tempo. O despacho é realizado de forma centralizada pelo ONS, considerando critérios como custo, disponibilidade das usinas, segurança do sistema e prioridade para o uso de fontes renováveis.

O ONS monitora e controla a operação do sistema elétrico em tempo real. Por meio de um Centro de Operação, o ONS recebe informações sobre a geração das usinas, a demanda de energia, as condições das linhas de transmissão e outras variáveis relevantes. Com base nessas informações, o ONS realiza ajustes e tomada de decisões para garantir a estabilidade e a confiabilidade do sistema.

O Operador atua em estreita colaboração com os agentes do setor elétrico, como geradores, distribuidores e transmissores de energia. Existem regras e procedimentos estabelecidos para garantir a coordenação entre esses agentes e o ONS, permitindo a troca de informações necessárias para a operação eficiente do sistema.

É importante destacar que o ONS busca otimizar a operação do sistema elétrico, buscando o melhor aproveitamento dos recursos disponíveis, garantindo a confiabilidade do suprimento de energia e minimizando os custos operacionais. Essas ações são fundamentais para garantir o fornecimento de energia elétrica de forma segura e eficiente em todo o Brasil.

A tomada de decisão do despacho termelétrico leva em consideração diversos fatores, tais como:

1. O monitoramento constante da demanda de energia elétrica em todo o país, levando em conta as previsões de consumo, dados históricos e outros fatores relevantes.
2. Avaliação da disponibilidade das usinas termelétricas, considerando fatores como manutenção programada, indisponibilidade por falhas ou restrições operacionais.
3. O Custo de geração de cada usina térmica disponível. Geralmente, as usinas térmicas têm custos de geração mais altos do que as usinas hidrelétricas.
4. Avaliação da segurança e da estabilidade do sistema elétrico, levando em consideração aspectos como a confiabilidade das linhas de transmissão e a capacidade de intercâmbio de energia com outras regiões.

Com base nessas informações, o ONS toma as decisões de despacho termelétrico, acionando as usinas térmicas para a geração de energia quando necessário. As usinas termelétricas são despachadas em ordem crescente de custo de geração, ou seja, as usinas com custos mais baixos são acionadas primeiro, seguidas pelas de custos mais altos, de forma a minimizar os custos de operação.

É importante ressaltar que o despacho termelétrico é uma medida de curto prazo para atender à demanda de energia elétrica e garantir a operação segura do sistema. A utilização de usinas termelétricas é mais comum em períodos de seca, quando a geração hidrelétrica é limitada, ou em situações de falha ou restrições no fornecimento de energia de outras fontes.

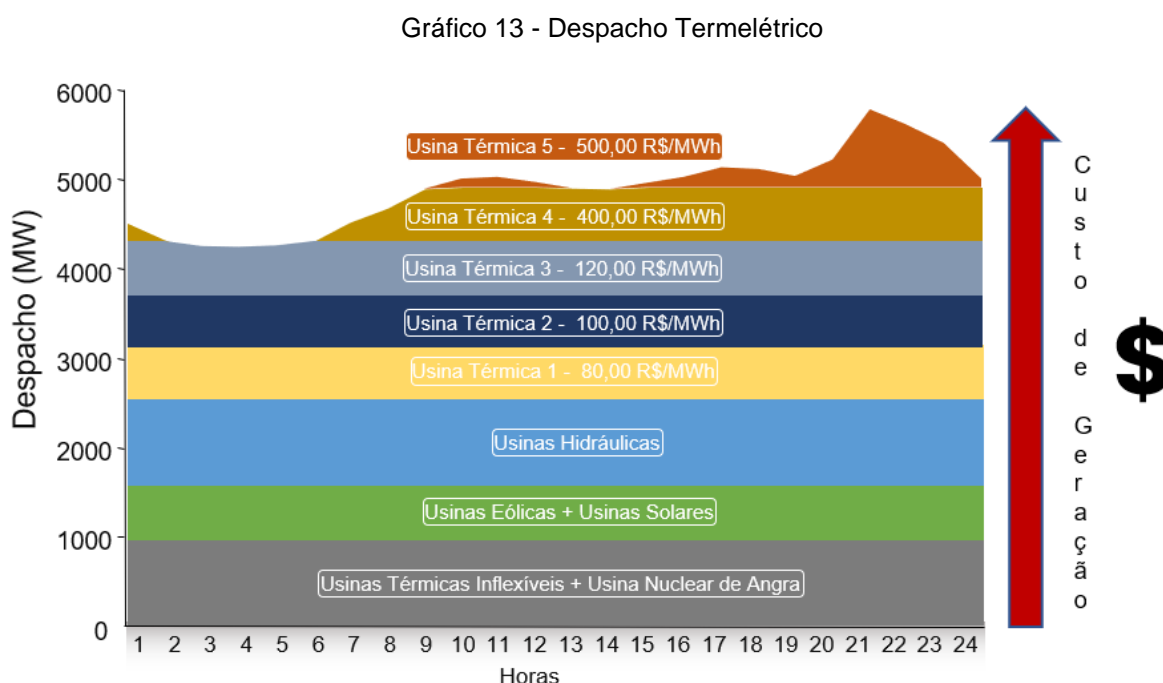
O ONS define a programação da operação do sistema elétrico e realiza o despacho das usinas térmicas por ordem de mérito semanalmente, de acordo com os resultados dos modelos de otimização (Dessem, Decomp e Newave) para atendimento da demanda de energia no país.

É crucial que haja uma programação e planejamento de curto e médio prazo para a operação eficiente do sistema de geração de energia no Brasil, visando atender à demanda de maneira econômica e aproveitando de forma ótima todos os recursos disponíveis.

O despacho termelétrico representado no gráfico 13 segue um critério chamado "merit order", ou seja, despacho pela ordem de mérito que leva em consideração



diversos fatores, como custo de geração, disponibilidade das usinas e demanda de energia. O despacho é realizado de forma a minimizar os custos operacionais e priorizar as usinas com menor custo de geração.



Fonte: Adaptado de ONS, 2023.

As usinas térmicas inflexíveis são aquelas que possuem uma capacidade de geração constante e não podem ajustar sua produção de acordo com as variações na demanda de energia. Elas são chamadas de "inflexíveis" porque sua operação não é facilmente ajustável para atender às flutuações de carga.

Diferentemente de usinas térmicas flexíveis, como as de ciclo combinado a gás natural, que possuem maior capacidade de modulação e podem ajustar sua produção de acordo com a demanda, as usinas térmicas inflexíveis operam em níveis constantes de geração. Isso pode ser devido a fatores como a tecnologia utilizada, restrições operacionais ou projetos específicos.

Essas usinas são geralmente mais adequadas para fornecer uma base constante de suprimento de energia elétrica, independentemente das flutuações da demanda. No entanto, sua falta de flexibilidade pode torná-las menos adequadas para atender variações rápidas ou significativas na demanda de energia.

É importante ressaltar que a transição para fontes de energia renovável, como a energia solar e eólica, pode reduzir a necessidade de usinas térmicas inflexíveis,

pois as fontes renováveis têm capacidade de ajustar sua geração de acordo com a disponibilidade de recursos naturais, como a luz solar e o vento.

As usinas hidrelétricas são a fonte principal de geração de energia no Brasil, essas usinas são despachadas de acordo com a disponibilidade dos recursos hídricos e as restrições operacionais.

As usinas termelétricas a gás natural são consideradas uma opção mais limpa e econômica em comparação com outras fontes termelétricas. Elas são acionadas quando há necessidade de aumentar a geração de energia.

As usinas termelétricas a óleo combustível são despachadas quando a geração de energia hidrelétrica e a geração a gás natural não são suficientes para atender à demanda.

As usinas termelétricas a carvão mineral são acionadas em casos de necessidade de maior geração de energia, especialmente em períodos de seca prolongada ou quando as outras fontes termelétricas não são suficientes.

As usinas termelétricas a biomassa, que utilizam resíduos de biomassa como bagaço de cana-de-açúcar, casca de arroz, entre outros, são despachadas conforme a disponibilidade desses resíduos e a demanda de energia.

O acionamento dessas usinas termelétricas é de acordo com a necessidade de suprimento da carga, de acordo com a ordem de mérito que leva em consideração alguns aspectos, entre eles, o Custo Variável Unitário (CVU) ser menor do que o Custo Marginal de Operação (CMO).

O CVU é um conceito fundamental no SEB que se refere ao custo dos combustíveis utilizados pelas usinas térmicas, bem como aos custos operacionais e de manutenção dessas usinas, que são despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). As usinas negociam seus contratos de energia no Ambiente de Contratação Regulado (ACR), e uma parte desse valor é destinada a cobrir as receitas fixas e variáveis.

A receita fixa é destinada a remunerar o investimento feito na construção ou ampliação da usina termelétrica, bem como os custos fixos, excluindo os custos decorrentes de ordens de despacho pelo ONS. Já a receita variável corresponde a todos os custos operacionais envolvidos no funcionamento da usina termelétrica, centralmente despachada pelo ONS.

Determinar o CVU é fundamental para realizar o despacho termelétrico, pois é a partir da obtenção do CVU que se estabelece a ordem de mérito econômico, ou o

empilhamento da ordem de mérito. O CVU é expresso em R\$/MWh, e quanto menor for o seu valor, maior será a probabilidade de ocorrer um determinado despacho termelétrico caso seja necessário.

Para atender a uma demanda adicional no Sistema Interligado Nacional (SIN), o valor do MWh de energia é correspondente ao Custo Marginal de Operação (CMO). O CMO é o custo do atendimento de uma unidade adicional de demanda no curto prazo, de modo a supri-la ao menor custo, levando em consideração a semana e o período de comercialização do respectivo submercado.

Com os resultados dos valores do CVU e CMO, o critério de despacho por ordem de mérito é obtido pela comparação desses valores em cada semana operativa. Caso o CVU seja maior que o CMO, a usina não é despachada, e se o CVU for menor que o CMO, a usina é despachada. Dessa forma, é possível realizar o despacho das usinas térmicas de maneira eficiente e econômica.

Por fim, compreender como as usinas são despachadas pelo Operador é essencial para discernir a relevância e a aplicabilidade do Programa de Resposta da Demanda na operação do sistema elétrico.

### **3.2 Programa Piloto de Resposta da Demanda**

O primeiro programa, ainda em caráter experimental, foi apresentado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em 2017, por meio da Resolução Normativa nº 792, que estabeleceu os critérios para a implantação e funcionamento de um Programa Piloto de Resposta da Demanda nos subsistemas Norte e Nordeste.

O programa de Resposta da Demanda foi idealizado para os consumidores previamente habilitados com o objetivo de reduzir o consumo de energia elétrica; em contrapartida, beneficiaria a modicidade tarifária dos consumidores finais, garantindo maior confiabilidade do sistema elétrico como recurso alternativo ao despacho termelétrico fora da ordem de mérito.

No Programa Piloto, o ONS elaborou uma rotina operacional provisória, documento que estabelece procedimentos referente aos critérios de participação dos consumidores e suas respectivas ofertas em atendimento ao despacho declarado no Programa de Resposta da Demanda.

Em parceria com o ONS, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) elaborou um procedimento e regras de comercialização provisórios para verificar o cumprimento do programa, a contabilização do montante e o ressarcimento aos consumidores que aderiram ao programa de Resposta da Demanda.

Conforme Relatório de Análise do Programa Piloto de Resposta da Demanda, publicado pelo ONS e CCEE em 2018, apenas dois consumidores aderiram ao programa, onde somente um deles realizou ofertas semanais de redução, porém sem o efetivo despacho pelo ONS. Esse relatório gerencial tinha como objetivo subsidiar estudos para a implantação, em caráter permanente, do programa de Resposta da Demanda.

De acordo com o mercado, a baixa adesão ao programa se deu devido a uma série de fatores, dos quais foram apontados: a metodologia do cálculo da linha base utilizada para validar e remunerar a redução; o tempo de retomada do padrão de consumo, após realização da redução de consumo, o que não permitia que o período de parada pudesse ser aproveitado para manutenções preventivas nas plantas industriais; a ampliação da aplicação do programa para todo o País e principalmente o próprio desconhecimento do que venha a ser “resposta da demanda”.

Com a modificação feita pela Resolução Normativa ANEEL nº 911/2020 na Resolução Normativa nº 792/2017, o Programa Piloto de Resposta da Demanda – PRD, que até então somente permitia a adesão de agentes na condição de consumidores livres, consumidores parcialmente livres e consumidores cujos contratos de compra de energia seguissem os preceitos estabelecidos no artigo 5º, da Lei nº 13.182/2015, conectados na rede sob supervisão do ONS, adimplentes no âmbito da CCEE, que, exclusivamente, estivessem nos subsistemas Norte e Nordeste, teve sua abrangência ampliada de forma a contemplar os consumidores de todos os subsistemas.

De acordo com a Resolução Normativa nº 792, de 28 de novembro de 2017:

“Art. 4º Poderão ser habilitados a participar do programa de Resposta da Demanda: (Redação dada pela REN ANEEL 911, de 21.12.2020)

I - os consumidores livres, consumidores parcialmente livres e consumidores cujos contratos de compra de energia seguem os preceitos estabelecidos no art. 5º da Lei nº 13.182, de 2015, conectados na rede de supervisão do ONS; ou (Redação dada pela REN ANEEL 911, de 21.12.2020)

II - agentes participantes da CCEE, na função de agregadores das cargas dos consumidores de que trata o inciso I.

§ 1º Os consumidores parcialmente livres poderão participar da Resposta da Demanda até o limite equivalente à parcela livre do seu consumo.

§ 2º Os interessados no programa de Resposta da Demanda deverão formalizar pedido ao ONS e celebrar Contrato de Prestação de Serviços Ancilares temporário, caso sejam habilitados.”

Em 2021, fomentado por uma forte campanha, em torno do programa, realizada pela ABRACE, CCEE, ANEEL e ONS, o número de participantes saltou de dois para doze. Ao longo desse período, as Resoluções Normativas ANEEL nº 849/2019, 866/2019, 887/2020 e 938/2021 ampliaram o prazo de vigência da Resolução Normativa nº 792/2017 que instituiu o Programa Piloto de Resposta à Demanda.

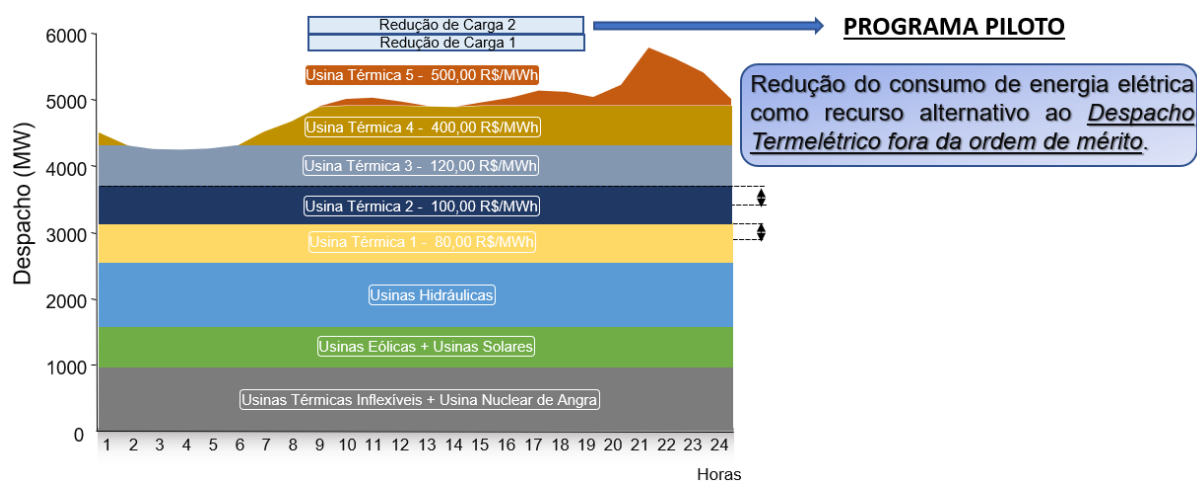
O programa de Resposta da Demanda estabeleceu critérios e condições para a redução do consumo de energia elétrica por consumidores previamente habilitados, como alternativa ao despacho termelétrico fora de ordem de mérito. O programa piloto foi inicialmente estabelecido com duração de cerca de 18 meses, no entanto, sua vigência foi prorrogada quatro vezes, permanecendo em vigor até 27 de junho de 2022. O ONS e a CCEE produziram relatórios para subsidiar estudos para a implantação do programa, definindo conceitos, procedimentos e regras de comercialização. Participaram do programa os consumidores livres, parcialmente livres e os cujos contratos de compra de energia seguem os preceitos estabelecidos na Lei 13.182/2015 e os agentes participantes da CCEE, na função de agregadores. Os interessados formalizavam o pedido ao ONS e celebravam Contrato de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA) temporário.

O ONS definia mensalmente a grade horária para despacho de redução da demanda e os participantes habilitados entregavam semanalmente suas ofertas de preços e quantidades para a semana operativa seguinte. As ofertas eram realizadas em dois horizontes, o aviso de acionamento era feito até as 18:00 do dia anterior ao despacho (D-1), e intradiário (D-0), que permitia o acionamento até as 9:00 do mesmo dia do despacho, podendo ser despachadas dentro de uma grade horária no dia, pré-definida pelo ONS mensalmente.

O gráfico 14 ilustra a aplicação do Programa Piloto como recurso alternativo ao despacho termelétrico fora da ordem de mérito, ou seja, consiste em acionar usinas

termelétricas, mesmo não sendo as mais econômicas, em situações críticas para garantir o suprimento de energia.

Gráfico 14 - Despacho Termelétrico baseado no Programa Piloto



Fonte: Autor, 2023.

As ofertas de redução de consumo consistiam em intervalos de uma, duas, três, quatro ou sete horas de duração, com volume padrão de 1 MW e no mínimo 5 MW, o preço era definido em R\$/MWh.

Essas ofertas de redução eram recebidas pelo ONS na semana anterior à semana em que ocorreriam os despachos e a confirmação da disponibilidade da oferta deveria ser feita no dia anterior ao despacho pelo consumidor. Durante a etapa de programação diária da operação, o ONS avaliava se as ofertas recebidas de redução substituiriam o montante da geração termelétrica fora da ordem de mérito, reduzindo impactos como os custos para a operação. Em seguida, o ONS indicava os despachos de redução de demanda no Programa Diário de Produção (PDP) para o dia seguinte.

O Programa Piloto de Resposta da Demanda tinha como objetivo reduzir o custo total de operação do sistema elétrico por meio da redução remunerada das cargas industriais. De acordo com a norma proposta, o ONS só despacharia a redução da demanda quando o custo da operação com as ofertas vencedoras do programa for inferior a 90% do custo da operação com despacho termelétrico fora da ordem de mérito. Isso significa que, financeiramente, o programa deve reduzir o Encargo de Serviço do Sistema (ESS) em pelo menos 10%, o que resultaria em uma economia para os agentes que arcam com os custos dos despachos termelétricos.

### 3.3 Programa de Redução Voluntária da Demanda

Em 2020, o Brasil enfrentou uma das maiores crises hidrológicas da história, com chuvas abaixo da média e queda no nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas. Isso levou o Ministério de Minas e Energia (MME) a adotar medidas emergenciais para garantir o fornecimento de energia, como a implantação do programa de Redução Voluntária da Demanda (RVD).

O Programa RVD estabeleceu diretrizes para a oferta de redução voluntária da demanda de energia elétrica, de mesmo viés do programa Piloto de Resposta da Demanda, o programa foi estabelecido por meio da Portaria Normativa nº 22/GM/MME de 23 de agosto de 2021. A oferta foi utilizada pelo ONS e deliberada pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) como recurso adicional para atendimento ao SIN. O programa abrangeu os consumidores livres conectados ao SIN de todos subsistemas e que estivessem adimplentes junto à CCEE.

De acordo com a Portaria Normativa Nº 22/GM/MME, de 23 de agosto de 2021:

“Art. 2º Poderão participar da oferta de RVD os seguintes agentes:

I - consumidores de que tratam os arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e o art. 26, § 5º, da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e consumidores cujos contratos de compra de energia seguem os preceitos estabelecidos no art. 5º da Lei nº 13.182, de 3 de novembro de 2015; e

II - agregadores, sendo os agentes consumidores, comercializadores e geradores responsáveis por agregar e centralizar as cargas dos consumidores de que trata o inciso I.

§ 1º Os consumidores parcialmente livres poderão participar da oferta de RVD até o limite equivalente à parcela livre do seu consumo.

§ 2º Os participantes da oferta de RVD de que trata o inciso I deverão possuir unidades consumidoras modeladas na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

§ 3º Poderão participar do disposto nesta Portaria consumidores modelados sob agentes varejistas.

§ 4º Somente poderão participar da oferta de RVD os agentes que estejam adimplentes junto à CCEE, conforme documentos provisórios de que trata o art. 13.” (BRASIL, 2021, p. 1).”

A partir dessas diretrizes definidas, os consumidores e agregadores ofertavam voluntariamente reduções de consumo de energia elétrica para o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que utilizou essas reduções como recurso adicional para atender ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Os consumidores participantes da oferta de RVD foram aqueles previstos nas leis de energia elétrica e os agregadores, que são responsáveis por agregar e centralizar as cargas dos consumidores.

No RVD não era necessário a celebração de CPSA e não era considerado apenas uma alternativa ao despacho termelétrico fora da ordem de mérito como era no Programa Piloto, mas sim um recurso adicional para a operação do SIN. Este novo mecanismo, de caráter conjuntural, permitiu que o setor industrial e grandes consumidores reduzissem voluntariamente a demanda de energia elétrica nos períodos de alto consumo, no entanto, com a flexibilização de diversos requisitos exigidos pelo Piloto da ANEEL. As ofertas consistiam em lances mínimos de 5 MW para cada hora de duração da oferta, com duração de quatro e sete horas, discretizados no padrão de 1 MW, e preço definido em R\$/MWh, por dia da semana e identificação do Submercado da oferta. O acionamento das ofertas de redução dos agentes participantes da RVD era realizado apenas para o dia seguinte, não havendo acionamento intradiário. O ONS recebia essas ofertas com até um mês de antecedência ao seu início, com horizonte de um a seis meses sua vigência, conforme procedimentos descritos em Rotina Operacional Provisória.

O ONS elaborava estudos e definia o período em que as ofertas eram aceitas cada mês, a fim de atender a necessidade do sistema, conforme estabelecido na Portaria, a fim de possibilitar a compensação da carga deslocada, desde que indicada no momento da oferta. As ofertas de redução da demanda de energia eram consideradas pelo ONS por período determinado, dentro do prazo ofertado e aceito pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), após confirmação diária por parte do agente ofertante, considerando a otimização do custo total de despacho do sistema e a segurança operativa.

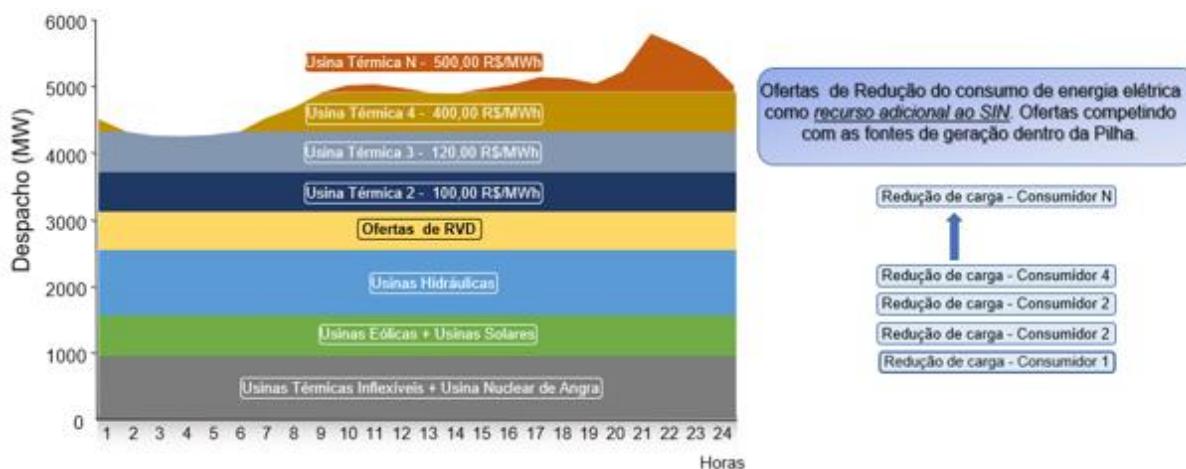
O montante de redução ofertado era apurado mensalmente pela CCEE, considerando a diferença, em base horária, entre uma linha base e o consumo verificado da carga participante da oferta de RVD.

A linha base de consumo, caracterizada nos termos da Portaria, é a referência da média horária, das medições registradas na CCEE em determinados dias da semana, em período anterior à data de RVD.

O gráfico 15 simula as ofertas de redução obtidas no programa emergencial de Redução Voluntária da Demanda (RVD). Ofertas de redução como recurso adicional ao despacho termelétrico do SIN.



Gráfico 15 - Despacho Termelétrico baseado no Programa RVD



Fonte: Autor, 2023.

Em setembro de 2021, o CMSE aprovou a utilização de 442 MW em ofertas de redução de consumo pelo ONS na operação do SIN, com destaque para a participação do setor de metalurgia. Além desse setor, outros segmentos também participaram, como produção de minerais não-metálicos, químicos, extração de minerais, alimentos, madeira, papel e celulose, serviços e veículos. De acordo com a EPE, o programa contribuiu com aproximadamente 600 MW médios para o sistema.

Os agentes participantes que efetuaram a redução do consumo foram remunerados via Encargos de Serviços do Sistema (ESS), caso atendessem os requisitos para a redução.

O recebimento de novas ofertas no programa de RVD foi suspenso pelo ONS em novembro de 2021 devido à melhora na situação hídrica do país. Esse recebimento não foi retomado até o fim da vigência do programa em 30 de abril de 2022.

### 3.4 Programa Estrutural (D-1)

Dadas a experiências anteriores, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em 2022, estabeleceu um programa estrutural de Resposta da Demanda. Esse programa é considerado uma evolução do Programa Piloto estabelecido em 2017, com o objetivo de promover a redução da demanda de energia elétrica no dia seguinte, por meio de ofertas confirmadas por agentes consumidores que atendam

aos requisitos e condições estabelecidos pela ANEEL. Vale ressaltar que a denominação "D-1" refere-se à confirmação da oferta de redução no dia anterior ao despacho, caracterizando um avanço significativo nesse mecanismo em atendimento a operação de curto prazo.

Além disso, o ONS recebeu autorização para liderar um projeto-piloto, Programa de Disponibilidade, visando à contratação de disponibilidade de resposta da demanda em um produto com características de longo prazo.

Basicamente, o programa D-1 permite que os consumidores participem ativamente do gerenciamento da demanda de energia elétrica, fornecendo ofertas de redução de demanda em horários específicos do dia seguinte. Essas ofertas são confirmadas pelos consumidores e, caso sejam aceitas pelo operador do sistema elétrico, resultam em uma redução da demanda e, conseqüentemente, em uma redução da necessidade de geração de energia elétrica.

O programa D-1 é considerado uma importante ferramenta de gestão da demanda de energia elétrica no Brasil, uma vez que contribui para a modicidade tarifária, aumenta a confiabilidade na operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) e ajuda a equilibrar a oferta e a demanda de energia elétrica em períodos críticos (ONS/ANEEL, 2022).

A resolução 1.030 tem como objetivo consolidar atos regulatórios relacionados a diversos aspectos do setor elétrico, incluindo o programa de Resposta da Demanda, a prestação de serviços ancilares, a restrição de operação de usinas eólicas, o mecanismo de realocação de energia e a contabilização financeira de energia elétrica.

Além disso, a resolução define a Linha base de consumo como a média horária das medições registradas em determinados dias da semana, antes do despacho de redução da demanda, e a melhoria como a instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalações de geração de energia elétrica. Também, são apresentados o procedimento e a regra de comercialização provisórios, elaborados pela CCEE para apuração do cumprimento da entrega do produto, contabilização do montante e ressarcimento devido à participação do programa de Resposta da Demanda. Por fim, a resolução define o reforço como a substituição de equipamentos ou adequação de instalações pertencentes à central geradora, motivada por alterações na configuração do sistema elétrico ao qual a usina está conectada e recomendada pelo ONS.

A Resolução, ainda, estabelece os procedimentos e critérios para apuração e pagamento de restrição de operação por Constrained-off de usinas eólicas, além de definir o montante de energia elegível, a valoração e as condições de pagamento para os participantes do Mecanismo de Realocação de Energia do custo do deslocamento da geração hidrelétrica decorrente de geração termelétrica que exceder aquela por ordem de mérito e de importação de energia sem garantia física. Por fim, a resolução aborda o Excedente Financeiro e das Exposições Financeiras na contabilização de energia elétrica no âmbito da CCEE.

Alguns critérios são importantes e devem ser atendidos para aplicação da resolução, como o autorrestabelecimento integral e parcial, que se referem à capacidade de uma central geradora de sair de uma condição de parada total para uma condição de operação, independentemente de fonte externa para alimentar seus serviços auxiliares, contribuindo para o processo de recomposição do sistema elétrico. Além disso, a resolução define o controle primário e secundário de frequência, o despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa, a linha base de consumo e a melhoria, que se refere à instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalações pertencentes a uma central geradora. Por fim, a resolução define os Procedimentos e regras de comercialização provisórios, um documento elaborado pela CCEE para apuração do cumprimento da entrega do produto, contabilização do montante e ressarcimento devido à participação do programa de Resposta da Demanda, e o reforço, que se refere à substituição de equipamentos ou adequação de instalações pertencentes a uma central geradora, recomendada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e motivada por alteração da configuração do sistema elétrico.

A Resolução regulamenta a participação de consumidores no programa de Resposta da Demanda, com o objetivo de reduzir o consumo de energia elétrica em momentos de alta demanda no Sistema Interligado Nacional (SIN), visando aumentar a confiabilidade do sistema elétrico e reduzir os custos tarifários. A resolução define termos como rotina operacional provisória, Sistema Especial de Proteção (SEP) e suporte de reativos, que são importantes para a implementação do programa.

A Resolução Normativa nº 1.040 altera a Resolução Normativa nº 1.030, de 26 de julho de 2022, que estabelece, dentre outros, os critérios e as condições do programa da Resposta da Demanda. O programa estrutural é uma medida adicional

que pode ser utilizada pelo Operador para atender às necessidades do Sistema Interligado Nacional de forma mais eficiente e com menor custo.

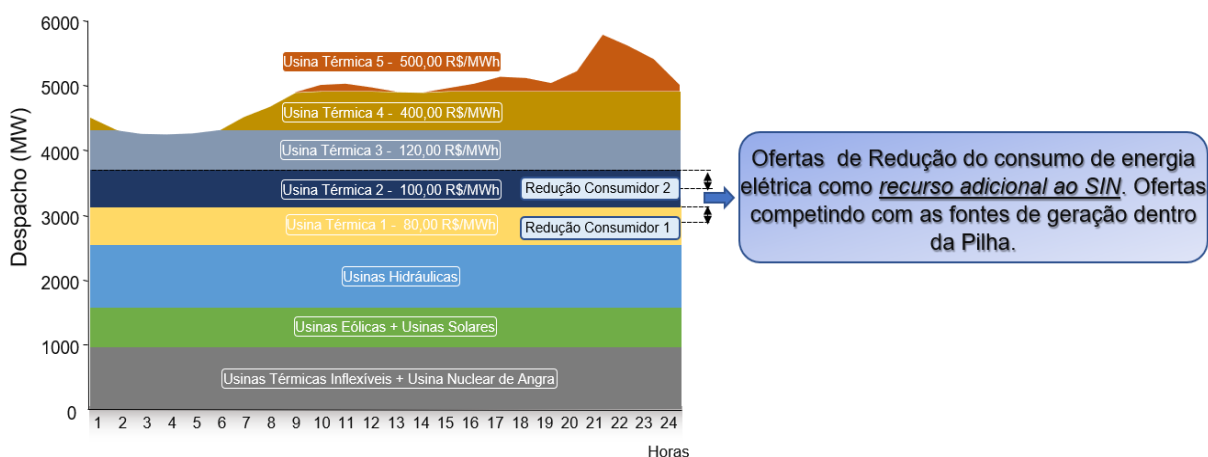
A Resolução Normativa ANEEL nº 1.040 de agosto de 2022, consolida diversos atos regulatórios relacionados ao programa de Resposta da Demanda, prestação de serviços auxiliares e adaptação de instalações de geradores, restrições de operação de usinas eólicas, alocação de energia elétrica para os participantes do Mecanismo de Realocação de Energia, importação de energia elétrica sem garantia física, e as finanças de exposição na contabilização de energia elétrica pela CCEE.

O programa consiste em incentivar os consumidores de energia elétrica a reduzir seu consumo durante momentos de alta demanda, quando o sistema elétrico está mais sobrecarregado e vulnerável a falhas. Para isso, a ANEEL estabelece critérios e condições para que consumidores, agregadores e agentes varejistas possam participar do programa.

Segundo a Resolução, os participantes habilitados devem formalizar seu pedido ao ONS, disponibilizar os dados necessários para monitoramento do despacho e oferecer ofertas de preços e quantidades para a semana operativa seguinte. As ofertas consistem em produtos horários com duração de 4 até 17 horas, lotes com volume mínimo 5 MW para cada hora de duração da oferta, discretizados no padrão de 1 MW, preço em R\$/MWh, dia da semana e identificação do submercado da oferta, com aviso prévio no dia anterior ao despacho.

O gráfico 16 ilustra o despacho termelétrico baseado no Programa de Resposta da Demanda (D-1), ofertas de redução como opção à operacionalidade do sistema elétrico para a programação diária do dia seguinte.

Gráfico 16 - Despacho Termelétrico baseado no PRD



Fonte: Autor, 2023.

O ONS é responsável por definir a programação e efetuar os acionamentos do Programa de Resposta da Demanda, observando os requisitos para atendimento da demanda do SIN e a minimização do custo total da operação, considerando inclusive as ofertas de preço para manutenção da Reserva de Potência Operativa (RPO). As penalidades por descumprimento da entrega do produto deverão ser definidas nos Procedimentos e Regras de Comercialização e contemplar o não recebimento da remuneração pelo não cumprimento da entrega do produto, e em caso de reincidências, suspensão da participação do agente no Programa de Resposta.

Portanto, a resolução estabelece uma série de procedimentos e regras que devem ser seguidos pelos participantes do Programa de Resposta da Demanda, visando garantir a confiabilidade do sistema elétrico e a modicidade tarifária dos consumidores finais.

Ademais, a resolução autoriza o ONS a disponibilizar produtos adicionais de resposta da demanda, desde que haja autorização específica da ANEEL e em ambiente experimental.

A modicidade tarifária é um termo utilizado no setor elétrico para descrever a política de preços aplicada às tarifas de energia elétrica. Essa política tem como objetivo garantir tarifas acessíveis e razoáveis para os consumidores, incentivando o uso eficiente da energia elétrica e promovendo a competitividade no setor.

No Brasil, a modicidade tarifária é uma das diretrizes estabelecidas pela ANEEL, que regula e fiscaliza o setor elétrico. A ANEEL busca promover a modicidade tarifária por meio de medidas como a realização de leilões para a contratação de

energia elétrica a preços competitivos, a revisão periódica das tarifas para adequação aos custos efetivos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, e a adoção de políticas de incentivo à eficiência energética.

A modicidade tarifária é importante para o setor elétrico porque tarifas elevadas podem prejudicar o desenvolvimento econômico e social do país, além de afetar a competitividade das empresas e a qualidade de vida da população. Por outro lado, tarifas muito baixas podem comprometer a sustentabilidade financeira das empresas do setor elétrico, comprometendo o investimento em infraestrutura e na melhoria da qualidade do serviço prestado. Portanto, a modicidade tarifária busca encontrar um equilíbrio entre esses dois objetivos, garantindo tarifas justas e sustentáveis para todos os envolvidos.

A confiabilidade do sistema elétrico é essencial para garantir a disponibilidade e a qualidade do serviço prestado aos consumidores finais. Para isso, é necessário investir em infraestrutura, manutenção e operação dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, além de adotar medidas para prevenir e corrigir falhas e interrupções no fornecimento de energia.

Porém, esses investimentos podem gerar aumento nos custos da energia elétrica, o que pode afetar a modicidade tarifária dos consumidores finais. Por isso, é preciso buscar um equilíbrio entre a confiabilidade do sistema elétrico e a modicidade tarifária, a fim de garantir um serviço de qualidade a preços acessíveis para a população.

Dessa forma, a confiabilidade do sistema elétrico e a modicidade tarifária são objetivos complementares e igualmente importantes, que devem ser considerados em conjunto para garantir um setor elétrico eficiente e sustentável.

De acordo com a Resolução Normativa nº 1.040, de 30 de agosto de 2022:

“Art. 4º Poderão ser habilitados a participar do programa de Resposta da Demanda:

I - consumidores livres, consumidores parcialmente livres e consumidores cujos contratos de compra de energia seguem os preceitos estabelecidos no art. 5º da Lei nº 13.182, de 2015, conectados na rede de supervisão do ONS, ou fora da rede de supervisão desde que disponibilizem ao ONS os dados

para monitoramento do despacho, conforme definido em Procedimentos de Rede;

II - agregadores, sendo agentes da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE nas categorias de consumidores, comercializadores e geradores, responsáveis por agregar e centralizar as cargas dos consumidores de que trata o inciso I; ou

III - consumidores de que trata o inciso I modelados sob agentes varejistas.

§ 1º Os consumidores parcialmente livres poderão participar da Resposta da Demanda até o limite equivalente à parcela livre do seu consumo.

§ 2º Os interessados no programa de Resposta da Demanda deverão formalizar pedido ao ONS conforme definido em Procedimentos de Rede.”

### **3.5 Programa de Disponibilidade**

Em 30 de agosto de 2022, o Operador Nacional do Sistema Elétrico foi autorizado por meio da Resolução Autorizativa (REA) – ANEEL nº 12.600 a realizar um projeto-piloto para a disponibilidade de contratação de resposta da demanda no âmbito do Programa de Resposta da Demanda, regulamentado pela Resolução Normativa nº 1.030. O projeto-piloto terá duração de até dois anos, contados a partir da data de vigência da resolução.

Para a prestação do serviço, é necessário que o participante seja selecionado em um processo competitivo conduzido pelo ONS e assine um contrato específico de energia com duração de até um ano. A assinatura do contrato habilita o participante a receber uma receita fixa, de acordo com o seu lance no processo competitivo, em contrapartida à disponibilização para a prestação da redução da demanda.

Os parâmetros mínimos para a prestação do serviço incluem o número mínimo e máximo de despachos por período, tempo entre o aviso do despacho e início da entrega do produto, duração do produto e penalidades por descumprimento dos despachos. O ONS pode definir parâmetros adicionais nas Rotinas Operacionais Provisórias. O valor dos parâmetros necessários para o serviço deve ser definido pelo ONS em cada edital do processo competitivo de contratação. O ONS deve considerar tanto os requisitos operacionais quanto a necessidade de fomentar a competição no procedimento concorrencial na definição da quantidade total a ser contratada para o produto. O preço-teto do processo competitivo será definido pelo ONS em cada edital, considerando as necessidades operacionais do SIN e os custos das usinas termelétricas do país.

O edital do programa deve ser submetido a processo de participação social conduzido pelo ONS antes da sua publicação, cujo resultado deverá ser consolidado e divulgado pelo ONS em relatório específico. A definição dos parâmetros de contratação deve ser baseada em estudo técnico elaborado pelo ONS e divulgado no

processo de participação social. O ONS deve encaminhar o edital do processo competitivo para avaliação da ANEEL após a realização do processo de participação social e antes da sua publicação.

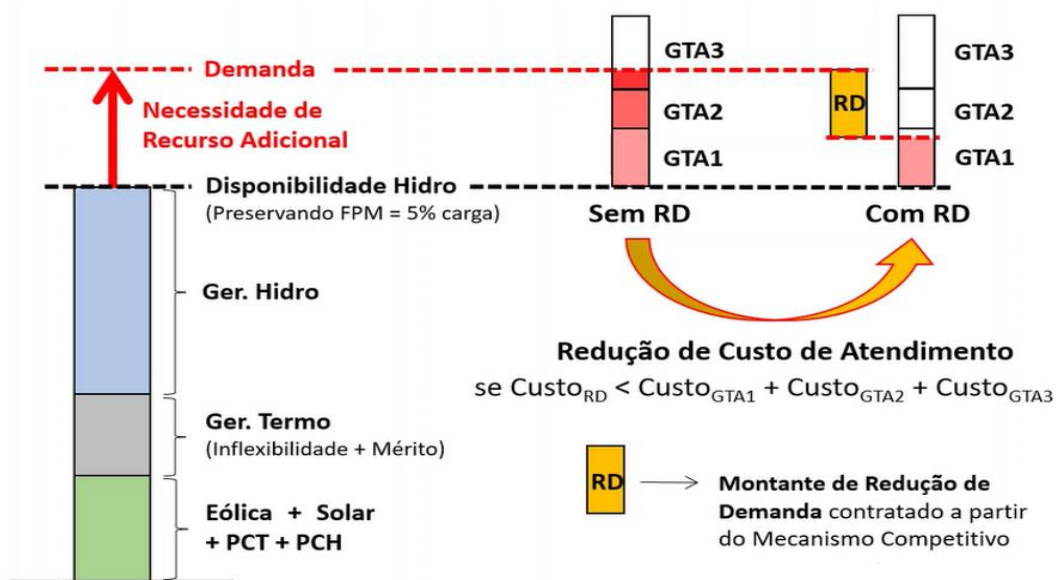
As penalidades por descumprimento nas entregas das ofertas de redução, nomeada como Produto por Disponibilidade, deverão ser definidas pela CCEE nos Procedimentos e Regras de Comercialização provisórios e, contemplar ressarcimento referente à receita fixa recebida associada a não entrega do produto, além de multa, e em caso de reincidências, suspensão da participação do agente no programa de Resposta da Demanda.

A remuneração do Programa de Disponibilidade ou Produto por Disponibilidade será composta por duas parcelas, uma parcela será receita fixa e outra parcela variável liquidada ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), quando da entrega do produto (O PLD é um indicador utilizado no Mercado Livre de energia elétrica para representar o valor de referência para a comercialização da eletricidade no Mercado de Curto Prazo). O ONS e a CCEE devem encaminhar à ANEEL as Rotinas Operacionais Provisórias, os Procedimentos e as Regras de Comercialização Provisórias, para avaliação da Agência, antes da operacionalização do produto de Resposta da Demanda.

Conforme ilustrado na figura 8, o mecanismo competitivo atua diretamente no custo atrelado à operação do sistema realizado por meio do despacho termelétrico para suprimento da demanda. Um dos principais fatores levados em consideração é o preço do



Figura 8 - Despacho Termelétrico baseado no Produto de Disponibilidade



Fonte: ONS, 2023

Por fim, a figura 9 oferece uma visão gráfica dos tipos de Programas de Resposta da Demanda abordados anteriormente, resumindo as características e estratégias adotadas para operacionalizar cada um desses mecanismos.

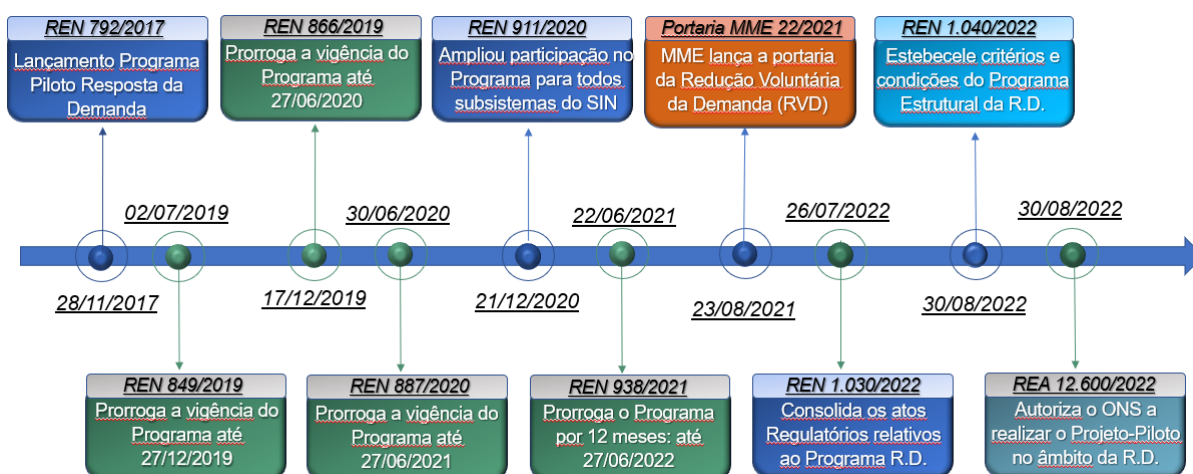
Figura 9 Comparativo dos Programas De Resposta da Demanda

	Programa Piloto Resposta da Demanda	Redução Voluntária da Demanda (RVD)	Programa Resposta da Demanda D-1 (Estrutural)	Programa Resposta da Demanda Disponibilidade
Contrato de energia	SIM	NÃO	NÃO	SIM
Requisitos de Supervisão, Comunicação e Controle	SIM	NÃO	NÃO	NÃO
Abrangência	Consumidores livres conectados à Rede de supervisão do ONS – Norte e Nordeste	Consumidores livres conectados ao SIN – Todos subsistemas	Consumidores livres conectados ao SIN – Todos subsistemas	Agregadores e Consumidores livres conectados ao SIN – Todos subsistemas
Tipo de Produto	Recurso Alternativo ao Despacho Termelétrico fora da Ordem de Mérito	Recurso Adicional ao SIN	Recurso Adicional ao SIN	Recurso Adicional ao SIN
Duração dos Produtos	1,2,3,4 e 7h	Dois produtos de 4h e Dois produtos de 7h	4h até 17h	4h até 17h
Validação	Para o dia seguinte/ <u>Intradária</u>	Para o dia seguinte	Para o dia seguinte	Para o dia seguinte
Periodicidade das Ofertas	Semana seguinte	Mês seguinte	Semana seguinte	Janela de atendimento e nº de acionamentos
Aprovação	ONS	CMSE (mensal) e ONS (dentro do mês)	CCEE (mensal) e ONS (dentro do mês)	ONS

Fonte: Adaptado de ONS 2022.

Para uma melhor compreensão da evolução do processo que culminou em dois mecanismos de redução incentivada da demanda, a Figura 9 apresenta uma linha do tempo desde a concepção do programa em 2017, inicialmente como um Programa Piloto de Resposta da Demanda. Este programa passou por diversas contribuições e aprimoramentos, incorporando experiências adquiridas no programa emergencial RVD. Posteriormente, sua estruturação e autorização foram implementadas pela REN 1.040/2022, resultando no Programa D-1, enquanto a REA 12.600/2022 deu origem ao Produto por Disponibilidade.

Figura 10 - Evolução do Programa de Resposta da Demanda



Fonte: Autor, 2023.

Após uma minuciosa exploração dos diversos programas de resposta da demanda, delineando suas características e aplicações no contexto nacional, direciona-se agora o olhar para uma análise comparativa. No próximo capítulo, será apresentada uma avaliação criteriosa, tecendo inferências e destacando aprendizados a partir das experiências internacionais apresentadas neste trabalho. Ao confrontar os programas implementados no Brasil com esses casos globais, busca-se contribuições para aprimorar ainda mais a eficácia e a adaptabilidade das estratégias de gestão da demanda de energia elétrica.

## **CAPÍTULO 4 – PERSPECTIVAS E DESAFIOS PARA O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

Este capítulo analisa resultados obtidos por países que aplicaram mecanismos de Resposta da Demanda para aprimorar a operacionalidade de seus sistemas elétricos. Além disso, por meio de inferências, apresenta potenciais e benefícios que esses programas podem oferecer no contexto específico do Brasil.

As experiências internacionais, analisadas nesse trabalho, exploraram a aplicação de programas de redução da demanda, incluindo investimento em fontes renováveis, como a diversificação da matriz energética e adoção de tecnologias eficientes. Nesse contexto, o Brasil pode se beneficiar de uma preparação abrangente na implementação de programas, incluindo o fortalecimento de fontes renováveis, a diversificação da matriz elétrica e o investimento em tecnologias eficientes.

No Setor Elétrico Brasileiro, a necessidade constante de ajustes em seus programas, para otimizar sua eficácia e abrangência, exigirá sempre uma postura de adaptação e ação continuada frente aos diversos desafios, variáveis e mudanças decorrentes, com avaliações permanentes e ajustes necessários para a operação de um sistema elétrico todo interligado.

A cooperação internacional é mencionada como valiosa para a troca e assimilação de experiências e melhores práticas. A inspiração nos sucessos e desafios enfrentados por outros países pode enriquecer a abordagem local. Seguramente, o Brasil deve considerar e estabelecer parcerias e colaborações internacionais para aprender com as experiências de outros países, mesmo antes da implementação efetiva de seus programas no segmento elétrico.

Todos os países destacam a importância da transição para fontes mais limpas e renováveis como parte integrante da estratégia para redução de emissões e promoção da sustentabilidade. O Brasil, com sua matriz elétrica predominantemente renovável, pode continuar enfocando o desenvolvimento e a integração de fontes renováveis como parte fundamental da estratégia global de resposta à demanda.

O uso de tecnologias avançadas, como dispositivos de medição inteligente e tarifas dinâmicas, é destacado como uma prática eficaz na gestão da demanda. O Brasil pode explorar a implementação de tecnologias avançadas, adaptando-as às

suas características locais, para otimizar o controle e a eficiência do consumo de energia.

A matriz elétrica dos EUA é majoritariamente baseada em fontes não renováveis, com destaque para o gás natural e o carvão. Isso sugere um esforço maior para diversificar a matriz e reduzir a dependência de fontes não renováveis.

Frente a essa composição, o país tem acelerado seus investimentos e apostado no crescimento das energias renováveis, com ênfase em eólica e solar, visando sua maior diversificação.

Os Estados Unidos, também, têm implementado programas de eficiência energética, indicando um compromisso com a redução do consumo global de energia por meio de práticas mais eficientes.

A gestão da demanda é enfatizada como uma estratégia estabelecida, destacando o uso de dispositivos de medição inteligente. Dados levantados mostram que mais de 94 milhões desses dispositivos foram instalados e apoiados por reguladores estaduais.

Outros programas implementados, como o modelo de *Critical Peak Pricing* (CPP) na Califórnia, ressaltam resultados positivos, revelando que iniciativas específicas em nível estadual podem ter impactos significativos.

Essas medidas destacam que os Programas de Resposta da Demanda nos EUA atingiram 30,8 GW em 2020, representando 6,6% da demanda de pico. Isso indica uma abordagem ativa para gerenciar a demanda em períodos críticos.

Os EUA demonstram uma ampla abordagem para enfrentar desafios energéticos, incorporando uma variedade de fontes e implementando programas abrangentes de eficiência e gestão da demanda.

Por outro lado, o Canadá apresenta uma matriz elétrica diversificada, refletindo a ênfase nas fontes renováveis, especialmente hidrelétrica e eólica, demonstrando compromisso com a sustentabilidade. A energia proveniente de hidreletricidade é dominante, contribuindo com cerca de 56% da capacidade de geração em 2023.

O Canadá implementou programas de resposta à demanda em Ontário, onde o *Independent Electricity System Operator* (IESO) realiza leilões para adquirir capacidade de resposta à demanda. O Canadá, também, reconhece a importância desses programas para garantir a estabilidade do sistema elétrico, principalmente em períodos de alta demanda.

Os resultados dos programas de resposta à demanda em Ontário são mencionados, indicando que, historicamente, a ativação da resposta à demanda tem sido infrequente. No entanto, há planos para expandir esses programas, tornando-os mais abrangentes e inclusivos de diferentes tecnologias. Essa abordagem reflete uma adaptação contínua para otimizar a eficácia dos programas de resposta à demanda.

As tarifas dinâmicas em Ontário, como a *Time of Use* (TOU) e a *Critical Peak Pricing* (CPP), visam incentivar a redução de consumo durante períodos de alta demanda. A análise dos impactos dessas tarifas, especialmente a TOU, na redução da demanda de ponta é apresentada, destacando a resposta diferencial nos setores residencial, comercial e industrial.

Na província de Alberta, onde programas de resposta da demanda são estudados e aplicados pelo Alberta Electric System Operator (AESO), a participação formal dos recursos de demanda ocorre nos mercados de serviços ancilares, com ênfase na regulação desses serviços para garantir a remuneração adequada aos participantes.

O Canadá adota, ainda, uma abordagem abrangente e adaptativa para a gestão da demanda de energia. A diversificação da matriz elétrica, o investimento em fontes renováveis e a implementação de programas de resposta à demanda refletem o compromisso do país com a sustentabilidade e com a estabilidade do sistema elétrico. Numa análise crítica, pode-se destacar uma ação contínua de ajustes e expansões nos programas para otimizar sua eficácia e abrangência.

Já a matriz elétrica da Austrália, é predominantemente composta de fontes não renováveis. Apesar disso, há uma notável crescente contribuição de fontes renováveis, como solar, eólica, e hidrelétrica, que representaram 27% da capacidade de geração em 2021.

A Austrália tem investido em pesquisas relacionadas à resposta da demanda, visando promover uma maior participação da Resposta da Demanda (RD) em seu mercado de energia. A *Energy Synapse* (2020) reporta uma variedade de recursos utilizados pelo lado da demanda, como interrupções de processos industriais, ar-condicionado, armazenamento de bateria, veículos elétricos, entre outros. A *Australian Energy Market Commission* (AEMC) publicou uma determinação final em 2020 para impulsionar a RD, com o programa almejando grandes consumidores e iniciando em outubro de 2021.

O programa de Resposta da Demanda na Austrália enfrenta algumas barreiras, como baixa atratividade financeira, incertezas em relação à receita, custos de tecnologia e baixo conhecimento sobre o tema. Estes desafios refletem a complexidade envolvida na implementação bem-sucedida de programas de resposta à demanda.

No entanto, a menção de uma estimativa de 4,3 GW de potencial de flexibilidade da demanda indica um reconhecimento do papel significativo que a resposta da demanda pode desempenhar na gestão do sistema elétrico.

A Austrália vem buscando aumentar a participação de energias renováveis e reduzir a dependência do carvão para atender às metas de redução de emissões. Essa transição é crucial para promover a sustentabilidade ambiental.

Realizando uma visão abrangente da matriz elétrica da Austrália, é possível destacar seus desafios e esforços para incorporar fontes renováveis e promover a resposta da demanda. O país parece estar comprometido com uma transição mais sustentável e os programas em andamento, indicam um reconhecimento crescente da importância da flexibilidade da demanda no sistema elétrico.

Ao comparar essas experiências internacionais com o Brasil, país com matriz elétrica majoritariamente renovável, nota-se a importância de investimentos na diversificação e fortalecimento de fontes, como solar e eólica. A adaptação de programas internacionais, inspirada em iniciativas de sucesso, e a consideração de características locais, como a variabilidade climática, são cruciais.

O Brasil, mesmo em fase de estruturação de programas de resposta da demanda, pode aprender muito com experiências internacionais bem-sucedidas. A preparação abrangente, cooperação internacional, foco em fontes renováveis e uso de tecnologias avançadas são elementos valiosos nesse contexto. A busca por uma matriz mais sustentável e eficiência energética alinha-se perfeitamente com os objetivos globais.

Em síntese, a análise das experiências internacionais e sua aplicação ao contexto brasileiro destacam a importância da adaptação contínua, da colaboração global e do investimento em fontes renováveis para enfrentar os desafios em evolução do setor elétrico. Essas lições oferecem uma base sólida para estratégias eficazes e ações iniciais no avanço do Brasil em direção a um sistema elétrico mais sustentável e eficiente.

Após o resumo das experiências descritas de cada país mencionado, é possível perceber algumas semelhanças e preocupações em comum com o Brasil. Estes países estão cientes da necessidade de diversificar suas matrizes elétricas, reduzindo a dependência de fontes não renováveis e incorporando energias renováveis para promover a sustentabilidade.

A implementação de programas de resposta da demanda é uma estratégia comum para gerenciar a demanda em períodos críticos e garantir a estabilidade do sistema elétrico, seja deslocando ou reduzindo a demanda por energia em determinados períodos.

Por fim, cada país apresenta um contexto singular, mas a busca por uma matriz mais sustentável e a implementação de programas eficazes de resposta da demanda refletem uma conscientização global sobre a importância da eficiência energética e da transição para fontes mais limpas. As lições extraídas podem ser aplicáveis em países com contextos diversos, considerando as características específicas de cada região.

A experiência internacional e a brasileira revelam a importância de se implementar mecanismos de resposta da demanda na gestão eficiente do sistema elétrico. O Brasil, enfrentando desafios específicos, está adotando programas progressivos, aprendendo com experiências passadas e evoluindo para garantir modicidade tarifária e confiabilidade em seu sistema elétrico.

Como foi descrito, no Sistema Elétrico Brasileiro, apesar da predominância de fontes hídricas renováveis, há grandes desafios a serem superados, como a variabilidade climática que afeta a produção de hidrelétricas, a necessidade de diversificação e a busca por maior eficiência; por essa razão, torna-se fundamental a continuidade e a ampliação de investimentos em outras fontes renováveis, como a solar e a eólica, para aumentar, ainda mais, a diversificação e a resiliência do sistema, alinhando-se à busca por uma matriz mais sustentável.

Há, portanto, uma necessidade premente de se implementar programas específicos de eficiência energética, inspirados em iniciativas de sucesso em outros países, para otimizar o consumo e reduzir a demanda em períodos críticos, como a inserção de sistemas de monitoramento inteligente, com dispositivos de medição avançados, para melhorar o controle e a eficiência do consumo no SIN e a introdução de modelos de tarifação dinâmica, como TOU e CPP, para incentivar a redução de consumo durante períodos de pico, considerando-se as características específicas do Brasil. Tudo isso, concomitantemente, com um desenvolvimento de políticas e

incentivos para acelerar a transição para fontes mais limpas, em linha com as metas de redução de emissões.

O Brasil deve, dessa forma, considerar a expansão da geração distribuída, especialmente a solar, aproveitando suas características climáticas favoráveis e trabalhar, cada vez mais, na integração eficiente de fontes intermitentes do SIN, considerando a variabilidade climática.

Com isso, deve estabelecer mecanismos robustos de avaliação para medir o impacto das iniciativas implementadas, aprendendo com experiências de outros países e ajustando suas estratégias de acordo com as necessidades específicas.

A análise e inclusão dessas iniciativas devem ser cuidadosas e ajustadas à realidade brasileira, levando em conta não apenas a matriz elétrica, mas também as características sociais, econômicas e geográficas do Brasil.

A busca por uma matriz mais sustentável e a eficiência energética são objetivos valiosos que podem ser alcançados com estratégias bem planejadas e adaptadas ao contexto local.

O ONS tem como rotina operacional realizar o despacho de usinas térmicas para atender a demanda diária. O Programa de Resposta da Demanda é um mecanismo adicional que permite dar maior flexibilização e confiança para operacionalidade do sistema elétrico.

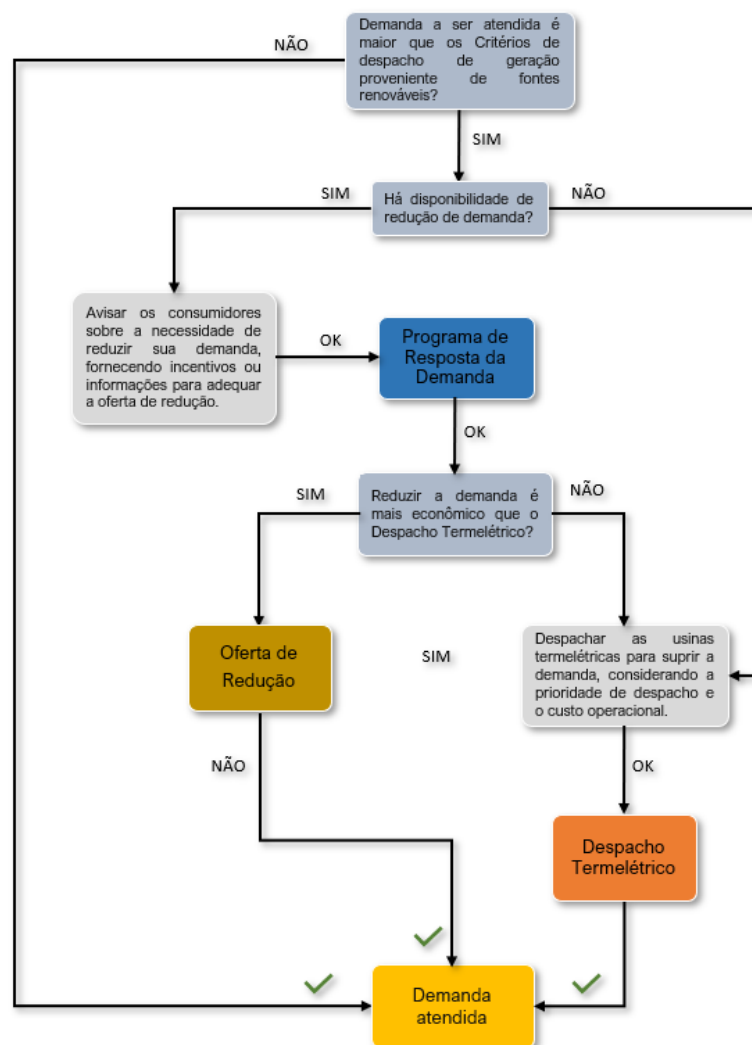
Em resumo, mesmo sem dados específicos sobre a implementação do programa brasileiro, pois seus programas ainda estão em fase de estruturação, a experiência internacional oferece lições valiosas para a preparação e adaptação contínua, com o foco em energias renováveis, no desenvolvimento de programas eficazes de resposta da demanda no Brasil. Essas inferências podem orientar estratégias e ações iniciais à medida que o país avança nesse caminho.

O fluxograma apresentado na figura 11, orienta um modelo de tomada de decisões na operacionalidade do sistema elétrico, levando em conta a disponibilidade das ofertas de redução. Esse programa preconiza a redução da demanda por parte de grandes consumidores e viabiliza uma análise alternativa em relação aos custos associados ao acionamento de usinas termelétricas.

Se for apropriado, é possível empregar as ofertas de redução disponíveis para diminuir os custos operacionais associados ao acionamento de termelétricas, além de minimizar os impactos ambientais decorrentes do uso de combustíveis fósseis prejudiciais ao meio ambiente.



Figura 10 - Fluxograma da tomada de decisão em atendimento à demanda



Fonte: Autor, 2023.

Para atender à demanda diária por energia elétrica, o ONS utiliza modelos computacionais para prever o consumo energético. Quando a geração de fontes renováveis excede a demanda, não é necessário despachar usinas térmicas ou acionar o mecanismo de resposta da demanda, pois a demanda é atendida. No entanto, se a previsão indicar uma carga superior aos critérios de despacho de usinas renováveis, é preciso acionar usinas térmicas ou avaliar a possibilidade de reduzir a demanda de energia, considerando o custo operacional e os critérios de incentivos do programa.

Após comparar o custo operacional entre o despacho termelétrico e a redução de energia através do mecanismo de Resposta da Demanda, o Operador do Sistema implementa a medida mais eficaz para atender à demanda por energia, garantindo a segurança e confiabilidade do sistema elétrico.

## CAPÍTULO 5 – CONCLUSÃO

Este trabalho ofereceu uma retrospectiva sobre a evolução do Setor Elétrico Brasileiro, abordando os desafios inerentes ao crescimento da geração por fontes renováveis e a imperativa expansão da infraestrutura de transmissão.

Como consequência, é possível perceber nitidamente, no decurso de sua apresentação, a fundamental necessidade de implementação de mecanismos de resposta da demanda, os quais, além de contribuírem para uma operação mais eficaz do sistema elétrico, conferem-lhe maior segurança e confiabilidade.

As crises energéticas enfrentadas pelo país proporcionaram valiosos aprendizados. No entanto, à luz de experiências internacionais, é plausível considerar que a implementação de mecanismos de resposta da demanda poderia ter atenuado ou reduzido significativamente os impactos provocados por tais crises no passado.

A implementação e o aperfeiçoamento de Programas de Resposta da Demanda no Brasil representariam um avanço estratégico relevante, possibilitando um planejamento mais preciso para a expansão da transmissão. Esses mecanismos não se limitariam apenas a restringir o consumo, pelo contrário, constituiriam uma facilitação para acomodar o crescimento da geração em consonância com o aumento da demanda de energia.

Uma das principais vantagens desses mecanismos residiria na capacidade de se aprimorar a eficiência operacional do sistema elétrico. Esses programas viabilizariam uma gestão dinâmica e adaptável da demanda de energia, permitindo ajustes em tempo real, conforme as variações na oferta e demanda de energia. Ao envolver os consumidores na gestão ativa da demanda de energia elétrica, contribuiriam para a redução do pico de carga, para a melhoria da estabilidade do sistema e para a minimização de custos associados à expansão da infraestrutura de geração e transmissão, gerando benefícios econômicos e ambientais e promovendo a sustentabilidade do setor elétrico.

A eficácia desses mecanismos dependeria, fundamentalmente, de uma abordagem integrada que envolveria:

- A participação ativa dos consumidores ajustando seu consumo de acordo com as condições sistêmicas;

- A utilização de tecnologias avançadas possibilitando o acompanhamento da demanda em tempo real e um monitoramento constante;
- Infraestrutura adequada e robusta para lidar com as variações na demanda e facilitar ajustes eficientes;
- Incentivos financeiros que encorajem a participação dos consumidores e a adoção de tecnologias sustentáveis.

Para o desenvolvimento de trabalhos futuros, sugere-se, por fim, a incrementação de procedimentos de análise quantitativa dos programas estruturados para o cenário nacional, uma vez que os programas de resposta da demanda ainda não foram implementados em sua plenitude. Com esses dados, seria possível obter uma sensibilidade maior do impacto desses mecanismos na operação do sistema elétrico.

## REFERÊNCIAS

ABSOLAR. Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. Energia Solar Fotovoltaica no Brasil – Infográfico ABSOLAR. 2023. Disponível em:

<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>

AEMC. Australian Energy Market Commission. Rule Determination – National Electricity Amendment (Wholesale Demand Response Mechanism) Rule 2020. National Energy Retail Amendment (Wholesale Demand Response Mechanism) Rule 2020. Disponível em:

[https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/documents/final\\_determination\\_-\\_for\\_publication.pdf](https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/documents/final_determination_-_for_publication.pdf)

AEMO - Australian Energy Market Operator. Demand Side Participation Information Guidelines, 2020.

ALBADI, M.H.; EL-SAADANY, E.F. A Summary of Demand Response in Electricity Markets. Electric Power System Research, Bologna, v. 78, n. 11, p.1989-1996, 2008.

AMERICAN PUBLIC POWER ASSOCIATION. America's Electricity Generation Capacity – 2023.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Autorizativa - nº 12.600, de 30 de agosto de 2022. Autoriza o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, a realizar projeto-piloto para dispor, no âmbito do Programa de Resposta da Demanda de que trata a Resolução Normativa nº 1.030, de 26 de julho de 2022, de produto referente à contratação de disponibilidade para prestar Resposta da Demanda. Disponível em:

<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/rea202212600.pdf>

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa - nº 792, de 28 de novembro de 2017. Estabelece os critérios e as condições do programa da Resposta da Demanda. Disponível em:

<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017792.pdf>

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativas ANEEL nº 938 de 2021. Altera a Resolução Normativa ANEEL nº 792, de 2017, que instituiu o Programa Piloto de Resposta à Demanda. Disponível em:

<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021938.pdf>

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativas ANEEL nº 849 de 2019. Altera a Resolução Normativa ANEEL nº 792, de 2017, que instituiu o Programa Piloto de Resposta à Demanda. Disponível em:

<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021938.pdf>

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativas ANEEL nº 866 de 2019. Altera a Resolução Normativa ANEEL nº 792, de 2017, que instituiu o Programa Piloto de Resposta à Demanda. Disponível em:

<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021938.pdf>

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa - nº 887, de 30 de junho de 2020. Altera a Resolução Normativa nº 792/2017, que instituiu o Programa Piloto de Resposta à Demanda. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2020887.pdf>

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa - nº 911, de 21 de dezembro de 2020. Altera a Resolução Normativa nº 792/2017, que instituiu o Programa Piloto de Resposta à Demanda. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2020887.pdf>

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa - nº 1.030, de 26 de julho de 2022. Consolida diversos atos regulatórios que envolvem temas como o programa de Resposta da Demanda, serviços ancilares, restrição de operação por Constrained-off de usinas eólicas, energia elegível, mecanismo de realocação de energia, entre outros, que se aplicam à contabilização de energia elétrica no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20201030.pdf>

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa - nº 1.040, de 26 de julho de 2022. Consolida diversos atos regulatórios que envolvem temas como o programa de Resposta da Demanda, serviços ancilares, restrição de operação por Constrained-off de usinas eólicas, energia elegível, mecanismo de realocação de energia, entre outros, que se aplicam à contabilização de energia elétrica no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221040.pdf>

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Autorizativa - nº 12.600, de 30 de agosto de 2022. Autoriza o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, a realizar projeto-piloto para dispor, no âmbito do Programa de Resposta da Demanda de que trata a Resolução Normativa nº 1.030, de 26 de julho de 2022, de produto referente à contratação de disponibilidade para prestar Resposta da Demanda. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/rea202212600ti.pdf>

AUSTRALIA - Australian Government. Australian territories, regions & cities. Department of Infrastructure, Transport, Regional Development, Communications and the Arts, 2021.

AZEVEDO, R. et al. Crise energética: para onde vai o Brasil? Análise Econômica, São Paulo, Credit Suisse & First Boston, 24 de maio 2001.

BEN – Balanço Energético Nacional. Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2023>

BUTTEL, L. American Public Power Association. America's Electricity Generation Capacity – 2023.

CANADA - Government of Canada. Provinces and territories. Statistics Canada, 2021.

CLEAN ENERGY REGULATOR. Australian Government. 2021. Disponível em: <https://www.cleanenergyregulator.gov.au/RET/Forms-and-resources/Postcode-data-for-small-scale-installations>

EIA - Energy Information Administration. Official Energy Statistics from the U.S. Government, 2022. Disponível em: <https://www.eia.gov/international/analysis/country/AUS>

ELETROBRAS. 1962 – 2022 – Seis décadas de Inovação. Rio de Janeiro, 2022. Disponível em: <https://eletrobras.com/pt/SobreaEletrobras/eletrobras%2060%20anos.pdf>

ENERGY SYNAPSE. Demand response in the National Electricity Market. 2020.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2032. Março de 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2032#:~:text=Plano%20Decenal%20de%20Expans%C3%A3o%20de%20Energia%202032,-Conte%C3%BAdo%20da%20P%C3%A1gina&text=%E2%80%8BO%20PDE%202032%20indica,integrada%20para%20os%20diversos%20energ%C3%A9ticos>.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Resposta da Demanda: Conceitos, Aspectos Regulatórios e Planejamento Energético. 2019. Disponível em: <http://epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-lanca-a-nota-tecnica-resposta-da-demanda-conceitos-aspectosregulatorios-e-planejamento-energetico>

FERC - Federal Energy Regulatory Commission. 2021 Assessment of Demand Response and Advanced Metering. Dezembro, 2021. Disponível em: <https://www.ferc.gov/media/2021-assessment-demand-response-and-advanced-metering>

GARCIA, F. et al. Impactos de um racionamento de energia elétrica sobre as indústrias energo-intensivas. São Paulo: FGV, maio 2001.

GOULART, J.A.G. Efeitos de Programas de Resposta À Demanda e da Microgeração nas Redes de Distribuição. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2015.

IESO - Independent Electricity System Operator. Analysis of Ontario's Full Scale Roll-out of TOU Rates – Final Study. The Brattle Group, Inc, 2016.

IESO - Independent Electricity System Operator. Energy-Market Payment Options for Demand Response in Ontario. The Brattle Group, Inc, 2020.

MME - Ministério de Minas e Energia. Evolução da Transmissão, 2018. Disponível em:

[https://eletrobras.com/pt/AreasdeAtuacao/Evolu%C3%A7%C3%A3o%20da%20Transmiss%C3%A3o horizontal%202027%20-%20880x440mm%20 2018.pdf](https://eletrobras.com/pt/AreasdeAtuacao/Evolu%C3%A7%C3%A3o%20da%20Transmiss%C3%A3o%20horizontal%202027%20-%20880x440mm%202018.pdf)

MME - Ministério de Minas e Energia. Portaria nº 22/GM/MME, de 23 de agosto de 2021. Estabelece as Diretrizes para a Oferta de Redução Voluntária de Demanda de Energia Elétrica - RVD para Atendimento ao Sistema Interligado Nacional - SIN. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2021022mme.pdf>

MULLER, G. M. Impacto de Novas Tecnologias e Smart Grids na Demanda de Longo Prazo do Sistema Elétrico Brasileiro. COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: <http://pee.ufrj.br/teses/textocompleto/2016032902.pdf>

NRCAN - Natural Resources Canada. Energy Briefing Book, 2021-2022. Minister of Natural Resources, Canada, 2021.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Evolução da Capacidade Instalada no SIN - outubro 2023.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Plano da Operação Energética 2022/2026 PEN 2022. Relatório das Condições de Atendimento. Outubro de 2022. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/NT-ONS%20DPL%200102-2022 PEN%202022%20-%20Condi%C3%A7%C3%B5es%20de%20Atendimento.pdf>

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Relatório – Redução Voluntária da Demanda, 2021.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. O Planejamento da Operação Energética no Sistema Interligado Nacional. Conceitos, Modelagem Matemática, Previsão de Geração e Carga. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Livros-da-Diretoria-de-Planejamento-na-biblioteca-digital-ONS/LIVRO-O-PLANEJAMENTO-DA-OPERA%C3%87%C3%83O-ENERG%C3%89TICA-NO-SISTEMA%20INTERLIGADO-NACIONAL.pdf>

SIGA – ANEEL. Sistema de Informações de Geração da ANEEL, 2023. Disponível em: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/siga-sistema-de-informacoes-de-geracao-da-aneel>

TOLMASQUIM, M. As origens da crise energética brasileira. SciELO - Scientific Electronic Library Online, junho 2000.

U.S. CENSUS BUREAU. Census Regions and Divisions of the United States. Prepared by the Geography Division. Disponível em: <https://www.census.gov/en.html>