

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIA**

**GUILHERME JOSÉ RENNÓ TEIXEIRA**

**ANÁLISE DOS REQUISITOS DE FLEXIBILIDADE PARA  
ATENDIMENTO À RAMPA DA GERAÇÃO  
INTERMITENTE E O PAPEL DOS LEILÕES DE  
RESERVA DE CAPACIDADE**

Itajubá, MG  
2025

**GUILHERME JOSÉ RENNÓ TEIXEIRA**

**ANÁLISE DOS REQUISITOS DE FLEXIBILIDADE PARA ATENDIMENTO À  
RAMPA DA GERAÇÃO INTERMITENTE E O PAPEL DOS LEILÕES DE  
RESERVA DE CAPACIDADE**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia como parte dos requisitos para 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  
2025

FICHA CATALOGRÁFICA INCLUÍDA PELA BIBLIOTECA

INCLUIR FOLHA DA DEFESA ASSINADA

## **Agradecimentos**

A realização deste trabalho contou com o apoio e a contribuição de diversas pessoas e organizações, às quais manifesto minha sincera gratidão.

Agradeço pelas orientações e aos esclarecimentos que contribuíram para o amadurecimento científico e para a condução adequada desta pesquisa.

Reconheço a importância das discussões e sugestões recebidas ao longo do desenvolvimento do estudo, às quais auxiliaram na definição de procedimentos metodológicos e na melhoria das análises apresentadas.

Sou grato pelo acesso aos recursos e pela infraestrutura física e tecnológica que viabilizaram a coleta, o processamento e a interpretação dos dados necessários.

Agradeço ainda pelo apoio institucional e pelo fornecimento de informações e bases de dados, essenciais para a execução das etapas da investigação.

Por fim, deixo registrado meu apreço a todos que, de forma direta ou indireta, contribuíram para a concretização desta dissertação.

*"Você constrói melhores pontes  
entre os cientistas, compartilhando informações  
ao invés de retê-las".*

(Garry Nolan)

## Resumo

A crescente participação da geração solar fotovoltaica e eólica na matriz energética global e nacional tem trazido desafios significativos para a operação e planejamento dos sistemas elétricos. A natureza intermitente e variável dessas fontes exige uma maior flexibilidade dos sistemas elétricos para garantir a estabilidade e a confiabilidade do fornecimento de energia. Nesse contexto, a análise dos requisitos de flexibilidade para atender às rampas de saída da geração intermitente torna-se essencial. Além disso, os leilões de reserva de capacidade emergem como um mecanismo crucial para assegurar a disponibilidade de recursos flexíveis que possam responder rapidamente às variações na geração. Esses leilões desempenham um papel fundamental na manutenção do equilíbrio entre oferta e demanda, promovendo a segurança energética e a eficiência econômica. Portanto, a dissertação propõe aprofundar o entendimento sobre as estratégias e mecanismos que podem ser implementados para enfrentar os desafios impostos pela integração da energia solar fotovoltaica e eólica. A pesquisa contribuirá para o desenvolvimento de políticas e práticas que promovam a sustentabilidade e a resiliência dos sistemas elétricos, alinhando-se aos objetivos de transição energética e mitigação das mudanças climáticas, demonstrando em seus resultados a dicotomia do risco vivido hoje na operação do Sistema Interligado Nacional e a crescente necessidade de atributos de capacidade e flexibilidade, contratados através dos Leilões de reserva de capacidade.

**Palavras-chave:** Flexibilidade Operativa. Leilões de Reserva de Capacidade. Geração Intermitente. Rampa de Carga Líquida. Sistema Interligado Nacional.

## **Abstract**

The increasing participation of solar photovoltaic and wind generation in the global and national energy matrix has presented significant challenges for the operation and planning of electrical systems. The intermittent and variable nature of these energy sources necessitates greater flexibility within electrical systems to ensure the stability and reliability of energy supply. In this context, analyzing the flexibility requirements to accommodate the output ramps of intermittent generation becomes essential. Furthermore, capacity reserve auctions emerge as a crucial mechanism to ensure the availability of flexible resources that can respond swiftly to fluctuations in generation. These auctions play a fundamental role in maintaining the balance between supply and demand, thereby promoting energy security and economic efficiency. Consequently, this dissertation aims to deepen the understanding of the strategies and mechanisms that can be implemented to address the challenges posed by the integration of solar photovoltaic and wind energy. The research will contribute to the development of policies and practices that foster the sustainability and resilience of electrical systems, aligning with the objectives of energy transition and climate change mitigation, demonstrating in its results the dichotomy of risk experienced today in the operation of the National Interconnected System, and the growing need for capacity and flexibility attributes, contracted through capacity reserve auctions.

**Keywords:** Operational Flexibility. Capacity Reserve Auctions. Intermittent Generation. Net Load Ramp. National Interconnected System.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Mapa dos Principais Intercâmbios de Energia Elétrica .....	18
Figura 2 - Lógica da operação para modelos hidrotérmicos .....	19
Figura 3 - Lógica de operação no modelo hidrotérmico: CF do NEWAVE .....	20
Figura 4 - Ilustração PLD SE/CO.....	26
Figura 5 - Lógica simplificada das Liquidações de Diferenças.....	28
Figura 6 - Ambientes de contratação ACR e ACL.....	31
Figura 7 - Comportamento típico da GF em função de seu CVU e inflexibilidade .....	38
Figura 8 - Capacidade Instalada de geração de eletricidade no horizonte 2024 a 2034.....	60
Figura 9 - Necessidades e oferta de flexibilidade do sistema elétrico global no Cenário 2022- 2030 .....	69
Figura 10 - Perfil de Geração na Califórnia versus Carga Líquida .....	73
Figura 11 - Provisão da Carga Líquida Brasileira .....	75
Figura 12 - Comportamento médio anual da Micro e Mini Geração Distribuída .....	76
Figura 13 - Comportamento médio anual da geração Solar Centralizada em dias úteis .....	77
Figura 14 - Comportamento médio anual da geração Solar Centralizada aos domingos.....	77
Figura 15 - Comportamento médio anual da geração eólica em dias úteis .....	78
Figura 16 - Comportamento médio anual da geração eólica aos domingos.....	78
Figura 17 – Expansão da oferta de geração elétrica projetada .....	79
Figura 18 - Amplitude de variação de geração hidráulica diária.....	80
Figura 19 - Requisitos de Geração Hidráulica (Variação de potência) em dias úteis .....	81
Figura 20 - Requisitos de geração Hidráulica aos domingos .....	81
Figura 21 - Evolução dos parâmetros LOLP e CVaR no horizonte 2025-2029.....	97

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Modelos computacionais de planejamento e operação do Sistema Interligado	
Nacional.....	22
Tabela 2 - Parâmetros de Flexibilidade LRCAP 2026 .....	52

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CB	Carga Bruta
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCEAR	Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CEC	Custo Econômico de Curto Prazo
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CL	Carga Líquida
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNEN	Comissão Nacional de Energia Nuclear
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CONCAP	Conta de Potência para Reserva de Capacidade
COP	Custo Operacional Esperado
CRCAP	Contratos de Reserva de Capacidade na forma de Potência
CVaR	<i>Conditional Value at Risk</i> (Valor em Risco Condicional)
CVG	Custos Variáveis de Geração
CVU	Custo Variável Unitário
DDP	<i>Dual Dynamic Programming</i> (Programação Dinâmica Dupla)
DECOMP	Modelo de Planejamento de Curto Prazo da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados
DESSEM	Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo
DispPot	Preço de Disponibilidade de Potência
EAR	Energia Armazenada
EDF	Expectativa de Déficit de Flexibilidade
ENA	Energia Natural Afluyente
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ERCAP	Encargo de Potência para Reserva de Capacidade

ER	Energia de Reserva
ESS	Encargo de Serviços do Sistema
GD	Geração Distribuída
GINF	Geração Inflexível Total
GNL	Gás Natural Liquefeito
Gmin	Geração Mínima
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i> (Corrente Contínua de Alta Tensão)
ICB	Índice de Custo-Benefício
IEA	<i>International Energy Agency</i> (Agência Internacional de Energia)
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> (Instituto de Engenheiros Eletrotécnicos e Eletrônicos)
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
LMP	<i>Locational Marginal Pricing</i> (Preço Marginal Locacional)
LOLP	<i>Loss of Load Probability</i> (Probabilidade de Perda de Carga)
LRCAP	Leilões de Reserva de Capacidade
MCP	Mercado de Curto Prazo
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
MWmed	Megawatts Médios
NERC	<i>North American Electric Reliability Corporation</i> (Corporação Norte-Americana de Confiabilidade Elétrica)
NEWAVE	Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidro-termo-eólicos Interligados de Longo e Médio Prazo
O&M	Operação e Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PDE	Plano Decenal de Energia
PEN	Plano da Operação Energética
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PNS	Potência Não Suprida
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
REE	Reservatórios Equivalentes de Energia
RF	Receita Fixa

RoCoF	<i>Rate of Change of Frequency</i> (Taxa de Variação de Frequência)
SDDP	<i>Stochastic Dual Dynamic Programming</i> (Programação Dinâmica Dual Estocástica)
SIN	Sistema Interligado Nacional
UC	<i>Unit Commitment</i>
UCT	<i>Unit Commitment</i> Térmico
UHE	Usinas Hidrelétricas
UTE	Usinas Termelétricas
VRE	<i>Variable Renewable Energy</i> (Fontes Renováveis Variáveis)

## LISTA DE SÍMBOLOS

$CL(t)$	Carga Líquida no instante de tempo $t$
$CB(t)$	Carga Bruta do sistema no instante de tempo $t$
$G_{INF}(t)$	Geração Inflexível Total no instante de tempo $t$
$G_{NC}(t)$	Geração Não-Controlável no instante de tempo $t$
$G_{TermoInf}(t)$	Geração Térmica Inflexível no instante de tempo $t$
$G_{HidroInf}(t)$	Geração Hidrelétrica Inflexível no instante de tempo $t$
$G_{Eólica}(t)$	Geração Eólica no instante de tempo $t$
$G_{SolarCentralizada}(t)$	Geração Solar Centralizada no instante de tempo $t$
$G_{MMGD}(t)$	Geração de Micro e Mini Geração Distribuída no instante de tempo $t$
$t$	Instante de tempo
$CVU$	Custo Variável Unitário
$C_{comb}$	Ressarcimento do combustível
$C_{o\&m}$	Ressarcimento de Operação e Manutenção (O&M)
$MW$	Megawatt (unidade de Potência)
$MWh$	Megawatt-hora (unidade de Energia)
$R\$$	Símbolo de Real (Moeda Brasileira)

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>18</b>
1.1	A Operação do SIN (Sistema Interligado Nacional) e o Mercado de Curto Prazo	18
1.2	Ambientes de negociação e tipos de mercado .....	28
<b>2</b>	<b>Objetivos.....</b>	<b>35</b>
2.1	Objetivo geral .....	35
2.2	Objetivos específicos .....	35
<b>3</b>	<b>Fundamentação Teórica.....</b>	<b>36</b>
3.1	Acordos Comerciais de Energia Elétrica: Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) .....	36
3.1.1	Contratos por Quantidade .....	39
3.1.2	Contratos por Disponibilidade .....	40
3.1.3	Contratos de Energia de Reserva .....	43
3.1.4	Contratos de Reserva de Capacidade na forma de Potência.....	44
3.2	Leilões de Energia Nova (LEN) e seus tipos de contratação.....	47
3.2.1	Contratação por Quantidade .....	47
3.2.2	Contratação por Disponibilidade .....	48
3.2.3	Leilões de Reserva de Capacidade .....	50
3.3	A transformação da necessidade de contratação .....	54
3.4	Limitações do parque termelétrico existente frente às novas exigências de flexibilidade do SIN .....	56
3.5	Transição estrutural do mix de geração brasileiro .....	59
3.6	Características técnicas e operativas dos recursos disponíveis.....	60
3.7	Localização geográfica dominante e interações na rede de transmissão .....	61
3.8	Desafios operativos: síncronas versus não síncronas na estabilidade do SIN .....	62
3.9	Redução dos investimentos em hidrelétricas com reservatório e os impactos climáticos no SIN .....	64
3.10	Tipos de operação flexível do parque termelétrico: Diferenças entre Operação Peaker, Capacity e Backup no contexto do SIN .....	65

3.10.1	Operação Peaker .....	65
3.10.2	Capacity (Reserva de Capacidade) .....	66
3.10.3	Operação Backup.....	67
3.10.4	Síntese e tendências no contexto brasileiro e internacional.....	67
3.11	O Problema da Carga Líquida: Conceituação e Determinação para a Análise da Flexibilidade Operativa .....	69
3.11.1	O Contexto da Flexibilidade e a Carga Líquida .....	69
3.11.2	Definição e Composição da Carga Líquida .....	70
3.11.3	O Contexto operativo dos sistemas com alta penetração renovável.....	73
3.11.4	Curvas de Carga líquida: Brasil versus Califórnia (EUA).....	74
3.11.5	Impacto da MMGD na Rampa de Carga Líquida: Dias úteis versus Finais de Semana	80
3.11.6	O Desalinhamento de Incentivos no Mercado Brasileiro e a Busca por Flexibilidade em Contexto Internacional .....	81
3.11.7	Desencorajamento da Flexibilidade em Fontes Despacháveis .....	82
3.11.8	O problema Regulatório relacionado ao Crescimento da MMGD .....	83
3.11.9	Mecanismos de Precificação Internacional para Mitigação Operacional.....	83
3.11.10	Flexibilidade Operativa no SIN: Metodologias e Avaliação de Requisitos e Recursos para a Expansão da Geração. ....	88
<b>4</b>	<b>Metodologia .....</b>	<b>90</b>
4.1	Delineamento da Pesquisa e Fontes de Dados.....	90
4.2	Modelagem Analítica da Carga Líquida (CL) .....	91
4.3	Procedimento para Avaliação dos Recursos de Flexibilidade.....	92
4.3.1	Restrições de Unit Commitment Térmico (UCT) .....	92
4.3.2	Modulação Hidrelétrica e Inflexibilidade do MRE .....	92
4.4	Análise Comparativa e Dicotomia de Risco.....	92
4.5	Avaliação da Eficácia dos Leilões de Reserva de Capacidade (LRCAP) .....	93
<b>5</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES.....</b>	<b>94</b>
5.1	Foco Metodológico e Horizonte de Análise .....	94
5.2	Requisitos e Rampas de Carga Líquida .....	94
5.3	Avaliação dos Recursos e Inflexibilidade.....	95

5.4	A Dicotomia de Risco.....	96
5.5	Recomendações e Encaminhamentos Setoriais .....	98
<b>6</b>	<b>CONCLUSÃO.....</b>	<b>100</b>
6.1	Sugestões para Trabalhos Futuros .....	102
	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>104</b>
	<b>APÊNDICES.....</b>	<b>109</b>
	<b>ANEXOS</b>	<b>110</b>

## 1 INTRODUÇÃO

### 1.1 A Operação do SIN (Sistema Interligado Nacional) e o Mercado de Curto Prazo

O Sistema Interligado Nacional (SIN), que se estende por mais de 184.000 km de linhas de transmissão, é coordenado operacionalmente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) (SILVA et al., 2025). O SIN é segmentado em quatro subsistemas (Sul, Sudeste/Centro-oeste, Nordeste e Norte), demonstrados na Figura 1, que atuam de forma coordenada para garantir a estabilidade e eficiência do fornecimento. O ONS tem o papel, como operador desse extenso sistema, de determinar o volume de energia que cada usina deve gerar e, ao mesmo tempo, estabelecer o volume de intercâmbio de eletricidade entre as diferentes regiões do país.

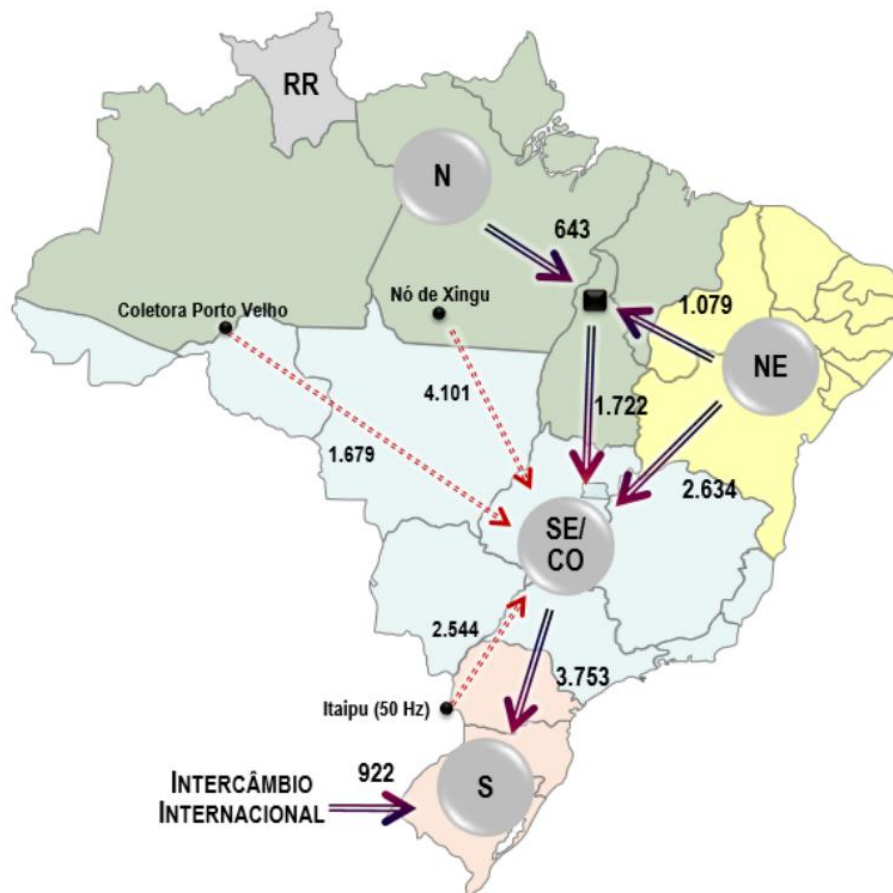


Figura 1 - Mapa dos Principais Intercâmbios de Energia Elétrica

Fonte: MME Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro, 2021

O objetivo econômico do despacho centralizado é minimizar o custo operacional total do SIN, conforme lógica apresentada na Figura 2, garantindo o fornecimento de energia para todo o horizonte de planejamento (5 anos) e reconhecendo as restrições de transmissão entre as regiões, volumes máximos e mínimos de armazenamento de reserva, geração constante e assim

por diante. Devido à dependência da energia hidrelétrica e a incerteza sobre os níveis futuros de precipitação fazer o SIN funcionar da melhor forma é um problema extremamente complicado. Qualquer decisão tomada hoje sobre o uso da água armazenada afetará o custo das operações futuras. Este problema é conhecido como “dilema do operador” e caracteriza o acoplamento temporal da operação de forma que a decisão tomada no presente sobre a utilização da água, afetará o custo marginal de operação no futuro, esquematizado pela Figura 2:

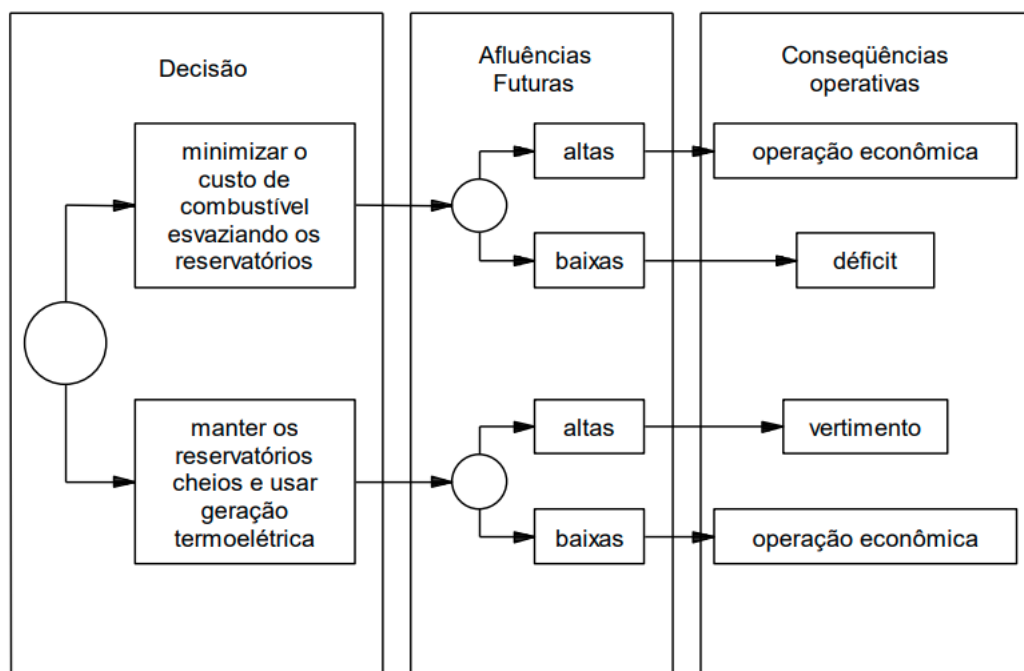


Figura 2 - Lógica da operação para modelos hidrotérmicos

Fonte: Cepel, 2021

Ou seja: as usinas hidrelétricas não são despachadas com base apenas nos custos diretos de operação. Seu acionamento está relacionado ao chamado custo de oportunidade, que considera o valor futuro associado ao uso da água para geração de energia elétrica.

Simplificando, o problema do ONS em relação ao SIN é minimizar custo total de operação, dados os custos operacionais atuais (custos operacionais das usinas térmicas hoje acrescido ao custo de uma eventual falta de energia hoje) e os custos operacionais futuros (custos operacionais das usinas térmicas no futuro acrescido ao custo de uma eventual falta de energia no futuro).

Esse problema pode ser representado graficamente através da Figura 3.

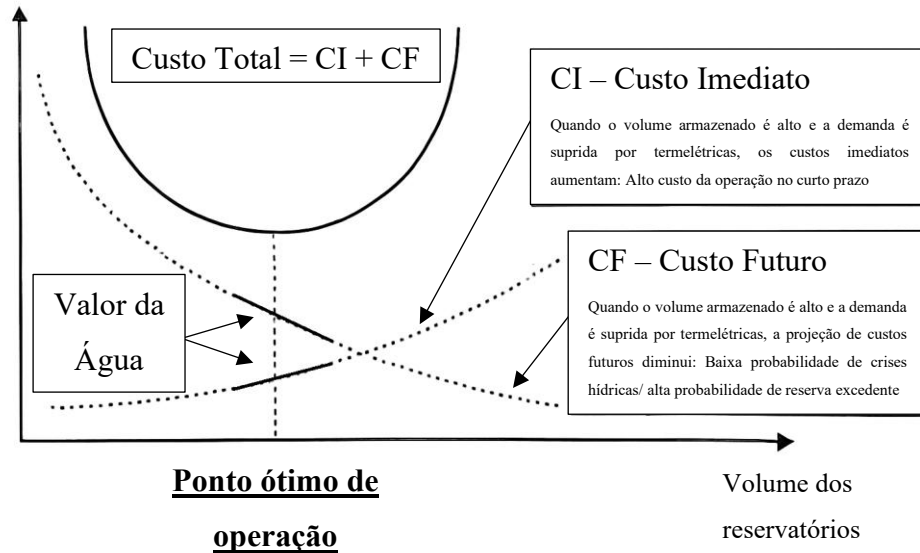


Figura 3 - Lógica de operação no modelo hidrotérmico: CF do NEWAVE.

Fonte: Adaptado (SIMÕES e GOMES, 2011)

A melhor decisão do ONS (cada usina hidrelétrica gerando, termelétricas e intercâmbio entre regiões) está no ponto mais baixo da curva de Custo Total.

No ponto de menor custo total, o gradiente da curva de custo futuro representa o Custo Marginal de Operação (CMO), ou seja, o custo de atender a “x” MWs de demanda adicional: o CMO é igual ao preço de mercado da energia.

O sistema de despacho é analiticamente suportado por um “deck” de modelos computacionais, que permitem a modelagem estocástica baseada em diferentes contextos operativos e que se integram em diferentes horizontes temporais. A hierarquia dos modelos, oficializada pela Resolução Normativa ANEEL N° 1051/2022 estabelece critérios para definição, cálculo e aplicação do custo de oportunidade da água nas usinas hidrelétricas, integrando-o ao processo de despacho hidrotérmico do Sistema Interligado Nacional. O custo de oportunidade considera o valor futuro do uso da água para geração, buscando otimizar a operação ao postergar a geração para momentos de maior benefício econômico. A norma também define que sua aplicação deve seguir metodologias utilizadas pelo ONS, como os modelos NEWAVE e DECOMP, conforme Tabela 1, impactando diretamente a formação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e a contabilização na CCEE. (SILVA et al., 2025).

- **Modelo NEWAVE**

O NEWAVE é empregado no planejamento energético de médio e longo prazo no Sistema Interligado Nacional (SIN), abrangendo horizontes temporais superiores a cinco anos. Trata-se do principal modelo utilizado pela EPE e pelo ONS para definir a política de operação e estimar custos marginais de operação (CMO) nesse horizonte.

Horizonte temporal: O modelo é aplicado para projeções de médio e longo prazo, sendo especialmente adequado para análises acima de cinco anos, permitindo avaliar estratégias de operação considerando variações hidrológicas e conjunturas de oferta e demanda.

Otimização: A metodologia de solução baseia-se na Programação Dinâmica Dual Estocástica (SDDP), incorporando múltiplos cenários probabilísticos de aflúncias hidrológicas. Essa abordagem busca otimizar a operação considerando a minimização do custo presente e futuro da geração, com decisões que equilibram o uso de energia hidráulica e térmica no tempo, sob incerteza hidrológica.

Representação dos recursos: As usinas hidrelétricas são agregadas em Reservatórios Equivalentes de Energia (REE), agrupamentos que representam a energia armazenada e a disponibilidade hídrica de forma simplificada. Já as usinas termelétricas são modeladas individualmente, com parâmetros específicos de custo e despacho. Embora essa agregação reduza a complexidade computacional, implica abstração de algumas características físicas e operacionais.

Limitações principais: Entre as restrições metodológicas, destaca-se a tendência do modelo subestimar riscos associados a períodos prolongados de baixa hidraulicidade, em virtude do processo estocástico de aflúncias apresentar reversão à média histórica. Esse viés otimista pode conduzir a cenários de operação menos conservadores, comprometendo a robustez das decisões em condições críticas, especialmente em fases de escassez hídrica severa.

- **Modelo DECOMP**

O DECOMP é utilizado no planejamento energético de curto a médio prazo do Sistema Interligado Nacional (SIN), abrangendo um horizonte temporal de até dois meses. É empregado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para definir a programação semanal de operação e calcular o Custo Marginal de Operação (CMO) nesse período, incorporando restrições operativas de natureza elétrica e hidráulica.

Horizonte temporal: Direcionado ao planejamento operacional de curto e médio prazo, com alcance de até oito semanas, o modelo considera condições hidrológicas recentes, previsões de demanda e disponibilidade de geração, buscando decisões ótimas para a alocação dos recursos energéticos nesse intervalo.

Otimização: A resolução é baseada na Programação Dinâmica Dual (DDP), em versões determinísticas ou semi-determinísticas. Essa estrutura computacional permite incorporar variações imediatas de aflúências e demanda, visando minimizar os custos de operação considerando restrições físicas e de segurança elétrica.

Representação dos recursos: Diferentemente do NEWAVE, o DECOMP modela as usinas hidrelétricas e termelétricas de forma individual, preservando características específicas de cada instalação, como capacidade de geração, curva de operação e restrições ambientais, o que resulta em maior detalhamento operacional.

Limitações principais: Por modelar individualmente um grande número de usinas e incorporar restrições elétricas e hidráulicas detalhadas, o DECOMP apresenta alta demanda computacional, implicando tempo de processamento elevado para sistemas de grande complexidade. Adicionalmente, o tratamento simplificado aplicado à previsão de geração renovável variável (eólica e solar) pode reduzir a precisão das estimativas em cenários com alta penetração dessas fontes, prejudicando a acuracidade das decisões de operação.

- **Modelo DESSEM**

O DESSEM é empregado no planejamento operacional de curtíssimo prazo do Sistema Interligado Nacional (SIN), abrangendo um horizonte temporal de até sete dias. É a ferramenta utilizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para realizar a programação diária da operação,

contemplando o despacho horário das unidades geradoras e a otimização do uso dos recursos disponíveis, com especial atenção às restrições elétricas.

Horizonte temporal: Voltado ao planejamento intrassemanal e diário, o DESSEM considera previsões detalhadas de demanda, aflúências e disponibilidade de geração, tratando o despacho de forma granular, com resolução sub-horária. Essa abordagem permite capturar efeitos de variabilidade intradiária, relevantes para integração de fontes renováveis de rápida oscilação.

Otimização: A formulação matemática emprega Programação Linear Inteira Mista (MILP), de caráter determinístico, o que possibilita representar com elevada precisão restrições operativas, intercâmbios elétricos e limitações de rampas de geração. A estrutura sub-horária viabiliza a incorporação de aspectos como manobras de unidades, despacho por patamar e ajustes fino de intercâmbios entre regiões do SIN.

Representação dos recursos: Usinas hidrelétricas e termelétricas são modeladas individualmente, com parâmetros específicos de operação e restrições físicas. A resolução temporal sub-horária contribui para representar com fidelidade o comportamento dinâmico dos reservatórios, das máquinas hidráulicas e das unidades térmicas, além de integrar dados de previsão mais detalhados para geração eólica e solar.

Limitações principais: Por adotar premissas determinísticas para variáveis de entrada, como aflúências, ventos e radiação solar, o modelo tende a reduzir a robustez das decisões diante de alta incerteza na geração de fontes renováveis variáveis. Essa característica é particularmente relevante em sistemas com elevada participação dessas fontes, onde a variabilidade e a imprevisibilidade podem impactar significativamente a programação real de operação.

Tabela 1 - Modelos computacionais de planejamento e operação do Sistema Interligado Nacional

Modelo	Horizonte Temporal	Otimização	Representação dos Recursos	Limitações Chave
NEWAVE	Médio/Longo Prazo (5+ anos)	Programação Dinâmica Dual Estocástica (SDDP)	Hidrelétricas agregadas em Reservatórios Equivalentes de Energia (REE); térmicas individualizadas	Subestima riscos de escassez hídrica; viés otimista em projeções de aflúência (tendência de regredir à média histórica)
DECOMP	Curto/Médio Prazo (até 2 meses)	Programação Dinâmica Dual (DDP)	Hidrelétricas e Térmicas individualizadas	Alta demanda computacional; simplificação das previsões de renováveis

DESSEM	Curto Prazo (Dia-a-dia, até 7 dias)	Programação Linear Inteira Mista (MILP) Determinística	Hidrelétricas e Térmicas individualizadas; resolução sub-horária	Assume premissas determinísticas, reduzindo a robustez sob alta incerteza de renováveis
--------	--	---	--	--

O NEWAVE calcula as Funções de Custo Futuro (FCF), que representam o custo de oportunidade da água armazenada e guiam as decisões intertemporais. O DESSEM, por sua vez, integra valores atualizados de FCF provenientes do DECOMP (SILVA et al., 2025), assim gerando estocasticamente o Custo Marginal de Operação.

O CMO é calculado pelo ONS, enquanto o preço de mercado oficial utilizado para liquidação das diferenças - o PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) - é a forma de ajuste comercial entre os volumes negociados e efetivamente consumidos e gerados, e é calculado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). A diferença é que o PLD não leva em conta, por exemplo, usinas em teste e restrições dentro de cada submercado. Além disso, existem valores mínimos e máximos estabelecidos dentro do arredondamento das diferenças. Atualmente, foram definidos também os limites inferior e superior do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD para 2025 que foram, respectivamente, R\$ 69,04/MWh e 751,73 R\$/MWh (BRASIL, 2025, n. p.). Assim, o CMO pode variar entre zero e o custo da falta de energia.

As principais variáveis que influenciam o PLD, são:

1. Energia Natural Afluyente (ENA): corresponde à quantidade de energia elétrica que poderia ser gerada considerando o volume de água que afluirá para as usinas hidrelétricas ao longo de um período, caso todo esse volume fosse utilizado para geração (ONS, 2023). Os padrões atuais e passados de precipitação influenciam de forma direta o cenário hidrológico futuro, afetando o custo de oportunidade da água armazenada e orientando decisões operativas e estratégicas do setor elétrico (EPE, 2022). A ENA é expressa normalmente em megawatts médios (MWmed) e representa a tradução da previsão hidrometeorológica em termos energéticos, permitindo avaliar a expectativa de disponibilidade hídrica para geração. Esse indicador abrange tanto empreendimento com reservatórios de acumulação — capazes de regularizar sazonalmente a oferta — quanto usinas a

fio d'água, que operam de forma mais dependente do regime de chuvas (BRASIL, 2004; ONS, 2023). No contexto do planejamento energético, o acompanhamento da ENA é essencial para otimizar o despacho hidrotérmico do SIN, reduzir riscos de déficit e dimensionar a necessidade de alocação de recursos de geração entre outras fontes, como térmicas, eólicas e solares (EPE, 2022).

2. Energia Armazenada (EAR): A EAR representa o volume de energia que pode ser gerado a partir da água acumulada nos reservatórios das usinas hidrelétricas, expresso como um percentual em relação à capacidade máxima de armazenamento do sistema (ONS, 2023). No planejamento energético brasileiro, a EAR é um indicador fundamental para a gestão da operação do SIN, pois fornece uma medida direta das condições de abastecimento e da segurança hídrica para a geração elétrica (EPE, 2022). Sua evolução é monitorada de forma contínua pelo Operador Nacional do Sistema e influencia decisões estratégicas, como o despacho de usinas térmicas, a importação de energia e a realização de políticas de preservação de reservatórios em períodos críticos (ONS, 2023). Como a matriz elétrica do Brasil ainda depende fortemente da geração hidrelétrica, a análise da EAR é essencial para evitar riscos de racionamento e otimizar o uso dos recursos energéticos disponíveis ao longo do ano, considerando a sazonalidade das aflúncias e as projeções de demanda (BRASIL, 2004; EPE, 2022).
3. Base instalada de geração e expansão futura: qualquer modificação na reserva atual ou futura de eletricidade influencia significativamente o preço de mercado. A retirada de ofertas (devido à indisponibilidade de usinas) instaladas ou planejadas (devido a atrasos ou projetos frustrados) significa um aumento no risco de falta de energia, resultando em um aumento no preço de mercado.
4. Projeção das cargas: reduções no consumo de energia representam uma queda adicional nas reservas de energia instaladas, reduzindo o preço de mercado, enquanto o aumento do pico de consumo acarreta o despacho de termelétricas com custo mais elevado, aumentando o preço de mercado.

A Figura 4 ilustra o ajuste das diferenças do PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) no submercado Sudeste/Centro-Oeste, a ser detalhado no decorrer da dissertação.

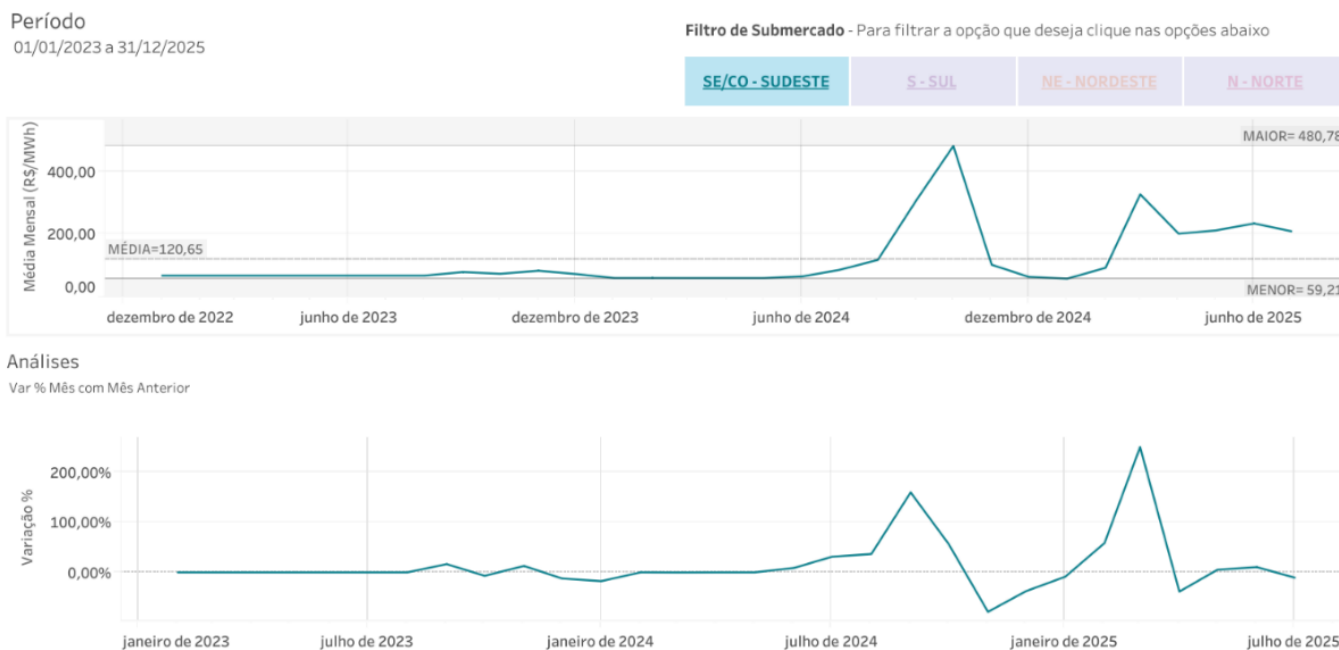


Figura 4 - Ilustração PLD SE/CO

Fonte: <https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/painel-precos> acessado em: 02/08/2025

Uma usina termelétrica é ativada (por benefícios de custo) quando o Custo Marginal de operação (CMO) excede o Custo Variável de Geração ou custo variável unitário (CVU). Se uma determinada usina termelétrica nunca estabelece um contrato de venda de energia, as chamadas “usinas merchant”, poderão haver longos períodos de receitas nulas, uma vez que as receitas dependem completamente da ativação (receitas = geração x valorada a PLD, Preço de Liquidação das Diferenças). No entanto, durante períodos de hidrologia desfavorável, um gerador térmico com um contrato cancelado pode receber mais com os preços mais altos da energia gerada do que os custos de geração. O investimento em geração térmica, sem o benefício de contratos de longo prazo, torna-se impraticável devido ao alto risco de longos períodos de hidrologia favorável.

Existem também os períodos de despachos pré-acordados pelas termelétricas, chamados de inflexibilidade. O despacho por inflexibilidade termelétrica ocorre quando uma usina térmica, contratada no modelo de contrato de disponibilidade, a ser detalhado a seguir, deve operar continuamente ou por períodos mínimos previamente estabelecidos, independentemente das condições de mérito econômico. Essa obrigação é definida com base em características técnicas, contratuais ou de suprimento de combustível, como no caso de usinas a carvão,

nucleares ou algumas a gás natural, cuja operação não pode ser interrompida sem custos significativos ou riscos à segurança operacional (ONS, 2021). O conceito foi incorporado ao marco regulatório do setor elétrico para garantir previsibilidade de geração e segurança no suprimento, especialmente em um sistema fortemente dependente da hidrologia (BRASIL, 2004; EPE, 2022). Nesses casos, a energia produzida pela usina termelétrica é contabilizada integralmente no despacho e o gerador é remunerado pela sua disponibilidade, assegurando a cobertura dos custos fixos e variáveis associados à operação inflexível (EPE, 2022).

A operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) pode demandar o despacho de usinas e unidades geradoras fora da ordem de mérito econômico ( $CMO > CVU$ ), contemplando casos em que se faz necessária a ativação por razões elétricas. Essa modalidade ocorre quando há necessidade de reforçar a estabilidade do sistema, atender restrições operativas, ou garantir o atendimento a determinadas áreas geográficas que possuam fragilidades na rede de transmissão (ONS, 2021). Nesses casos, o despacho não é motivado pelo menor custo de geração, mas por fatores técnicos, como a manutenção da tensão, a reserva girante e o controle de frequência, essenciais para a confiabilidade do fornecimento de energia.

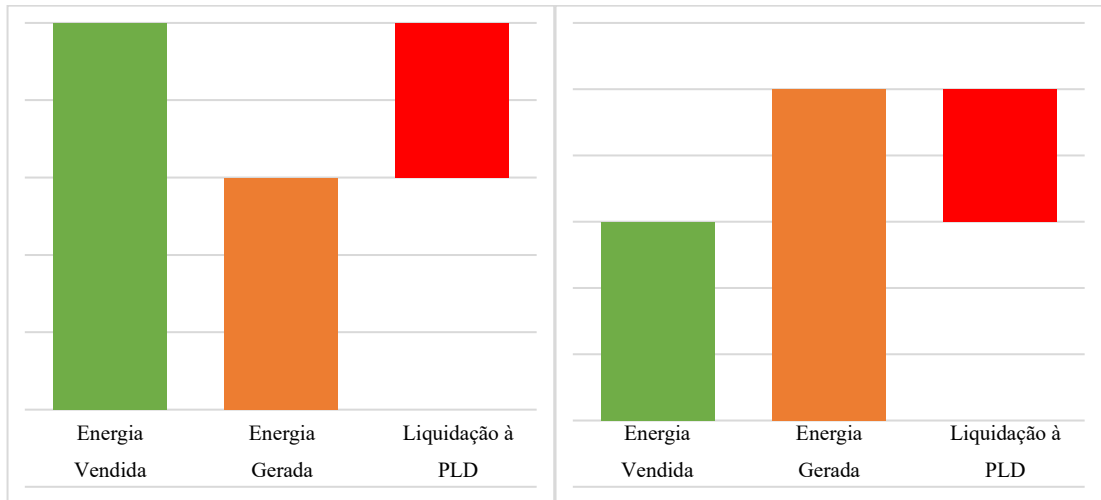
Outra forma relevante é a ativação por segurança energética, que é determinada quando há perspectivas de escassez de recursos de geração no médio prazo, seja por baixa EN, níveis críticos de EAR ou riscos de interrupção no suprimento de combustível para usinas térmicas (EPE, 2022). Nessas situações, o ONS, em coordenação com o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), pode acionar o despacho adicional de usinas térmicas, mesmo a um custo operacional maior, como medida preventiva para preservar a confiabilidade de atendimento e reduzir a probabilidade de déficit de energia (BRASIL, 2004; ONS, 2021).

Podem existir outras situações especiais de despacho associadas, por exemplo, a manutenções programadas ou emergenciais na rede de transmissão, eventos climáticos extremos ou contingências inesperadas no sistema. Essas ativações buscam assegurar que haja equilíbrio instantâneo entre carga e geração, mantendo os parâmetros de qualidade e continuidade do fornecimento estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2023). A diversidade de motivações para o despacho fora do mérito econômico reforça a complexidade envolvida na operação do SIN e a importância de mecanismos regulatórios para remunerar adequadamente a disponibilidade e a flexibilidade das usinas.

O mercado de curto prazo - ou mercado spot - é o ambiente em que as diferenças são liquidadas entre as somas geradas, consumidas e negociadas. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é a instituição responsável por contabilizar essas diferenças. As somas

correspondentes a essas diferenças são liquidadas pelo arredondamento das diferenças (PLD) no final do mês. A Figura 5 ilustra o processo pelo qual a CCEE contabiliza essas diferenças:

Agente Vendedor:



Agente Comprador:

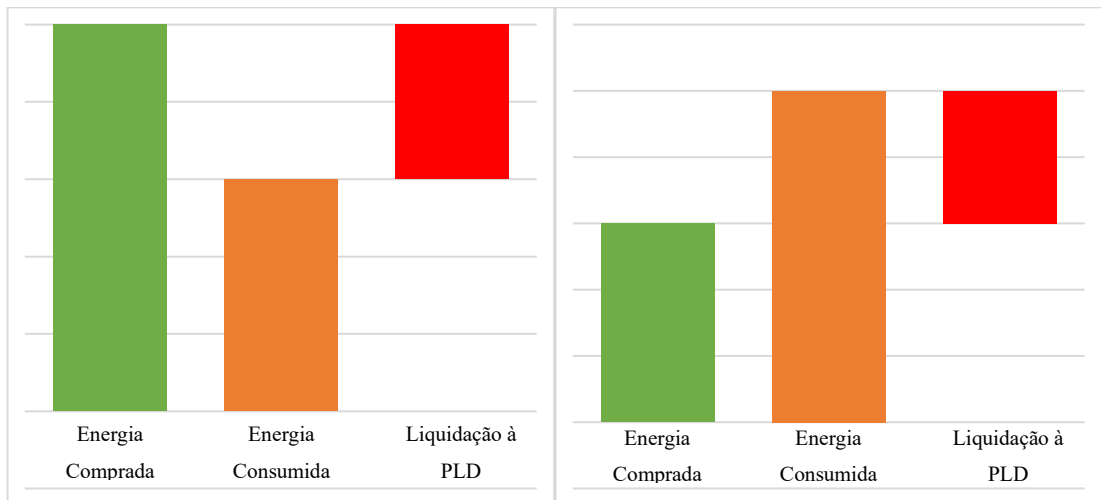


Figura 5 - Lógica simplificada das Liquidações de Diferenças

## 1.2 Ambientes de negociação e tipos de mercado

O modelo atual do setor elétrico estipula que o comércio de energia elétrica pode ser realizado em dois ambientes de mercado: o Acordo de Ambiente Regulado (Ambiente de Contratação Regulada, ACR) e o Acordo de Ambiente Livre (Ambiente de Contratação Livre, ACL).

O acordo no ACR é formalizado por meio de contratos regulados, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulamentado (Contratos de

Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado, CCEAR), celebrados entre agentes vendedores (comerciais, geradores, produtores independentes ou produtores únicos) e compradores (distribuidoras) que participam de leilões para a compra e venda de energia elétrica.

A licitação de contratos de energia elétrica e a realização de leilões são de responsabilidade direta da ANEEL ou por meio do intermédio da CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica).

Os leilões regulados, no formato energia, são realizados com base no menor preço. Ou seja, os licitantes vencedores são aqueles que oferecem energia elétrica ou outros atributos como potência, ao menor preço por MWh (ou MW) para atender à determinada demanda. Os CCEARs (Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulamentado) são então celebrados entre os vencedores do leilão e as distribuidoras para o fornecimento contratado da necessidade declarada de energia durante os anos seguintes.

Definindo “A” como o ano de início de fornecimento de energia elétrica licitada a ser assumido pelos distribuidores, tem-se:

- A-5, um leilão é realizado para comprar energia de novas empresas geradoras, geralmente grandes projetos hidrelétricos ou termelétricos, que devem ser construídos dentro de 4 a 5 anos;
- A-3, um leilão é realizado para comprar energia de novas empresas geradoras, geralmente de pequeno porte (PCHs), biomassa, parques eólicos e usinas termelétricas, que podem ser colocadas em operação em um prazo mais curto (2 a 3 anos);
- A-1, um leilão é realizado para adquirir energia de empresas geradoras existentes.

Além disso, leilões de Ajuste também podem ser realizados durante o ano A-1 com o propósito de atender às cargas de energia necessárias do mercado da distribuidora, até um limite de 1% dessa carga.

Por outro lado, os leilões regulados voltados à contratação de Reserva de Capacidade têm como finalidade selecionar empreendimentos que ofereçam potência firme ao menor custo possível para o sistema elétrico, com valores expressos em R\$/MW de disponibilidade (EPE, 2022). Nesses certames, vencem os participantes que apresentarem propostas economicamente mais vantajosas e tecnicamente aderentes aos critérios estabelecidos pelo Ministério de Minas

e Energia (MME) e pela Agência Nacional de Energia Elétrica (BRASIL, 2021; ANEEL, 2021). Concluído o processo competitivo, firmam-se os Contratos de Reserva de Capacidade na forma de Potência (CRCAPs) entre os empreendedores selecionados e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). A CCEE atua como contratante central, representando todos os usuários do Sistema Interligado Nacional (SIN) (CCEE, 2021). A partir desse modelo, as empresas vencedoras assumem o compromisso de manter a potência contratada disponível durante o prazo de vigência do contrato, pronta para despacho pelo ONS sempre que for necessário. Tal arranjo garante reforço à segurança operativa e à confiabilidade no abastecimento, independentemente do regime hidrológico ou das condições momentâneas do mercado (ONS, 2021; EPE, 2022).

O Ambiente de Contratação Livre, ACL, é livre para negociar períodos e preços entre agentes geradores, geradores, agentes comerciais, consumidores, importadores e exportadores de energia, uma vez que os acordos para a compra e venda de energia são feitos por meio de contratos bilaterais.

Os agentes geradores assim como os representantes comerciais podem vender energia elétrica em dois ambientes, mantendo o caráter competitivo da geração. Todos os contratos, sejam ACR ou ACL, são registrados na CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) e considerados para o “arredondamento” das diferenças no mercado de curto prazo. Uma visão geral da comercialização de energia, envolvendo os dois acordos de ambiente é mostrada na Figura 6.

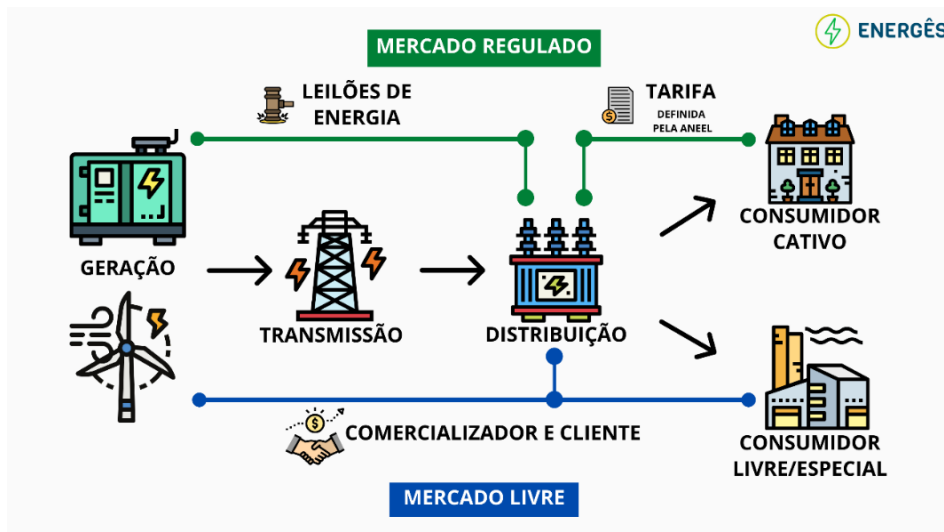


Figura 6 - Ambientes de contratação ACR e ACL

Fonte: <https://energes.com.br/quais-habilidades-devo-ter-para-atuar-no-mercado-de-energia/> Acessado em: 03/08/2025

Juntamente com a energia contratada no ambiente regulado e desde a promulgação do Decreto N° 6.353/2008, o Setor Elétrico Brasileiro começou a contar com um tipo de contrato chamado Energia de Reserva (ER). Seu objetivo é aumentar a segurança do fornecimento de eletricidade dentro do SIN com energia proveniente de usinas especialmente contratadas para esse fim (inicialmente celebrados geralmente por parques eólicos, biomassa e PCHs) e posteriormente evoluindo para a contratação de reserva de capacidade a ser detalhada mais à frente. A Energia de Reserva não pode ser utilizada para reforçar contratos regulados ou livres. Os Contratos de Energia de Reserva (CERs) são celebrados entre as usinas e a CCEE que, por sua vez, repassa a todos os consumidores (livres e cativos) os custos de geração da ER, na proporção da quantidade consumida, por meio do Encargo de Serviços do Sistema (ESS). Tal encargo é um mecanismo financeiro destinado a cobrir custos adicionais de operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) que não estão contemplados no despacho por mérito econômico. Esses custos decorrem de situações como o acionamento de usinas por razões elétricas, por segurança energética ou para recomposição de margem de reserva operativa (ONS, 2021). O valor arrecadado via ESS é rateado entre todos os consumidores do SIN, sejam eles do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) ou do Ambiente de Contratação Livre (ACL), e é administrado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), conforme diretrizes estabelecidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2022; BRASIL, 2004).

No Sistema Interligado Nacional (SIN), a exploração de aproveitamentos hidráulicos e demais fontes de geração de energia elétrica requer outorga emitida pelo Poder Concedente, conforme a Lei nº 9.074/1995 e o Decreto nº 5.163/2004. A ANEEL classifica as outorgas quanto ao regime e finalidade, destacando-se: (i) autorização, aplicável a Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs), usinas termelétricas e outras fontes de menor porte, concedida a agentes privados que atendam às condições técnicas e regulatórias; (ii) concessão, exigida para aproveitamentos hidráulicos com potência superior a 50 MW, normalmente precedida de licitação pública; (iii) permissão, destinada exclusivamente à prestação de serviços públicos de distribuição de energia elétrica em áreas específicas; (iv) registro, obrigatório para micro e minigeração distribuída, conforme a Resolução Normativa nº 482/2012, posteriormente alterada pela REN nº 687/2015 e consolidada pela REN nº 1.000/2021. Cada modalidade estabelece deveres e prazos distintos, condicionando o acesso à rede e a participação nos ambientes de contratação regulado e livre.

### **Análise do impacto das modalidades de outorga no Sistema Interligado Nacional (SIN)**

No setor elétrico brasileiro, a outorga é o ato administrativo que autoriza, permite ou concede a exploração de serviços ou instalações de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, regulamentado principalmente pela Lei nº 9.074/1995 e pela Lei nº 10.848/2004, sob competência da Agência Nacional de Energia Elétrica. As modalidades de outorga atendem a diferentes perfis de empreendimento e objetivos de política energética, impactando diretamente a configuração e a evolução do SIN.

#### **1. Concessão – Usinas Hidrelétricas com potência instalada superior a 50 MW**

A concessão é atribuída via licitação pública e confere ao empreendedor o direito de explorar o potencial hidráulico por período determinado, com contrapartidas contratuais que incluem preços e critérios de operação definidos pela autoridade reguladora. Essa modalidade constitui a espinha dorsal da matriz elétrica brasileira, uma vez que grandes usinas hidrelétricas respondem pela maior parte da energia assegurada (ou energia firme) no SIN.

O impacto dessa modalidade reside na estabilidade e confiabilidade da oferta, favorecendo o atendimento a cargas elevadas e contribuindo para a modicidade tarifária. No entanto, o processo licitatório e a complexidade de implantação de grandes obras podem ocasionar atrasos na expansão da oferta, sobretudo diante de questões socioambientais e de

licenciamento. Por ser intensiva em capital e infraestrutura, a concessão apresenta menor agilidade na resposta a demandas emergenciais e mudanças rápidas no perfil de consumo.

## **2. Autorização – Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs), usinas termelétricas e renováveis de médio porte**

A autorização é concedida após análise técnica e documental pela ANEEL, sem necessidade de licitação, permitindo maior flexibilidade para agentes privados investirem em empreendimentos de médio porte. Essa modalidade favorece a diversificação da matriz elétrica, com incremento na geração distribuída e redução da dependência de grandes centrais.

Além disso, a autorização potencializa a inserção de fontes renováveis não convencionais, como eólica e solar, ampliando a penetração dessas tecnologias no mercado livre e no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). O impacto no SIN é positivo quanto à descentralização, pois reduz riscos de concentração de geração, melhora a resiliência em eventos de contingência e contribui para sustentabilidade ambiental.

## **3. Permissão – Distribuição**

A permissão é utilizada para outorgar serviços de distribuição a empresas que atendem áreas específicas, mediante contrato com a ANEEL. Embora não interfira diretamente na capacidade de geração, essa modalidade é fundamental para a universalização do acesso à energia elétrica, principalmente em áreas remotas e regiões de menor densidade populacional.

O impacto no SIN é indireto, mas relevante: ao garantir que localidades isoladas sejam atendidas, a permissão possibilita que a rede elétrica nacional mantenha cobertura total, evitando zonas sem atendimento e permitindo integração futura com a geração distribuída local.

## **4. Registro – Micro e minigeração distribuída (MMGD)**

O registro é a modalidade simplificada para empreendimentos enquadrados como micro e minigeradores, atualmente prevista na Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 e suas alterações. Essa modalidade transformou o papel do consumidor, permitindo que este se tornasse prosumer (produtor e consumidor), com possibilidade de compensação de créditos de energia na fatura mensal.

O impacto dessa modalidade no SIN é crescente: a micro e minigeração distribuída, especialmente solar fotovoltaica, reduz perdas técnicas na transmissão, melhora a resiliência da rede ao gerar próximo da carga e mitiga impactos em horários de pico. Esse crescimento é

exponencial no Brasil e tende a contribuir para a meta de descarbonização e maior participação de fontes renováveis no mix energético, alinhando-se às políticas de transição energética.

## **2 OBJETIVOS**

### **2.1 Objetivo geral**

A crescente participação da geração solar fotovoltaica e eólica na matriz energética global e nacional impõe desafios à operação e planejamento dos sistemas elétricos, demandando maior flexibilidade para garantir a estabilidade do fornecimento de energia. A análise dos requisitos de flexibilidade e a implementação de leilões de reserva de capacidade são essenciais para responder às variações na geração. Esta dissertação busca aprofundar o entendimento sobre estratégias que enfrentem esses desafios, contribuindo para políticas que promovam a sustentabilidade e a resiliência dos sistemas elétricos.

### **2.2 Objetivos específicos**

Os objetivos específicos da Dissertação são:

- a) Quantificar os requisitos de flexibilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN) a partir da determinação e análise das rampas de carga líquida (CL), especialmente o ramp-up vespertino causado pela retração da geração fotovoltaica.
- b) Analisar as limitações operacionais e a inflexibilidade contratual do parque termelétrico existente (UTE) frente às novas exigências de resposta rápida e modulação do SIN.
- c) Avaliar o impacto da crescente expansão da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) e da geração solar centralizada na modulação da geração hidrelétrica e na amplitude de variação exigida pelo sistema.
- d) Discutir o papel e a urgência dos Leilões de Reserva de Capacidade (LRCAP) como mecanismo para a contratação do atributo potência firme e o fornecimento de recursos flexíveis, confrontando as conclusões de risco de suprimento entre os órgãos de planejamento (EPE) e de operação (ONS)

### **3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA**

#### **3.1 Acordos Comerciais de Energia Elétrica: Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR)**

Com o objetivo de garantir a segurança do fornecimento, a regulação do setor estipula que os contratos para a compra e fornecimento de energia, mesmo que de natureza financeira, devem ser fisicamente capazes de serem gerados. Essa garantia física é a quantidade máxima de energia, em MW, que cada usina pode colocar no mercado, seja no ACR ou no ACL. Portanto, esse valor é extremamente importante na avaliação da viabilidade econômica de novas empresas geradoras.

O cálculo da garantia física, realizado pela EPE e regulamentado pelo decreto MME 258/2008, deve cumprir os critérios de fornecimento adotados na expansão do sistema e não deve levar em conta os níveis de reservas. Ou seja, deve ser baseado na capacidade estrutural do sistema para atender à demanda crítica. Em resumo, a garantia física de uma usina reflete o pacote de energia que a usina precisará entregar ao sistema, de forma a atender à demanda crítica de acordo com os critérios de segurança adotados.

No caso das usinas térmicas, a garantia física pode ser calculada em relação à potência instalada, descontando-se as paradas por falhas e manutenção (um valor conhecido como disponibilidade da usina). No entanto, usinas térmicas com diferentes custos operacionais podem ser acionadas em intervalos diferentes, contribuindo de maneiras distintas para a confiabilidade do sistema. Por exemplo, considere uma termelétrica T1 que possui um baixo custo variável e, portanto, é quase sempre ativada. Agora, considere uma termelétrica T2 com a mesma capacidade que T1, mas com um custo variável mais alto, de modo que ela só gera energia em períodos em que o preço de mercado é alto. Embora as duas usinas possuam a mesma capacidade de geração, a usina T1 desempenha um papel maior na contribuição para a capacidade de geração do sistema do que a usina T2, devido à sua ativação mais frequente a um custo mais baixo. Consequentemente, além da disponibilidade da usina, a garantia física de uma usina termelétrica depende de seu custo variável de geração e de sua inflexibilidade (geração mínima).

A Figura 7 mostra o comportamento típico da garantia física em função de seu Custo Variável Unitário (CVU) e da inflexibilidade das usinas térmicas. A mesma ilustra a relação funcional e a sensibilidade da Garantia Física (GF) de uma usina termelétrica em relação aos

seus dois principais drivers técnico-econômicos: o Custo Variável Unitário (CVU) e o nível de inflexibilidade operativa (geração mínima).

Para melhor compreensão, é necessário decompor os conceitos que fundamentam o cálculo da GF para fontes despacháveis no Sistema Interligado Nacional (SIN):

1. **Garantia Física como Contribuição à Confiabilidade:** Diferente da potência instalada, a GF representa o montante máximo de energia que uma usina pode comercializar, refletindo sua contribuição real para o atendimento à demanda crítica do sistema sob critérios de segurança. No caso das térmicas, essa métrica não é estática; ela é uma resultante do seu desempenho esperado no despacho centralizado.
2. **A Influência do CVU no Despacho:** O Operador Nacional do Sistema (ONS) busca a minimização do custo operacional, acionando usinas pela ordem de mérito (quando o Custo Marginal de Operação - CMO - excede o CVU da usina). Usinas com baixo CVU (como a termelétrica T1 citada nos documentos) possuem maior probabilidade de ativação e, conseqüentemente, uma GF superior, pois desempenham um papel mais frequente na base da geração. Já usinas com alto CVU (termelétrica T2) são acionadas apenas em períodos de preços elevados ou escassez, resultando em uma contribuição menor para a energia assegurada do sistema.
3. **O Papel da Inflexibilidade Operativa:** A inflexibilidade representa a obrigação de geração mínima (Gmin) estabelecida por restrições técnicas ou contratuais, operando independentemente do mérito econômico. A Figura 7 demonstra que a GF é positivamente impactada pela inflexibilidade: quanto maior a geração obrigatória da usina, maior será sua entrega de energia garantida ao sistema, embora isso reduza sua flexibilidade para modular conforme a variabilidade das fontes renováveis.
4. **Metodologia de Cálculo (Modelagem NEWAVE):** O comportamento típico mostrado na Figura 7 é derivado de simulações no modelo NEWAVE, que utiliza Programação Dinâmica Dual Estocástica (SDDP). Para o cálculo das GFs em leilões, a EPE separa os empreendimentos em blocos de CVU para avaliar como cada perfil de custo e inflexibilidade impacta o Custo Futuro (CF) da operação e a segurança energética (parâmetros LOLP e CVaR).

Ou seja, a Figura 7 revela que a Garantia Física é uma métrica de valor sistêmico: ela recompensa empreendimentos que ou são economicamente competitivos (baixo CVU) ou que garantem um suprimento firme e contínuo ao sistema através de sua inflexibilidade.

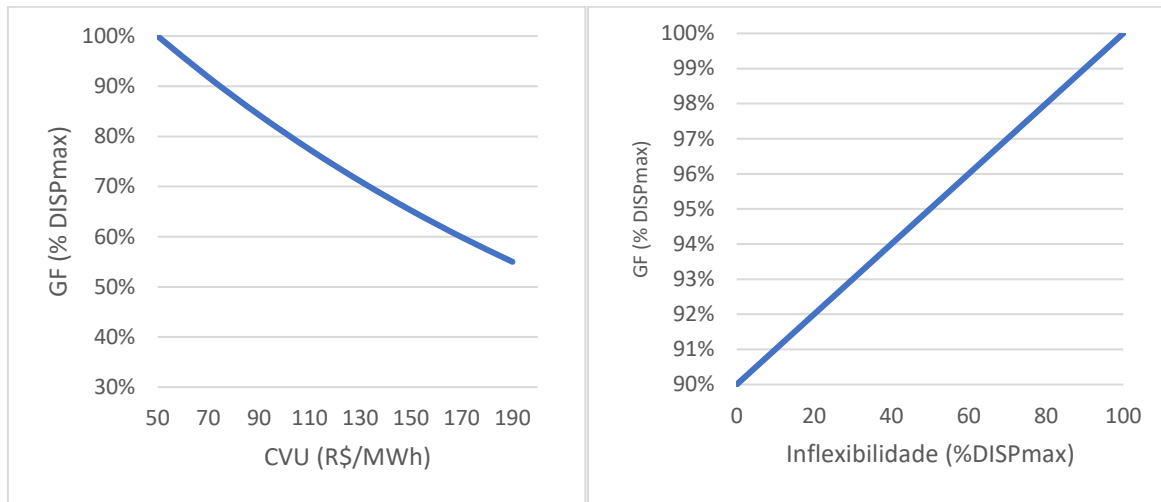


Figura 7 - comportamento típico da GF em função de seu CVU e inflexibilidade

Fonte: Elaboração própria

Os critérios mais recentes estabelecidos pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) para a expansão do sistema elétrico brasileiro visam assegurar, por meio de reservas de geração efetivamente instaladas e disponíveis, que a demanda projetada seja atendida em patamares considerados seguros no horizonte de planejamento. As diretrizes preveem que a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) garanta o atendimento à carga na grande maioria dos cenários hidrológicos avaliados, mantendo o risco anual de déficit dentro dos limites regulatórios de segurança energética, atualmente de 5% (CNPE, 2021). Na avaliação desse limite, são utilizados parâmetros como o LOLP (*Loss of Load Probability*), que expressa a probabilidade de ocorrência de déficit de energia ou potência em determinado período, e o CVaR (*Conditional Value at Risk*) relativo à Potência não suprida (PNS), que traduz o dispêndio médio de operação adicional necessário para evitar a falta de atendimento. Esses indicadores possibilitam ao planejador conciliar eficiência econômica e segurança operativa, considerando tanto a energia assegurada como os requisitos de potência firme para resposta a situações críticas (EPE, 2023; ONS, 2021). O planejamento contempla ainda a harmonização entre custos de operação e custos de expansão, mas privilegia critérios de confiabilidade e diversificação tecnológica, alinhados às exigências de contratação de reserva de capacidade

implementadas a partir de 2021 (BRASIL, 2021; CNPE, 2021; EPE, 2023). Ou seja, além das análises de energia assegurada, os estudos incorporam requisitos de potência firme, de modo a contemplar a necessidade de resposta rápida da geração em situações críticas.

No caso dos leilões de geração, idealmente, as garantias físicas de novas empresas geradoras registradas por meio da participação em um leilão seriam calculadas de acordo com o real sistema hidrológico. Ou seja, levando em consideração a configuração de referência (reservas de geração existentes e usinas vencedoras de leilões anteriores), bem como os vencedores do leilão atual. No entanto, como é impossível prever o resultado da licitação, adota-se um critério baseado na competitividade dos participantes, no qual eles são separados em blocos de acordo com seus custos variáveis de geração. Os blocos são definidos com base na demanda contratada para entrega pelos distribuidores, que deve ser declarada em confidencialidade ao MME com pelo menos 60 dias de antecedência ao leilão. Uma vez definido um bloco de novas usinas, este é adicionado à configuração de referência e as garantias físicas dessas usinas são calculadas aplicando-se o modelo Newave. Este é um modelo computadorizado desenvolvido pelo Centro de Pesquisas em Energia Elétrica (CEPEL) e utilizado pela EPE no planejamento de expansão (Plano Decenal de Energia — PDE) e no cálculo das garantias físicas de novas usinas participantes dos Leilões de Energia. O mesmo software também é utilizado pela PMO no Programa Operacional Mensal

---

### **3.1.1 Contratos por Quantidade**

Os contratos de energia por quantidade são acordos financeiros entre geradores (como “vendedor”) e distribuidores (como “comprador”), nos quais os primeiros se comprometem a entregar a quantidade de energia pelo preço contratado no leilão.

Nos Leilões de Energia Nova (A-3 e A-5), um contrato de quantidade se aplica originalmente apenas à geração hidrelétrica, sendo posteriormente expandida às fontes Solar fotovoltaica e Eólica, podendo ter duração de até 30 anos. Nesse tipo de contrato, os geradores devem compensar a diferença de curto prazo entre suas produções físicas e a quantidade contratada. O reajuste do preço dos contratos de venda de quantidade pelas empresas contratadas nos Novos Leilões de Energia é feito anualmente pelo IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo).

Há um mecanismo para mitigar os riscos hidrológicos das usinas hidrelétricas conhecido como MRE (Mecanismo de Realocação de Energia). O mecanismo constitui um instrumento

regulatório desenvolvido para mitigar os riscos hidrológicos associados à geração de energia por usinas hidrelétricas no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e no mercado livre. Criado pela Lei nº 10.848/2004 e regulamentado pela ANEEL, o MRE funciona como um sistema de compartilhamento de riscos entre agentes geradores hidrelétricos, de modo a suavizar os impactos das variações de aflúências na receita de cada usina participante.

A lógica do mecanismo é baseada na garantia física de cada usina, valor definido pela ANEEL e calculado considerando a energia firme média que o empreendimento pode entregar ao SIN sob condições hidrológicas de referência. No contexto do MRE, a energia alocada a cada participante no mercado de curto prazo (MCP) não corresponde diretamente à produção física realizada, mas sim à parcela da energia total produzida pelo conjunto das usinas participantes, proporcional às respectivas garantias físicas.

Esse arranjo possibilita que usinas afetadas por baixa aflúência e, portanto, com geração reduzida, recebam compensação mediante realocação de energia de outras usinas com produção superior à sua garantia física no período, reduzindo a volatilidade das receitas. No balanço financeiro entre agentes, utiliza-se a Tarifa de Energia de Otimização (TEO), que é calculada mensalmente e representa o valor da energia trocada no âmbito do MRE.

Do ponto de vista econômico, o MRE pode ser entendido como um mecanismo de proteção para geradores hidrelétricos em cenários de Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) baixo, garantindo receitas mínimas estáveis e maior previsibilidade financeira. Por outro lado, em períodos de déficit hidrológico severo, o mecanismo pode implicar perdas adicionais para os geradores, especialmente quando há necessidade de complementar a geração com fontes térmicas mais onerosas, fenômeno conhecido como exposição ao GSF (Generation Scaling Factor).

### **3.1.2 Contratos por Disponibilidade**

Os contratos por disponibilidade, regulamentados pela ANEEL e nos termos das regras da CCEE, estabelecem que o gerador termelétrico se compromete a manter sua usina operacionalmente apta para geração sempre que despachada pelo ONS. O gerador recebe uma receita fixa, definida em leilão, destinada a cobrir seus custos fixos e remunerar o investimento, independentemente do montante efetivamente gerado.

Nesse arranjo contratual, eventuais diferenças entre a energia elétrica efetivamente produzida e a energia contratada são liquidadas no mercado de curto prazo (MCP), conforme

as regras de contabilização da CCEE. O risco de variações nos preços do MCP é assumido pelos compradores (tipicamente distribuidoras), enquanto o risco de indisponibilidade da usina é de responsabilidade do gerador. Este último deve garantir, no mínimo, a disponibilidade prevista na sua garantia física declarada no leilão. Caso a indisponibilidade ultrapasse os limites estabelecidos e não seja compensada mediante aquisição de energia no MCP para cobertura da diferença, o gerador estará sujeito às penalidades previstas, incluindo o desconto de receita por não entrega e não disponibilidade. Assim, o modelo transfere ao gerador a obrigação de assegurar a condição operacional da usina e ao comprador o risco econômico de mercado, configurando um mecanismo contratual válido para empreendimentos termelétricos que apresentam maior volatilidade nos custos variáveis de operação.

Conforme demonstrado, o gerador também é ressarcido pelos distribuidores toda vez que é acionado. O valor desse ressarcimento corresponde ao custo variável de geração da usina (CVU = Custo variável Unitário expresso em R\$/MWh), onde é alocado todo o custo operacional da produção de energia como manutenção, custo do combustível e operação do ativo.

Nos contratos por disponibilidade, regulamentados pela ANEEL e operacionalizados segundo as regras da CCEE, o comprador (tipicamente distribuidora) assume maior variabilidade na exposição financeira em relação ao contrato por quantidade. Isso ocorre porque parte do custo final depende das liquidações no Mercado de Curto Prazo (MCP), cujo preço é determinado pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Em contrapartida, esse arranjo permite maior flexibilidade para adquirir energia a valores reduzidos em períodos de baixo PLD, desde que a geração esteja disponível para despacho.

Para precificação, o valor da energia contratada contempla:

- a) Receita Fixa (RF) – remuneração para cobertura de custos fixos e retorno de investimento, em milhões de reais por ano;
- b) Custo de Operação (COP) – estimativa de gastos variáveis de operação e combustível, calculados pela EPE, em reais por megawatt-hora;
- c) Exposição no MCP – valor esperado das liquidações no mercado de curto prazo, decorrente das diferenças entre a geração efetiva e as necessidades contratuais, em reais por megawatt-hora.

Nos leilões de energia nova, a EPE realiza simulações do Sistema Interligado Nacional (SIN) em horizonte de 10 anos, utilizando modelos de despacho e otimização energética, para determinar os valores esperados de COP e MCP para cada usina termelétrica participante. A classificação das ofertas é então efetuada com base no Índice de Custo-Benefício (ICB), obtido pela soma ( $ICB = RF + COP + MCP$ ). Serão contratadas as usinas com menor ICB, garantindo competitividade e eficiência econômica do processo licitatório (EPE, 2020; ANEEL, 2011).

De fato, os contratos por Disponibilidade foram criados para viabilizar empreendimentos termelétricos, na medida em que transferem o risco hidrológico e o risco de preço do combustível para os consumidores (distribuidoras). Em um contrato por Quantidade, o gerador termelétrico aumentaria substancialmente os preços para compensar as incertezas tanto dos preços futuros dos combustíveis quanto do regime de ENA. Já no contrato por Disponibilidade, o gerador não tem incentivo para cobrar esse ágio.

O reajuste das receitas fixas nos contratos por Disponibilidade é feito anualmente pelo IPCA. Já as receitas variáveis (ressarcimento do custo variável de geração unitário, CVU) são calculadas pela Equação 1:

$$CVU = C_{comb} + C_{o\&m}, \quad (1)$$

Onde:

$C_{comb}$  = Ressarcimento do combustível, em R\$/MWh

$C_{o\&m}$  = Ressarcimento de O&M, em R\$/MWh

O componente  $C_{o\&m}$  é reajustado anualmente pelo IPCA, enquanto o componente  $C_{comb}$  é reajustado mensalmente pela variação da taxa média de câmbio do real frente ao dólar norte-americano e pelos índices de preço de combustíveis internacionalmente reconhecidos, específicos para cada fonte utilizada, conforme regulamentação do Ministério de Minas e Energia (MME) e critérios estabelecidos no contrato (BRASIL, 2021; EPE, 2022). Para o caso de usinas a carvão, por exemplo, aplica-se como referência o índice CIF-ARA Platts, refletindo o custo médio de importação desse combustível no mercado internacional. Esse arranjo busca garantir que a remuneração do gerador acompanhe as oscilações reais de seus custos variáveis, preservando a viabilidade econômica da operação ao longo da vigência contratual, especialmente em contratos de Reserva de Capacidade (CRCAP) ou de Disponibilidade, onde a estabilidade financeira e a confiabilidade do suprimento são elementos centrais (CCEE, 2021; ONS, 2021).

Conforme anteriormente mencionado nos tipos de acionamento de UTEs, a inflexibilidade termelétrica no modelo de contratação por disponibilidade foi introduzida no Brasil a partir do novo marco regulatório do setor elétrico, estabelecido pela Lei nº 10.848/2004, após a crise de abastecimento de 2001, com o objetivo de garantir segurança no suprimento e previsibilidade no despacho das usinas térmicas (BRASIL, 2004). Nesse modelo, o gerador é remunerado pela garantia física disponibilizada ao sistema e não apenas pela energia efetivamente gerada, assegurando a cobertura de custos fixos e mitigando riscos de ociosidade em função de variações hidrológicas (EPE, 2022). A adoção da inflexibilidade visa atender a necessidades de estabilidade energética em um sistema majoritariamente hidrelétrico, sobretudo em períodos de escassez hídrica, permitindo ao Operador Nacional do Sistema manter uma disponibilidade firme de potência (ONS, 2021). Essa característica é considerada fundamental para a integração das termelétricas ao planejamento da expansão e à operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), aumentando a confiabilidade do abastecimento e reduzindo vulnerabilidades energéticas (EPE, 2022).

### **3.1.3 Contratos de Energia de Reserva**

Os contratos de energia de reserva foram instituídos com a finalidade de contratar geração adicional à necessária no mercado regulado, atuando como uma espécie de “estoque estratégico” de energia para o SIN. Diferente dos contratos convencionais, a energia de reserva não é destinada diretamente ao atendimento de consumidores específicos, mas sim para reforçar a segurança energética do sistema como um todo, estando disponível para despacho sempre que identificada a necessidade pelo ONS. Essa contratação é realizada por meio de leilões específicos promovidos pela CCEE, sob coordenação do MME, e a energia adquirida é custeada por meio do Encargo de Energia de Reserva (EER), rateado entre todos os consumidores do Sistema, sejam eles do ACR ou do ACL (EPE, 2014).

Nesse tipo de contrato, o gerador se compromete a disponibilizar o montante de energia contratada ao sistema, de forma contínua, com base em sua garantia física estabelecida. A gestão operacional da entrega dessa energia fica subordinada às instruções do ONS, que pode programar despacho visando equilibrar oferta e demanda ou reforçar o atendimento em momentos de baixa hidraulicidade. Na liquidação financeira, a CCEE contabiliza a energia entregue pela usina e realiza a compensação entre a garantia física e a produção efetiva,

aplicando, se necessário, as penalidades previstas no contrato e na legislação vigente (ONS, 2021).

A principal motivação para a criação do mecanismo de reserva foi reduzir a vulnerabilidade do sistema frente às oscilações na produção hidráulica, especialmente durante períodos de estiagem prolongada, complementando a oferta com fontes alternativas como eólica, biomassa e PCHs (BRASIL, 2008). Esses contratos contribuem para aumentar a diversificação da matriz elétrica e reduzir o risco de acionamento forçado de usinas termelétricas mais caras e emissores de gases de efeito estufa (EPE, 2022). Além disso, por serem custeados de forma socializada entre todos os consumidores, evitam a necessidade de contratação individualizada por distribuidoras, simplificando o processo e permitindo a implementação de políticas públicas de expansão da geração renovável.

#### **3.1.4 Contratos de Reserva de Capacidade na forma de Potência**

Sendo uma evolução natural relativo às necessidades em constante mutação do SIN, os Contratos de Reserva de Capacidade na forma de potência (CRCAP) são acordos firmados entre uma empresa autorizada para a geração de energia elétrica e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, representando os usuários finais do SIN (BRASIL, 2021; CCEE, 2021). Indubitavelmente é uma inovação significativa no arcabouço regulatório do setor elétrico brasileiro, especialmente após a promulgação da Lei nº 14.120/2021, que instituiu o mecanismo de contratação de reserva de capacidade em potência para garantir a segurança do suprimento energético nacional (BRASIL, 2021). O objetivo central desses contratos é assegurar a disponibilidade de potência ao SIN, garantindo a continuidade e segurança no fornecimento de energia elétrica (EPE, 2022). Na prática, esses contratos viabilizam que as usinas termelétricas estejam prontas para gerar sempre que o ONS determinar, independentemente das condições hidrológicas ou da situação momentânea do mercado de energia elétrica (ONS, 2021; EPE, 2022). Essa função é especialmente relevante no Brasil, cuja matriz elétrica é predominantemente hidrelétrica e complementarmente composta por fontes renováveis intermitentes, ambas sujeitas à variabilidade climática.

Nos CRCAP, o agente gerador compromete-se a manter uma determinada potência disponível para o sistema, sendo remunerado por essa potência disponível e não pela energia efetivamente entregue. Este modelo é análogo a um contrato de “standby”, no qual o gerador recebe receitas fixas por garantir que sua usina esteja pronta para operar quando acionada pelo

ONS. A remuneração é composta por duas parcelas principais: a receita fixa pela disponibilidade de potência (RF) e o ressarcimento dos custos variáveis de geração (CVG), quando a usina é efetivamente despachada (ANEEL, 2021). Os custos dessa contratação, incluindo despesas administrativas, financeiras e tributárias, são socializados entre todos os usuários do SIN por meio do Encargo de Potência para Reserva de Capacidade (ERCAP), arrecadado e gerido pela CCEE e destinado ao pagamento da receita fixa estabelecida em contrato (BRASIL, 2021; CCEE, 2021).

O vendedor deve seguir integralmente os despachos emitidos pelo ONS, garantindo ainda a flexibilidade operacional das unidades contratadas (ONS, 2021). O não cumprimento das obrigações de disponibilidade implica penalidades, cujos valores dependem do montante de potência não entregue e das diferenças observadas entre a energia efetivamente gerada e a contratada (EPE, 2022). A liquidação financeira associada ao CRCAP é realizada pela CCEE através da Conta de Potência para Reserva de Capacidade (CONCAP), com pagamentos mensais que asseguram ao gerador a cobertura dos custos fixos e de operação (CCEE, 2021).

De forma aprofundada, a RF pode ser entendida como o valor mensal ou anual pago ao gerador pela disponibilidade da potência contratada, independentemente do despacho efetivo. Este valor é calculado de modo a cobrir os custos fixos de operação e manutenção, amortização do investimento e uma taxa de retorno adequada ao risco do empreendimento (EPE, 2022). Essa receita é composta por: (i) custos e remuneração do investimento, incluindo a taxa interna de retorno, (ii) custos de conexão e uso do sistema de transmissão e distribuição, (iii) custos fixos de operação e manutenção (O&M), (iv) custos de seguros e garantias contra riscos operacionais e financeiros, (v) tributos e encargos legais e (vi) custos relacionados à disponibilidade permanente, que incluem, por exemplo, despesas para manutenção de estoques de combustível (EPE, 2022; CCEE, 2021).

Já o Custo Variável Unitário (CVU), que abrange combustível e despesas variáveis de O&M, é utilizado para calcular o ressarcimento ao gerador quando a usina é efetivamente acionada, sendo atualizado periodicamente conforme condições de mercado e índices setoriais (ONS, 2021). Quando a usina é despachada, o gerador recebe adicionalmente o ressarcimento dos custos variáveis incorridos na geração, como combustível, operação e manutenção incremental. O CVU é ajustado conforme parâmetros declarados no leilão e auditados pela ANEEL, podendo ser atualizado periodicamente por índices de preços específicos, como o IPCA para O&M e índices internacionais para combustíveis (ANEEL, 2021).

Além disso, os CRCAP impõem requisitos de flexibilidade operacional às usinas termelétricas, sendo esta a capacidade da usina de ajustar seu nível de geração em resposta às variações na demanda ou na disponibilidade de outras fontes, atendendo ao despacho do ONS com rapidez, confiabilidade e dentro dos limites técnicos e econômicos estabelecidos. Tais requisitos incluem limites mínimos de permanência ligada ou desligada, rampas de acionamento e desligamento e faixas de geração mínima e máxima (EPE, 2022). Isso assegura que, quando necessário, as usinas possam ser despachadas rapidamente sem comprometer a confiabilidade e a estabilidade do sistema elétrico.

A lógica subjacente ao CRCAP é transferir o risco de despacho ao gerador, sem previsibilidade de percentual mínimo de despacho anual com faturamento variável, porém, promovendo maior previsibilidade de receitas para os empreendedores e viabilizando investimentos em ativos de geração que, embora essenciais para a segurança do suprimento, podem ser pouco utilizados ao longo do ano. Tal característica é especialmente relevante para usinas termelétricas, que tradicionalmente enfrentam elevada volatilidade de despacho devido à predominância de fontes renováveis no SIN e à variabilidade hidrológica (EPE, 2022).

No CRCAP, o risco de despacho – ou seja, a incerteza quanto à quantidade de energia que será efetivamente gerada – é mitigado para o gerador, que passa a receber uma receita fixa pela disponibilidade da potência contratada. Por outro lado, o risco de não disponibilidade recai sobre o gerador, que deve garantir que sua usina esteja apta a operar conforme os parâmetros estabelecidos no contrato. Caso a usina não esteja disponível nos momentos em que for acionada, o gerador está sujeito a penalidades contratuais, que podem incluir o ressarcimento ao sistema pelo custo de contratação de capacidade substituta ou multas por não entrega (ANEEL, 2021; BRASIL, 2021).

O agente comprador, geralmente representado pelos consumidores regulados e livres, por meio da CCEE, assume o custo da reserva de capacidade, que é rateado entre os usuários do sistema conforme regras de alocação de custos definidas pela ANEEL. Esse custo é incorporado às tarifas de energia, refletindo o benefício sistêmico de maior segurança e confiabilidade no suprimento (CCEE, 2022).

A contratação de reserva de capacidade em potência é realizada por meio de leilões públicos organizados pelo MME e operacionalizados pela EPE. Os empreendimentos participantes devem apresentar propostas de preço para a disponibilidade de potência, que considera a soma das receitas fixas e estimativas de custos variáveis ao longo do horizonte contratual (EPE, 2022).

Para garantir a competitividade e a racionalidade econômica do processo, a EPE realiza simulações do SIN por períodos de até 15 anos, estimando o valor sistêmico da capacidade adicional e os custos associados ao despacho das usinas contratadas (EPE, 2022).

### **3.2 Leilões de Energia Nova (LEN) e seus tipos de contratação**

Os Leilões de Novas Energias são o que permite contratos de energia de longo prazo, no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), para futuros empreendimentos de geração. Utiliza-se a tarifa de menor preço para definir os vencedores do leilão; ou seja, os vencedores são os geradores que oferecem energia elétrica ao menor preço, em R\$/MWh, para atender à demanda prevista pelos distribuidores. Os contratos de compra e venda de energia elétrica são firmados entre os ofertantes vencedores do certame e os distribuidores (“pool”) na proporção das energias declaradas por cada um deles.

#### **3.2.1 Contratação por Quantidade**

Para os distribuidores, o contrato por quantidade funciona como um contrato a termo. O distribuidor assume uma “posição compradora” e concorda em comprar energia a um preço predeterminado. O gerador assume uma “posição vendedora” e concorda em vender energia ao mesmo preço. O valor ou retorno do contrato pode ser positivo ou negativo, dependendo do preço de mercado da energia, o preço de liquidação das diferenças (PLD). Por exemplo, se o PLD subir acima do preço contratado, o valor para a posição compradora será positivo e para a posição vendedora, negativo. Pode-se concluir que o contrato por quantidade é um mecanismo de proteção para os distribuidores contra preços elevados no mercado de curto prazo.

A forma como funcionam os leilões de contratos por quantidade implica que o gerador apresenta lances para a quantidade a ser contratada no ACR e para o preço de venda do contrato. O número de lotes é ofertado em rodadas uniformes. Nessas rodadas, os potenciais vendedores apresentam lances sobre as quantidades que propõem vender no ACR, com base em um preço de mercado que diminui a cada rodada até que se atinja o Custo Marginal de Referência (CMR), ou preço-teto, até um preço de oferta inferior a uma demanda ajustada (ligeiramente superior à declarada pelos distribuidores), de modo a garantir a competitividade do leilão. Lotes que não recebem ofertas em cada rodada são considerados lotes excluídos e não podem ser apresentados

em rodadas subsequentes. Após isso, há uma rodada seletiva em que os potenciais vendedores apresentam lances para o número de lotes ofertados nas rodadas uniformes, limitados ao último preço de mercado das rodadas iguais. Após a apresentação dos lances, a CCEE organiza os lotes negociados por cada empreendimento e seus compradores (distribuidores) em ordem crescente de preço e classifica como “lotes negociados” aqueles que satisfazem as quantidades efetivamente demandadas, excluindo aqueles empreendimentos que ofertaram aos preços mais altos.

### **3.2.2 Contratação por Disponibilidade**

Para o distribuidor, um contrato por disponibilidade funciona como um contrato de opções. O distribuidor paga um prêmio (as receitas fixas) e tem a opção, mas não a obrigação, de comprar energia da usina ao custo operacional variável declarado pelo gerador (preço de exercício). Se o PLD for inferior ao custo variável de geração declarado, o distribuidor não exerce a opção, adquirindo energia no mercado de curto prazo. No caso contrário, o distribuidor exerce a opção ao preço de exercício (que ressarce o gerador), evitando o custo de comprar energia.

O preço final da energia de um empreendimento contratado por disponibilidade depende não apenas do preço de venda do gerador (receitas fixas), mas também do preço de exercício declarado pelo empreendimento (custo variável de geração). Quanto maior esse preço de exercício, menor a probabilidade de acionamento da usina, o que implica maiores custos na compra de energia no mercado de curto prazo. Esse risco representa um custo adicional para os consumidores e deve ser quantificado para que os potenciais vendedores possam ser comparados em bases equivalentes. O critério utilizado no Brasil para a comparação dessas alternativas é o Índice de Custo-Benefício (ICB).

O ICB (R\$/MWh) é a relação entre os custos globais do empreendimento (R\$) e seu benefício energético (MWh). O benefício energético é a garantia física da usina e o custo global compreende três elementos: (i) as receitas fixas, (ii) o custo operacional esperado e (iii) o custo esperado de “arredondamento” de diferenças.

O elemento receitas fixas (RF) corresponde ao pagamento fixo ao distribuidor e deve ser suficiente para remunerar o investimento na usina, incluindo os custos socioambientais, juros durante a construção e o elemento fixo invariável dos custos operacionais e de manutenção (O&M) e combustível. Ou seja, as receitas fixas são o pagamento pelo “aluguel” da usina.

O custo operacional esperado (COP), função do nível de inflexibilidade da usina e do custo variável declarado pelo gerador, é o valor anual esperado de ressarcimento dos custos operacionais, pagando pelo uso da usina, e é calculado com base no preço de liquidação das diferenças (PLD), revelado no Plano Decenal de Energia da EPE.

O custo esperado de “arredondamento” de diferenças (CEC), também função do nível de inflexibilidade da usina e do custo variável declarado pelo gerador, corresponde ao valor anual esperado de “arredondamento” no mercado de curto prazo, cujo valor é calculado com base nos mesmos preços utilizados no COP.

A soma de COP e CEC, valor conhecido como Índice K, está diretamente relacionada à competitividade do empreendimento. Quanto maior o Índice K, menor será a margem que o empreendimento terá para maximizar as receitas fixas; ou seja, menos competitiva será a usina. Há a relação entre o Índice K e os custos operacionais de uma usina totalmente flexível e de uma parcialmente flexível. Na verdade, COP e CEC são valores esperados calculados sobre o elemento flexível da usina; ou seja, quanto maior a inflexibilidade da usina, menor o valor do Índice K. Por outro lado, a inflexibilidade exige um aumento nas receitas fixas, que devem ser suficientes para remunerar os custos fixos de O&M e combustível.

Os valores de CMO utilizados no cálculo de COP e CEC são limitados a PLDmax e PLDmin, calculados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e aplicados como limites superior e inferior ao preço de arredondamento de diferenças no mercado de curto prazo.

Os custos operacionais devem ser declarados antes do leilão, na fase de habilitação técnica. Os valores de COP e CEC são então calculados pela EPE e enviados de forma confidencial aos empreendimentos. Dessa forma, cada gerador conhece seu preço final ao submeter suas receitas fixas.

O funcionamento dos leilões de contratos por disponibilidade é análogo ao dos contratos por quantidade. Os lotes destinados ao ACR devem ser ofertados em rodadas uniformes, onde os preços de mercado são os ICBs vigentes. As receitas fixas são o único elemento do custo global que o potencial vendedor pode ajustar para tentar vencer o certame. Diante da apresentação das receitas fixas na fase seletiva, a CCEE calcula automaticamente o preço final da energia do empreendimento (ICB) e organiza os lances em ordem crescente de preços, desde que atendam à quantidade demandada.

### 3.2.3 Leilões de Reserva de Capacidade

Os leilões de Reserva de Capacidade têm como finalidade assegurar, para o Sistema Interligado Nacional (SIN), a contratação de potência firme que possa ser acionada sempre que necessária, reforçando a segurança do suprimento de energia elétrica, independentemente das condições hidrológicas ou de mercado. Nessa forma de contratação, o produto central não é a energia efetivamente gerada (MWh), mas sim a potência disponível (MW) ao longo do contrato. A remuneração do gerador é estruturada essencialmente por meio de uma Receita Fixa (RF), destinada a cobrir custos de capital, operação, manutenção e a garantir o retorno adequado sobre o investimento realizado (BRASIL, 2021; EPE, 2022).

O preço nesse tipo de certame é expresso pelo Preço de Disponibilidade de Potência (DispPot), calculado em reais por megawatt-mês (R\$/MW-mês). Esse valor representa a quantia que o gerador solicita para manter a potência contratada à disposição durante todo o período de vigência do contrato. Para compor o DispPot, são considerados, entre outros aspectos: (i) investimentos necessários à implantação ou adequação da planta; (ii) custos fixos de operação e manutenção, englobando mão de obra, serviços e reparos; (iii) seguros e garantias contratuais; (iv) despesas de logística e armazenagem de combustível, quando aplicável; e (v) margem de retorno compatível com os riscos do empreendimento (ANEEL, 2021; CCEE, 2021).

As ofertas apresentadas pelos concorrentes no leilão já incluem todos esses custos e são encaminhadas em termos de DispPot. A EPE é responsável por realizar a habilitação técnica e, de forma restrita, estimar a competitividade das plantas participantes. A classificação segue ordem crescente de preço, observando a demanda total estabelecida no edital do Ministério de Minas e Energia (MME), à semelhança de outros leilões regulados (EPE, 2022).

Uma vez firmado o Contrato de Reserva de Capacidade (CRCAP) entre o gerador vencedor e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), o DispPot ofertado passa a definir a receita mensal da usina durante todo o período contratual. Esses valores são repassados de forma rateada a todos os consumidores do SIN, tanto do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) quanto do Ambiente de Contratação Livre (ACL), por meio do Encargo de Potência para Reserva de Capacidade (ERCAP) (BRASIL, 2021; ANEEL, 2021).

Ao contrário dos contratos por quantidade ou por disponibilidade, no CRCAP o gerador não assume o risco associado ao preço de curto prazo (PLD). Sua remuneração está vinculada apenas à disponibilidade da potência contratada. Caso a usina seja despachada pelo ONS, o

gerador receberá adicionalmente o ressarcimento de seus custos variáveis (CVU), conforme critérios de despacho por razões técnicas ou de segurança energética (ONS, 2021). Dessa forma, o DispPot reflete o compromisso econômico assumido pela CCEE, em nome de todos os usuários finais do sistema, para garantir que a capacidade contratada esteja efetivamente disponível quando solicitada. Logo, o LRCAP constitui um mecanismo competitivo no qual os participantes buscam apresentar o menor DispPot possível, sem comprometer a cobertura de seus custos e a viabilidade econômico-financeira da operação. O resultado é a alocação de empreendimentos mais eficientes para compor a reserva de potência, aumentando a confiabilidade do SIN com custo racional para os consumidores (EPE, 2022; CCEE, 2021).

### 3.2.3.1 A Flexibilidade Operativa e o LRCAP 2026

O Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2026 (LRCAP de 2026), destinado à contratação de potência elétrica de empreendimentos de geração termelétrica a gás natural (novos e existentes), a carvão mineral (existentes) e ampliação de empreendimentos hidrelétricos, tem por objetivo assegurar a continuidade do fornecimento de energia elétrica por meio de fontes de geração despacháveis centralizadamente. A flexibilidade operativa é um requisito essencial para os empreendimentos termelétricos contratados, os quais devem apresentar características que permitam atender à totalidade dos despachos definidos na programação diária estabelecida pelo ONS.

O risco inerente à incerteza de despacho, incluindo a quantidade de partidas, paradas e tempo de operação, é alocado ao empreendedor. A apuração do desempenho operativo dos empreendimentos termelétricos é realizada mensalmente e deve considerar os parâmetros de flexibilidade operativa declarados no Cadastramento para Habilitação Técnica. Caso os parâmetros declarados não atendam aos requisitos mínimos, os empreendimentos não são Habilitados Tecnicamente pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

- **Parâmetros Mínimos e Máximos de Flexibilidade**

Os requisitos de flexibilidade operativa são diferenciados conforme a fonte e a condição (nova ou existente), observando os termos e conceitos definidos nos Procedimentos de Rede:

Tabela 2 - Parâmetros de Flexibilidade LRCAP 2026

Fonte: BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Portaria Normativa nº 118, de 23 de outubro de 2025

<b>Parâmetro de Flexibilidade</b>	<b>Gás Natural (Novos)</b>	<b>Gás Natural (Existentes)</b>	<b>Carvão Mineral (Existentes)</b>
<b>Tempo Mínimo Ligado (Ton)</b>	<= 8 horas (incluindo rampas)	<= 12 horas (incluindo rampas)	<= 18 horas (incluindo rampas)
<b>Tempo Mínimo Desligado (Toff)</b>	<= 8 horas	<= 4 horas	<= 4 horas
<b>Rampa de Acionamento e Tomada de Carga (Rat)</b>	<= 2 horas	<= 7 horas	<= 8 horas
<b>Rampa de Desligamento e Alívio de Carga (Rdt)</b>	<= 1 hora	<= 1 hora	<= 1 hora
<b>Razão Geração Mínima/Máxima (Gmin/Gmax)</b>	<= 80%	<= 80%	<= 80%

Além desses limites, para o cálculo da constante de flexibilidade, é requerido que o Tempo Mínimo de Permanência na Condição Ligado (Ton) subtraído dos tempos totais das rampas (Rat e Rdt) seja maior ou igual a 4 horas (i.e.,  $Ton - Rat - Rdt \geq 4$  horas).

- **Benefício da Flexibilidade no Preço do Lance**

A flexibilidade operativa impacta diretamente a competitividade do lance de preço (Preço de Lance) para empreendimentos termelétricos, que é denominado Preço da Disponibilidade de Potência Termelétrica (PdispT). Este preço é o índice utilizado como critério de seleção dos empreendimentos, sendo a classificação realizada por ordem crescente de preço de lance na Etapa Inicial do leilão.

O PdispT é calculado pela Equação 2:

$$P_{dispT} = (RF/DT) + a \cdot CVU \quad (2)$$

Onde:

- RF é a Receita Fixa, em milhões de R\$
- DT é a Disponibilidade de Potência Termelétrica Ofertada, em MW
- CVU é o Custo Variável Unitário, em R\$/MWh
- $a$  é a constante de flexibilidade operativa, em horas

A constante de flexibilidade ( $a$ ) é calculada a partir dos parâmetros de habilitação técnica declarados, englobando o tempo total de rampa de acionamento (Rat), o tempo total de rampa de desligamento (Rdt), o tempo mínimo na condição ligado (Ton) e a razão entre geração mínima e máxima (Gmin/Gmax), através da Equação 3:

$$a = 60 * (2 * Ton - Rat - Rdt - 2 * \left(1 - \frac{Gmin}{Gmax}\right) * (Ton - Rat - Rdt - 0,5)) \quad (3)$$

Onde:

- Rat é o tempo total de rampa de acionamento, em horas
- Rdt é o tempo total de rampa de desligamento, em horas
- Ton é o tempo mínimo na condição ligado, em horas
- Gmin/Gmax é a razão entre geração mínima e geração máxima, em %

O parâmetro de flexibilidade ( $a$ ) atua como um "multiplicador de complexidade" operacional. Uma usina que é muito flexível (rápida para ligar/desligar e variar sua carga) tem um multiplicador baixo ( $a$  pequeno), tornando seu custo marginal (CVU) menos oneroso para o preço final do lance. Uma usina com baixa flexibilidade (tempos de rampa e ligamento longos) teria um multiplicador ( $a$ ) maior, penalizando seu preço final no leilão. Ou seja: uma maior flexibilidade operativa é refletida em parâmetros que minimizam o valor de  $a$ , pois esta constante multiplica o Custo Variável Unitário (CVU), um custo operacional relevante. Quanto menor o valor de  $a$ , menor será o termo variável do preço do lance ( $a * CVU$ ) e, conseqüentemente, menor será o PdispT. Desta forma, empreendimentos que oferecem maior flexibilidade (por exemplo, menores tempos de rampas e tempos de ligamento) conseguem um

preço de lance mais baixo, aumentando suas chances de serem classificados como Oferta Atendida e, por fim, sagrarem-se Vencedores do Leilão.

### **3.3 A transformação da necessidade de contratação**

O mercado de energia elétrica no Brasil configura um sistema de alta complexidade, notabilizado por um modelo de despacho centralizado que opera sob o princípio da minimização de custos de geração. Historicamente, essa arquitetura garantiu a segurança energética e a coordenação otimizada dos vastos recursos hidrotérmicos nacionais. Contudo, a contemporânea transição energética – impulsionada pela descarbonização, digitalização e descentralização (os "3Ds") – impõe desafios estruturais à adaptabilidade e eficiência do modelo tradicional (SILVA et al., 2025).

A contratação de empreendimentos termelétricos no âmbito dos leilões de energia no Brasil apresenta características distintas conforme o produto comercializado — energia ou potência — e as obrigações operacionais associadas, influenciando diretamente o perfil de despacho e a função desempenhada no Sistema Interligado Nacional (SIN). Historicamente, a expansão termelétrica esteve orientada a garantir a segurança de suprimento por meio de empreendimentos com operação contínua, de caráter predominantemente inflexível, o que convergia com a lógica dos contratos por quantidade e, em certos casos, contratos por disponibilidade voltados a usinas de alto fator de capacidade (BRASIL, 2021; EPE, 2022).

Analisando os contratos firmados no passado, iniciando pelos contratos por quantidade, utilizados majoritariamente nos Leilões de Energia Nova, o gerador assume integralmente o risco de produção e é obrigado a entregar a energia contratada independentemente das condições do sistema. Isso induz a operação de forma inflexível, com despacho próximo ao tempo integral, minimizando a exposição ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e garantindo a receita contratual. No contexto passado do SIN, cujo portfólio era fortemente hidrotérmico e com reduzida penetração de renováveis variáveis, esse arranjo contratual favorecia usinas de operação contínua, reforçando a previsibilidade e a estabilidade da base de geração (CCEE, 2021).

Por sua vez, nos contratos por disponibilidade, no qual historicamente foram contratadas as usinas termelétricas até 2021, a remuneração é composta por receitas fixas acrescidas da cobertura do Custo Variável Unitário (CVU) apenas quando a usina é acionada. Esse modelo pode acomodar tanto usinas inflexíveis quanto flexíveis, porém a competitividade é fortemente dependente do valor do CVU e do Índice K, este último refletindo o custo esperado de operação

em função da frequência de despacho. Maior inflexibilidade tende a reduzir o Índice K, mas exige receitas fixas mais elevadas para compensar o maior custo fixo associado (ANEEL, 2021; EPE, 2022).

A introdução LRCAP a partir de 2021 modificou substancialmente a lógica de contratação. Nessa modalidade, a obrigação principal não é gerar energia continuamente, mas manter potência firme disponível para o SIN, sendo acionada apenas sob demanda do Operador Nacional do Sistema Elétrico. A remuneração é estabelecida pelo Preço de Disponibilidade de Potência, permitindo a participação de usinas altamente flexíveis, que podem permanecer desligadas ou moduladas em grande parte do tempo, mas que atendem prontamente às solicitações de despacho, o que é particularmente relevante frente à elevada participação de eólicas e solares fotovoltaicas na matriz elétrica (BRASIL, 2021; ONS, 2021).

Essa evolução contratual tem impacto direto sobre o *Unit Commitment* Termelétrico (UCT), entendido como o problema de alocação ótima das unidades geradoras térmicas, contemplando as decisões de acionamento e desligamento de cada usina individualmente, bem como todas as restrições operacionais associadas aos estados “ligado” e “desligado” dessas unidades ao longo do horizonte de programação (BRASIL, 2021; ONS, 2021). No passado, com predominância de contratos por quantidade e baixa variabilidade renovável, o UCT era mais estático, uma vez que as usinas inflexíveis de base permaneciam quase sempre despachadas, limitando a necessidade de decisões frequentes de desligamento e religamento.

No cenário atual, marcado pelo crescimento da participação de fontes renováveis não despacháveis, como eólicas e solares, o UCT assume um papel muito mais dinâmico. A intermitência dessas fontes aumenta a necessidade de decisões de acionamento e modulação de usinas termelétricas com alta flexibilidade, capazes de responder a variações abruptas na oferta de geração e na demanda de carga. Nesse contexto, contratos de disponibilidade com baixo índice K (inflexibilidade operativa contratual) e, principalmente, os contratos de reserva de capacidade são mais adequados para viabilizar economicamente unidades com rápida capacidade de partida e rampas elevadas, características fundamentais para a estabilidade operativa do SIN em um ambiente de maior variabilidade (EPE, 2022; CCEE, 2021).

Verifica-se então uma correlação clara entre o tipo de contrato e o comportamento resultante no UCT:

- Contratos por quantidade: favorecem UCT com unidades inflexíveis e pouco ajustáveis, predominantemente ligadas, exigindo menor frequência de decisões de partida e parada, ou a depender do tipo de fonte, decisões de corte deliberado de geração centralizada (curtailment);
- Contratos por disponibilidade: podem gerar um UCT híbrido, com usinas mais flexíveis sendo ligadas conforme necessário e outras, inflexíveis, operando continuamente;
- Reserva de capacidade: induz um UCT altamente dinâmico, com decisões frequentes de acionamento de unidades paradas e desligamento de unidades operantes, conforme as variações de demanda e geração renovável.

Essa transição demonstra que não apenas o portfólio de geração se transformou com a inclusão maciça de renováveis, mas também as próprias ferramentas e objetivos do unit commitment térmico no Brasil, que agora precisa conciliar critérios econômicos tradicionais com restrições e objetivos ligados à flexibilidade operacional e à estabilidade sistêmica.

### **3.4 Limitações do parque termelétrico existente frente às novas exigências de flexibilidade do SIN**

O parque termelétrico brasileiro em operação é composto majoritariamente por usinas contratadas nos primeiros leilões de energia de disponibilidade, realizados entre meados da década de 2000 e o início da década de 2010. Esses empreendimentos, em sua concepção e configuração tecnológica, foram dimensionados para um contexto de operação distinto do atual: baixo índice de penetração de fontes renováveis intermitentes e forte presença de geração síncrona firme, sobretudo de origem hidráulica com reservatórios de grande porte (EPE, 2022).

No modelo vigente à época, as usinas térmicas funcionavam principalmente como garantia de suprimento em condições hidrológicas desfavoráveis ou para atendimento de ponta sazonal. Muitas delas foram projetadas com característica operacional predominantemente inflexível, visando manter um patamar constante de geração quando despachadas, aproveitando economias de escala e reduzindo o número de partidas e desligamentos ao longo do ano (CAMARGO; DANTAS, 2019). Essa filosofia operacional, adequada quando o despacho era previsível e pouco sujeito a variações rápidas, torna-se um obstáculo no cenário atual.

Entre as principais razões para a inadequação dessas plantas às novas exigências de flexibilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN), destacam-se:

1. Rampas de tomada de carga excessivamente lentas – Muitas termelétricas antigas, sobretudo as movidas a carvão mineral ou a gás natural em ciclo combinado sem chaminé de “by-pass”, apresentam limitações significativas na modulação e tomada de carga (rampa). Isso significa que a velocidade máxima com que aumentam ou diminuem sua produção é baixa, inviabilizando o acompanhamento de oscilações abruptas da geração eólica e solar. Em alguns casos, tais rampas estão na ordem de 2 a 5 MW/min, o que é insuficiente para cobrir flutuações de grande magnitude em curtos intervalos de tempo (ONS, 2023).
2. Modularidade restrita – Muitas usinas foram concebidas com grandes blocos de geração integrados a um mesmo ciclo termodinâmico, como é o caso de turbinas a vapor acopladas a caldeiras de grande porte ou ciclos combinados com múltiplos módulos indisponíveis para operação independente. Isso reduz a modularidade e impede ajustes finos de geração sem desligar blocos inteiros. Tal limitação impacta diretamente a capacidade de participar de um despacho mais granular e adaptativo (EPE, 2022).
3. Custos e tempos de partida elevados – Usinas projetadas para operação contínua apresentam tempos de partida que podem variar de 2 a 8 horas, além de custos operacionais significativos associados aos ciclos de partida e desligamento. No Unit Commitment Térmico — entendido como o processo de definição ótima de quais usinas devem estar ligadas ou desligadas em cada intervalo temporal, respeitando restrições físicas de partida, rampa e disponibilidade — essas características reduzem a atratividade e a viabilidade econômica dessas plantas para despachos intermitentes ou de curtíssima duração (BRULE; WU; CRUZ, 2020).

4. Perfil de inflexibilidade contratual elevado – Muitos contratos de disponibilidade, combinados com projetos de tecnologia pouco flexível, resultaram em usinas com elevado patamar mínimo de operação (Geração Mínima, Gmin). Tal característica implica que, mesmo quando o sistema exige operação parcial ou intermitente, essas unidades precisam manter um nível mínimo alto de geração, reduzindo a margem de modulação e impondo custos ao sistema em períodos de baixa demanda (CCEE, 2021).

No cenário contemporâneo, caracterizado por intensa penetração de fontes eólicas e solares, referidas como as que apresentam variações de produção em escalas de minutos a horas, a necessidade de usinas termelétricas capazes de ofertar resposta rápida e rampas elevadas tornou-se central para a segurança operativa do SIN, visto o teto operacional relativo aos recursos hidrelétricos, que historicamente prestaram e prestam esse serviço ao SIN. O despacho térmico baseado em tecnologias rígidas, associado a contratos antigos de disponibilidade que não previam requisitos de flexibilidade, cria um descompasso entre a capacidade de resposta do parque instalado e as exigências atuais de operação dinâmica.

A inadequação desses ativos obriga, por vezes, o Operador Nacional do Sistema a recorrer a estratégias operacionais que aumentam o custo global — como manter unidades menos eficientes ligadas apenas para garantir capacidade de rampa e resposta imediata — ou até restringir o despacho de renováveis em períodos de elevada produção para evitar instabilidades.

Aponta-se como um ponto crítico na modernização do parque termelétrico brasileiro é a substituição gradual ou a adaptação tecnológica dessas plantas, priorizando ciclos de geração mais flexíveis, modularidade elevada, rampas rápidas e tempos de partida reduzidos. Esse processo não é apenas uma questão de eficiência econômica, mas um requisito fundamental para permitir que o SIN opere de forma estável e segura à medida que a participação de fontes variáveis na matriz continua a crescer.

Soma-se ainda às características do parque termelétrico atual o fato de que ao longo das últimas décadas, a participação da geração hidráulica na matriz elétrica brasileira vem apresentando declínio significativo quando analisado o percentual da capacidade instalada hidrelétrica frente a outras fontes. A estagnação da ampliação da fonte hidrelétrica, tem impactado severamente a Energia Armazenada (EAR) disponível para o operador. No início do

século, representava cerca de 83% da capacidade instalada, percentual que caiu para 81% em 2011 e atingiu 62% nos dados mais recentes do Balanço Energético Nacional. Essa redução decorre, entre outros fatores, da ausência de construção de grandes usinas com capacidade de reservação, somada ao crescimento da participação de outras fontes renováveis de geração. Estima-se que, em breve, a fatia da fonte hidráulica se estabilize em torno de 46%, com incremento proveniente principalmente de Pequenas Centrais Hidrelétricas, que por operarem à fio d'água, ou seja, sem reservatórios capazes de apoiar na rampa de tomada de carga, não oferecem a flexibilidade necessária pela operação atual do SIN (FONSECA, 2023).

Além das variações nas condições hidrológicas, como precipitações e vazões afluentes, a geração hidráulica é impactada por aspectos técnicos e operacionais dos reservatórios. Grande parte das estruturas de grande porte é antiga, exigindo reavaliação de parâmetros como volume útil, espelho d'água e grau de assoreamento, bem como a verificação do desempenho energético frente aos dados originais de projeto. Ademais, restrições de ordem socioambiental e novas autorizações de uso da água, concedidas por órgãos reguladores como a Agência Nacional de Águas, têm modificado os regimes operativos dessas usinas, influenciando diretamente sua capacidade de geração (FONSECA, 2023).

### **3.5 Transição estrutural do mix de geração brasileiro**

Segundo dados do Plano Decenal de Energia 2034 presentes na Figura 8, a matriz elétrica brasileira configura-se como uma das mais renováveis do mundo entre os grandes sistemas interligados. De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2024), cerca de 89% da geração centralizada provém de fontes renováveis, resultado da predominância histórica das usinas hidrelétricas e, mais recentemente, do crescimento expressivo das fontes eólica e solar fotovoltaica. A capacidade instalada total do Sistema Interligado Nacional (SIN) ultrapassa 245 GW, sendo aproximadamente 42% de origem hidráulica, 13% eólica, 6% solar centralizada, 16% micro e mini geração distribuída, 6% biomassa, 15% termelétrica a gás natural, 2% carvão mineral e óleo combustível, além de outros aportes residuais.

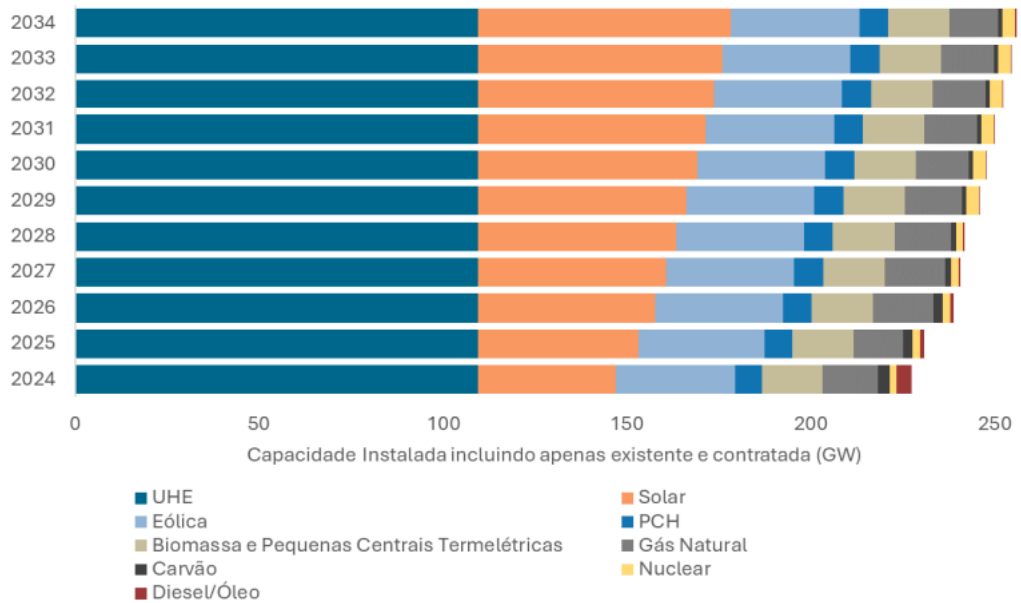


Figura 8 - Capacidade Instalada de geração de eletricidade no horizonte 2024 a 2034

Fonte: Plano Decenal de Energia 2034 - EPE

### 3.6 Características técnicas e operativas dos recursos disponíveis:

Do ponto de vista eletromecânico, operativo e de interação com o sistema, as fontes de geração podem ser agrupadas em dois grandes conjuntos: 1) fontes síncronas: conectadas diretamente ao sistema por meio de geradores síncronos; e 2) fontes não síncronas: conectadas por conversores eletrônicos de potência (EPE, 2022; IEEE, 2018).

As usinas hidrelétricas, principal pilar histórico do SIN, são unidades síncronas com elevada capacidade de regulação de potência ativa e reativa. Além de fornecerem energia, contribuem para a estabilidade do sistema por meio de inércia eletromecânica, reguladores de tensão e de velocidade. Sua flexibilidade física, no entanto, é limitada por fatores hidrológicos, ambientais e de usos múltiplos da água. Em períodos críticos de estiagem, como observado nas crises hidrológicas de 2001 e 2021, a capacidade de despacho pleno é reduzida, exigindo acionamento de reservas térmicas ou importação de energia (MME, 2022). Estas também contam com uma estrutura de proteção, o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que é uma estrutura financeira e contábil que redistribui a geração hidrelétrica entre as plantas participantes, com base em suas garantias físicas certificadas. O MRE estabiliza as receitas contra a variabilidade hidrológica localizada, mas não mitiga riscos sistêmicos (como secas

nacionais) e desassocia a performance operacional individual (como o fornecimento de serviços ancilares) da recompensa econômica (SILVA et al., 2025).

As usinas termelétricas a gás natural, biomassa e carvão mineral também são síncronas, fornecendo torque mecânico diretamente acoplado ao sistema e, portanto, contribuindo com inércia rotacional (eletromecânica) e reserva de potência firme. Dependendo da tecnologia empregada (ciclos simples, combinados ou caldeiras convencionais), apresentam tempos de partida que variam de minutos a algumas horas, além de restrições de rampas. Essas características as tornam adequadas para serviços de modulação e operação de ponta, embora os custos variáveis operativos possam se apresentar consideravelmente superior ao das fontes hidráulicas, a depender da tecnologia e combustível empregado.

Em contrapartida, as usinas eólicas modernas com conversores “full converter” e a geração solar fotovoltaica de grande porte operam como fontes não síncronas. Elas estão acopladas ao sistema por meio de eletrônica de potência, não possuindo acoplamento eletromecânico direto e, portanto, não contribuindo naturalmente com inércia eletromecânica rotacional, ao contrário dos grandes geradores síncronos com elevada energia cinética. Essa condição acarreta um impacto direto no comportamento dinâmico do sistema, pois a energia cinética armazenada nos rotores das máquinas síncronas, tradicionalmente utilizada para amortecer variações súbitas de frequência, deixa de estar disponível nesses pontos da rede (NERC, 2020; IEEE, 2018). Ainda que técnicas como controle de “*synthetic inertia*” (capacidade de geradores não síncronos, como eólicos e fotovoltaicos, de emular a resposta inercial de máquinas síncronas por meio de controles eletrônicos que injetam potência rapidamente para auxiliar na estabilização da frequência do sistema elétrico), ou respostas rápidas a desvios de frequência venham sendo desenvolvidas e aplicadas, essas funções implicam em perda temporária de capacidade ativa disponível e ainda não reproduzem plenamente a resposta inerente das massas girantes.

### **3.7 Localização geográfica dominante e interações na rede de transmissão**

O arranjo geográfico da matriz elétrica brasileira é fortemente influenciado pelo potencial energético disponível em cada região. As usinas hidrelétricas de grande porte localizam-se majoritariamente no Centro-Oeste, Sudeste e Sul, vinculadas a bacias como a do Paraná, Tocantins-Araguaia e Uruguai. No caso da geração térmica a gás, observa-se concentração no litoral Sudeste e Nordeste, próxima à infraestrutura de gás natural liquefeito (GNL) ou aos terminais de processamento do pré-sal, enquanto a biomassa se concentra no

interior paulista, goiano e mineiro, acompanhando polos agroindustriais (EPE, 2023; ONS, 2023).

Já a geração eólica concentra-se de forma marcante na faixa litorânea e no semiárido do Nordeste, especialmente nos estados do Rio Grande do Norte, Ceará, Piauí e Bahia, favorecida por regimes de ventos constantes e de alta intensidade. Essa característica garante fatores de capacidade acima da média mundial — variando entre 45% e 55% —, porém em regiões distantes de grandes polos de consumo (EPE, 2022). Já a fonte solar fotovoltaica centralizada apresenta forte penetração em Minas Gerais, Bahia, Piauí e Ceará, aproveitando altos índices de insolação.

Como visto acima, a distância física entre os centros de geração renovável e os principais centros de carga, situados no eixo Sudeste-Sul, impõe ao SIN a necessidade de transferências de energia de longa distância. Tais fluxos são suportados por extensas malhas de transmissão em corrente alternada (CA) e, de forma crescente, pela introdução de bi-polos em corrente contínua de alta tensão (HVDC), que permitem o transporte de grandes blocos de potência com menores perdas e maior controle de fluxo (ONS, 2023). Contudo, contingências nessas interligações podem provocar desequilíbrios súbitos entre geração e carga nas áreas atendidas, colocando em risco a manutenção da frequência nominal e da estabilidade sistêmica.

### **3.8 Desafios operativos: síncronas versus não síncronas na estabilidade do SIN**

O planejamento e operação do SIN, até recentemente, baseava-se em um parque gerador majoritariamente síncrono, no qual a inércia eletromecânica das turbinas hidráulicas e térmicas proporcionava “amortecimento natural” às oscilações de frequência decorrentes de distúrbios. Nessa configuração, a relação carga-geração em cada instante era controlada por mecanismos de regulação primária e secundária, mas sob a proteção inerente da energia cinética presente no sistema. Porém, o crescimento acelerado das fontes não síncronas reduz a participação dos grandes geradores síncronos no sistema, impactando na inércia rotacional mecânica (cinética), aumentando a sensibilidade da frequência a desequilíbrios instantâneos. Isso se traduz em maior taxa de variação de frequência (RoCoF), exigindo que o controle primário atue mais rapidamente para conter desvios antes que se atinjam limites de operação ou gatilhos de desligamento de proteção. Da mesma forma, a ausência de fornecimento inerente de potência reativa em partes significativas da rede pode comprometer a sustentação de tensões,

demandando compensadores síncronos ou o uso de inversores com capacidade de controle de reativo (NERC, 2020).

Além disso, a variabilidade intrínseca da geração eólica e solar fotovoltaica dependentes de condições climatológicas voláteis, introduz incertezas adicionais no despacho. Em momentos de elevada penetração renovável e baixa demanda térmica, o ONS tem necessidade de manter um patamar mínimo de unidades síncronas conectadas exclusivamente por critérios de segurança elétrica e estabilidade, mesmo que economicamente menos competitivas no curto prazo (ONS, 2023). Esse é um ponto crítico para a operação contemporânea do SIN: **a otimização puramente econômica, conduzida pelo Custo Marginal de Operação (CMO), precisa conviver com restrições de segurança dinâmica que condicionam o despacho físico.**

A mitigação dos efeitos decorrentes da diminuição de recursos síncronos no sistema elétrico requer a adoção de estratégias integradas, que combinem soluções tecnológicas e medidas de planejamento operacional. Entre essas ações, destacam-se na experiência internacional a implantação de unidades síncronas virtuais e compensadores síncronos para fornecer suporte inercial artificial, bem como a incorporação, nos inversores, de requisitos técnicos capazes de assegurar maior estabilidade e robustez da rede. Além disso, a modernização dos modelos de previsão de geração renovável se mostra fundamental para aprimorar a integração de fontes intermitentes, melhorando a precisão e a confiabilidade do despacho (MILLER et al., 2017; INGRAM; SMITH; WALLACE, 2018).

Outro aspecto relevante é o fortalecimento da rede de transmissão, com investimentos voltados à diversificação de rotas e ao aumento de sua capacidade, de forma a minimizar congestionamentos e reduzir a propagação de distúrbios. Também é essencial revisar e adaptar os critérios de operação preventiva, estabelecendo limites mínimos para a inércia do sistema e reforçando reservas rápidas capazes de responder a eventos abruptos. O contexto da matriz elétrica brasileira, em constante transformação com a expansão de fontes renováveis, exige um novo paradigma de planejamento que una políticas de preservação de recursos síncronos, mecanismos regulatórios modernos e remuneração adequada dos serviços ancilares indispensáveis para a confiabilidade do sistema (ENTSO-E, 2020; NREL, 2022).

### **3.9 Redução dos investimentos em hidrelétricas com reservatório e os impactos climáticos no SIN**

O modelo de expansão da geração hidrelétrica no Brasil sofreu alterações profundas nas últimas décadas. Até meados dos anos 2000, os projetos de grande porte com reservatórios expressivos eram centrais na estratégia de garantia de suprimento, oferecendo não apenas energia firme e previsível, mas também alta flexibilidade operativa. A regularização plurianual permitia compensar oscilações de aflúncias entre diferentes anos, sustentando a estabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN) inclusive em períodos hidrológicos adversos (EPE, 2016).

Esse padrão, entretanto, foi gradualmente modificado. Restrições ambientais mais severas, incremento da complexidade nos processos de licenciamento, conflitos fundiários e a maior conscientização sobre os impactos sociais e ecológicos das grandes áreas alagadas levaram ao adiamento ou cancelamento de diversos projetos. Acrescente-se a isso a resistência de comunidades locais e indígenas, associada à judicialização recorrente e os empreendimentos com reservatórios de grande extensão tornaram-se exceção no cenário atual (MACHADO; BERMAN, 2018).

A consequência prática dessa mudança é a predominância, nos novos projetos, de usinas hidrelétricas a fio d'água ou com reservatórios muito reduzidos, capazes apenas de regularização diária ou semanal. Embora esse modelo atenuar os impactos ambientais diretos, ele limita de forma relevante a função de amortecimento das oscilações hidrológicas, antes provida pelos grandes reservatórios (TOLMASQUIM, 2016).

Em paralelo, o país enfrenta sinais cada vez mais claros de mudanças no regime de chuvas. Estudos observacionais e projeções climáticas indicam alteração na distribuição temporal e espacial das precipitações, com maior irregularidade e frequência de eventos extremos. A influência dos fenômenos El Niño e La Niña sobre o regime hidrológico brasileiro é marcante: o El Niño tende a reduzir as chuvas nas regiões Norte e Nordeste e aumentá-las no Sul; a La Niña geralmente atua em sentido oposto, intensificando as chuvas no Norte/Nordeste e provocando secas na região Sul (CENTRO DE PREVISÃO DE TEMPO E ESTUDOS CLIMÁTICOS, 2022; NOBRE et al., 2019). Quando somadas à redução do armazenamento de longo prazo, essas oscilações aumentam a vulnerabilidade do sistema elétrico. No passado, períodos úmidos permitiam acumular energia potencial nos reservatórios, garantindo produção sustentada mesmo durante anos secos. Com a atual configuração, a geração se torna mais

sensível à variação anual de aflúncias, obrigando o despacho mais intensivo de termelétricas e, em determinados momentos, a contratação emergencial de energia.

No planejamento de médio e longo prazo, essa nova realidade demanda rediscutir o papel das fontes firmes no mix de geração. É necessário compensar a menor capacidade de regularização das hidrelétricas com investimentos em tecnologias que ofereçam atributos similares de estabilidade e flexibilidade — seja por meio de armazenamento eletroquímico em grande escala, centrais despacháveis convencionais, ou soluções híbridas que integrem renováveis variáveis com sistemas de backup. Além disso, prevê-se um papel cada vez mais central para a previsão hidrometeorológica de precisão e para mecanismos de resposta rápida na operação do SIN. O abandono da construção de hidrelétricas com reservatórios de porte plurianual, não é apenas uma decisão de engenharia ou de mercado; trata-se de uma inflexão estrutural no modelo de suprimento elétrico brasileiro, que impõe novos riscos e demanda soluções inovadoras para preservar a segurança e a confiabilidade da matriz em um cenário climático de maior variabilidade.

### **3.10 Tipos de operação flexível do parque termelétrico: Diferenças entre Operação Peaker, Capacity e Backup no contexto do SIN**

Como mitigador da limitação da Energia Armazenada nos reservatórios hidrelétricos, que historicamente proveram a flexibilidade operativa ao SIN, a tecnologia termelétrica é a mais trivial e provada para prover as características necessárias para o desafio operacional do ONS. No âmbito do planejamento e da operação de sistemas elétricos de potência, diferentes usinas e tecnologias podem ser alocadas para funções específicas, em conformidade com suas características técnicas, custos variáveis, tempos de resposta e contratos vigentes. Entre as tipologias mais citadas na literatura e na prática internacional, destacam-se as funções de operação Peaker, Capacity e Backup. Embora possam apresentar sobreposições em situações operativas particulares, cada uma possui uma lógica de acionamento e um papel distinto na segurança e confiabilidade do sistema.

#### **3.10.1 Operação Peaker**

Designa-se como Peaker a usina cuja função central é atender picos de demanda de curta duração, normalmente em horários específicos do dia, como no início da noite, ou em

determinados períodos sazonais, quando há elevação momentânea da carga. No contexto do SIN, essa categoria passa a ganhar relevância à medida que a penetração de fontes intermitentes, como a eólica e a solar fotovoltaica, aumenta, gerando rampas abruptas de variação líquida da carga, a serem apresentadas mais à frente.

Essas usinas se caracterizam por:

- Tempos de partida extremamente reduzidos, em ordem de minutos ou mesmo segundos no caso de turbinas a gás do tipo aeroderivativas;
- Elevadas taxas de rampa, capazes de ajustar rapidamente a geração à demanda;
- Fator de capacidade anual baixo, geralmente inferior a 15%, com alta disponibilidade técnica para os períodos críticos;
- Custos variáveis elevados, consequência do número restrito de horas operadas e do foco na rapidez de resposta (PEAKING POWER..., 2019).

É comum que esse papel seja desempenhado por usinas a combustão simples, motores a diesel e até sistemas de armazenamento em baterias, em função da elevada agilidade e flexibilidade desses recursos.

### **3.10.2 Capacity (Reserva de Capacidade)**

A modalidade de operação voltada para Capacity, ou reserva de capacidade, diz respeito a empreendimentos que são contratados para garantir a disponibilidade de uma determinada potência firme (medida em MW) para uso imediato quando solicitada pelo operador. Ao contrário das Peakers, o objetivo aqui não é atender um pico momentâneo de horas ou minutos, mas assegurar que a potência esteja prontamente disponível para diferentes horizontes temporais, inclusive em eventos prolongados de escassez.

As características principais podem ser assim resumidas:

- Remuneração estruturada para reconhecer a disponibilidade e não apenas a geração efetiva;
- Tecnologia adotada pode variar, incluindo ciclos combinados, térmicas a biomassa, usinas reversíveis ou baterias, desde que cumpram requisitos de confiabilidade;
- Tempo de resposta na faixa de minutos até algumas horas, dependendo da tecnologia;

- Utilização intermitente e variável, podendo ocorrer tanto em horários de ponta como em períodos prolongados de déficit energético (BRASIL, 2021).

A contratação de Reserva de Capacidade implementada no Brasil a partir de 2021 adota exatamente essa lógica, sendo remunerada por meio de contratos específicos que asseguram o aporte rápido de potência despachável quando as condições do sistema assim requerem.

### 3.10.3 Operação Backup

A função de Backup é desempenhada por recursos cuja missão principal é substituir a geração que foi interrompida ou suprimida de outra fonte, seja por contingência mecânica, falha de transmissão ou indisponibilidade prolongada de recursos primários, como água em reservatórios ou combustível para térmicas específicas. Historicamente, no SIN, essa função foi cumprida por usinas térmicas de custo operacional elevado e longos tempos de partida, como unidades a óleo combustível ou carvão. Essas plantas ficavam paradas durante grande parte do ano e eram acionadas apenas em circunstâncias extremas, como crises hidrológicas severas ou falhas sistêmicas (CCEE, 2021).

Entre suas características destacam-se:

- Flexibilidade operacional limitada, com tempos de partida que variam de algumas horas a mais de um dia;
- Patamares mínimos de operação elevados, dificultando modulações finas;
- Foco na segurança de suprimento em eventos raros, mesmo com baixa eficiência térmica;
- Custos de geração elevados, o que justifica o uso restrito e de última instância.

### 3.10.4 Síntese e tendências no contexto brasileiro e internacional

A compreensão integrada das funções *Peaker*, *Capacity* e Backup evidencia que cada elemento cumpre papéis específicos na engrenagem da operação elétrica. As usinas do tipo *Peaker* oferecem resposta ultra-rápida e de curta duração, sendo projetadas para atuar em momentos de necessidade súbita de potência, geralmente diante de rampas abruptas de carga ou quedas instantâneas de geração. As unidades classificadas como *Capacity*, por sua vez, garantem disponibilidade frequente e planejada, oferecendo potência firme para sustentar o equilíbrio do sistema em períodos de alta demanda ou transições previsíveis. Já a função

Backup atua como um recurso latente, de acionamento raro e voltado a situações emergenciais, tipicamente associado a usinas despacháveis de grande porte. No Brasil, o papel histórico do Backup ganhou força no contexto do Programa Prioritário Termelétrico, pós-crise hídrica e energética de 2001, como uma salvaguarda contra riscos de desabastecimento. Entretanto, com o avanço da participação de fontes renováveis intermitentes como solar e eólica e com as mudanças nos critérios de contratação e operação, observa-se uma perda de protagonismo desse modelo em favor de soluções que privilegiam flexibilidade, modularidade e rapidez de resposta, o que aumenta a demanda por usinas Peaker e Capacity, aptas a lidar com um Unit Commitment mais dinâmico e compatível com a intermitência renovável.

A experiência internacional em sistemas elétricos de elevada penetração renovável comprova que o desafio vai muito além da simples gestão da variabilidade horária da geração. Países como Dinamarca, Alemanha, Espanha, Reino Unido, Austrália (com destaque para a Austrália do Sul), Irlanda, Califórnia (EUA) e Chile já se encontram em estágios avançados dessa transição, enfrentando questões técnicas e econômicas complexas. Um dos principais desafios identificados é a necessidade de flexibilidade em múltiplas escalas temporais, que vão desde ajustes quase instantâneos para seguir rampas rápidas de oferta e demanda até a compensação de desequilíbrios semanais ou sazonais, quando vento e sol podem ser escassos por longos períodos. Em resposta, países como Dinamarca e Irlanda reforçaram interconexões com sistemas vizinhos, viabilizando importações e exportações que reduzem a dependência de backup local e ampliam a resiliência.

Outro entrave recorrente é o congestionamento nas redes, acentuada pela velocidade de expansão das renováveis, resultando em filas para conexão e altos custos de gestão de fluxos como nos EUA, Alemanha e Grã-Bretanha, onde esses custos chegam a bilhões de dólares anuais. Segundo relatório da IEA, medidas de mitigação tem incluído reformas regulatórias como o processo norte-americano de “*cluster studies*” e exigências de maturidade e prontidão dos projetos para evitar especulação e agilizar a análise de conexão.

Em estágios mais avançados, a estabilidade sistêmica se torna crítica devido à redução de usinas síncronas convencionais, o que diminui a capacidade de resposta rápida a perturbações. Soluções implementadas incluem o uso de inversores grid-forming, baterias, compensadores síncronos e mercados de serviços ancilares, a exemplo da Austrália e da Alemanha. Além disso, a ocorrência de preços negativos em períodos de excedente renovável tem impactado a viabilidade econômica de novos empreendimentos, levando a políticas de incentivo ao armazenamento, ao uso local do excedente e à compensação pelo curtailment. Em

regiões com redes menos interligadas, como Austrália, Chile e Vietnã, a limitação de redundância torna o alívio de congestionamentos mais dispendioso, exigindo soluções como cortes planejados de geração (curtailment), reforço de linhas e instalação de dispositivos auxiliares de suporte de tensão. Dessa forma, a síntese das experiências globais aponta que a integração bem-sucedida de altas parcelas de renováveis intermitentes exige uma combinação de estratégias, desde infraestrutura e regulação até serviços de flexibilidade e estabilidade, adaptadas às peculiaridades técnicas e geográficas de cada sistema, com forte ênfase no planejamento proativo e na coordenação entre reguladores, operadores e agentes de mercado (IEA, 2024).

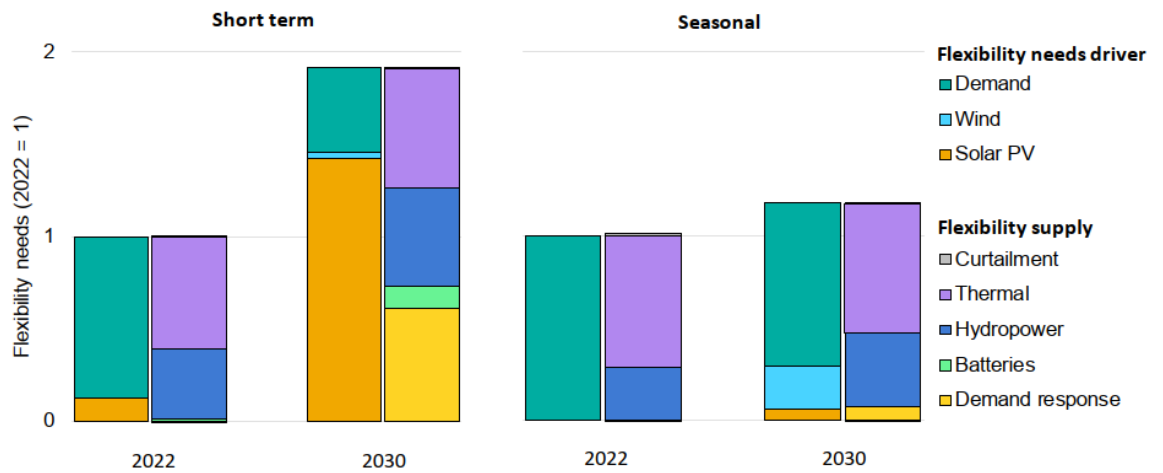


Figura 9 - Necessidades e oferta de flexibilidade do sistema elétrico global no Cenário 2022-2030 –

Fonte: IEA Integrating Solar and Wind

### 3.11 O Problema da Carga Líquida: Conceituação e Determinação para a Análise da Flexibilidade Operativa

#### 3.11.1 O Contexto da Flexibilidade e a Carga Líquida

O planejamento da expansão e da operação do SIN tem historicamente priorizado a garantia de entrega de potência e energia. Entretanto, a significativa e crescente inserção de recursos renováveis variáveis, notadamente as usinas eólicas e solares centralizadas, juntamente com a expansão da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), elevou a variabilidade na produção de energia. Em virtude dessa dinâmica, o monitoramento de uma nova dimensão na análise de adequação sistêmica tornou-se imprescindível: a flexibilidade operativa (EPE 2023).

A flexibilidade operativa é definida como a capacidade do sistema em lidar com variações de oferta e demanda compatíveis com os intervalos entre comandos de despacho de geração. Para mensurar o requisito dessa flexibilidade, a metodologia adotada pela EPE e utilizada nos estudos de planejamento baseia-se fundamentalmente na análise das curvas de carga bruta e da carga líquida.

### 3.11.2 Definição e Composição da Carga Líquida

A Carga Líquida (CL) é um conceito estruturante no planejamento de sistemas com elevada penetração de fontes intermitentes, sendo a demanda remanescente a ser atendida pelos recursos de geração **despacháveis flexíveis** no processo de otimização de operação. Ela é construída a partir da carga bruta (CB), que representa a demanda total do sistema, mediante a dedução dos cenários possíveis de geração classificada como não-controlável.

Já a Carga Bruta (CB) representa a demanda total do sistema, enquanto a geração inflexível (GINF) engloba todas as fontes cuja produção é obrigatória, compulsória ou determinada por fatores externos (clima, restrições operativas/contratuais), e que, portanto, não podem ser moduladas pelo operador para atender à variabilidade remanescente.

A inclusão da inflexibilidade operativa termelétrica e hidráulica na formulação é fundamental. Estudos indicam que a parcela de geração inflexível total no SIN corresponde a aproximadamente 75% da carga global em 2026 e 73% em 2029. Isso implica que apenas cerca de 27% da carga projetada em 2029 constitui a Carga Líquida, a ser suprida pelo despacho hidrotérmico (ONS 2025).

A Geração Inflexível Total (GINF), vista na Equação 4, é segmentada em quatro grandes categorias de geração que são abatidas da Carga Bruta: a Geração Não-Controlável (variável por natureza), a Inflexibilidade Térmica (por restrições operacionais) e a Inflexibilidade Hidráulica (por restrições regulatórias).

$$GINF(t) = GNC(t) + GTI(t) + GHI(t) + GOI(t) \quad (4)$$

Onde:

- GNC(t): Geração Não-Controlável, que engloba a produção das fontes renováveis variáveis, tais como eólica, solar centralizada e MMGD, em MW no instante (t)

- $GTI(t)$ : Geração Térmica Inflexível. Esta é definida primariamente pela Geração Mínima ( $G_{min}$ ) das Usinas Termelétricas (UTE) que estão em operação e cujos parâmetros de unit commitment (UC) impõem um nível mínimo de geração obrigatório, em MW no instante ( $t$ )
- $GHI(t)$ : Geração Hidrelétrica Inflexível. Inclui a geração associada às restrições operativas hidráulicas, como as defluências mínimas regulatórias e ambientais, que estabelecem um piso de geração compulsória, em MW no instante ( $t$ )
- $GOI(t)$ : Outras parcelas de geração inflexível, em MW no instante ( $t$ ) (e.g., PCH/CGH, biomassa não despachadas centralizadamente)

Os principais componentes que formam a Geração Não-Controlável (GNC) no SIN, representada na Equação 5, são aquelas fontes cuja produção é caracterizada pela intermitência e variabilidade e que não são despachadas centralizadamente pelo ONS. A Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), composta majoritariamente por painéis solares, é um elemento de crescente relevância nessa composição.

$$GNC(t) = GE(t) + GSC(t) + GMMGD(t) \quad (5)$$

Onde:

- $GE(t)$ : Geração Eólica, em MW no instante ( $t$ )
- $GSC(t)$ : Geração Solar Centralizada, em MW no instante ( $t$ )
- $GMMGD(t)$ : Geração Micro e Minigeração Distribuída, em MW no instante ( $t$ )

Essa formulação é essencial, pois a carga líquida resultante indica a parcela da demanda que necessita ser atendida pelos recursos despacháveis centralizadamente, como as usinas hidrelétricas (UHE) e termelétricas (UTE), no processo de otimização energética.

A metodologia de construção da carga líquida pressupõe a observância da correlação temporal dos eventos.

A determinação da Carga Líquida em um instante “ $t$ ” pode ser formalizada pela Equação 6, onde os componentes de geração não-controlável são subtraídos da Carga Bruta do sistema:

$$CL(t) = CB(t) - GE(t) - GSC(t) - GMMGD(t) - GTI(t) - GHI(t) - GOI(t) \quad (6)$$

Onde:

- $CL(t)$ : Carga Líquida Total em MW no instante (t)
- $CB(t)$ : Carga Bruta Total do sistema em MW no instante (t)

Portanto, de forma concatenada pela Equação 7, obtém-se a demanda remanescente a ser suprida pela geração despachável.

$$CL(t) = CB(t) - GINF(t) \quad (7)$$

A carga líquida constitui o insumo fundamental para a determinação dos requisitos de flexibilidade do sistema, sendo esta avaliada por meio das rampas de carga líquida, apresentadas na Equação 8, calculadas a partir da variação da carga entre horas consecutivas.

$$RCL(t) = CL(t) - CL(t - 1) \quad (8)$$

Sendo:

- $RCL(t)$ : Variação horária da carga líquida no instante (t). É a métrica que indica a magnitude e a velocidade do esforço que os recursos de geração devem realizar para equilibrar a oferta e a demanda em períodos consecutivos, em MW/h.
- $CL(t)$ : É a Carga Líquida no instante atual (t)
- $CL(t-1)$ : Refere-se à Carga Líquida no instante imediatamente anterior (geralmente uma hora antes), em MW

Tem-se então a RCL, calculada em MW/h, unidade de medida (Megawatts por hora) que expressa a taxa de variação de potência exigida entre os períodos de carga líquida calculados.

Essa métrica é fundamental para identificar fenômenos como a "curva de pato", que ocorre quando há uma rampa ascendente muito acentuada no período vespertino, momento em que a geração solar diminui rapidamente e a carga bruta do sistema aumenta.

### 3.11.3 O Contexto operativo dos sistemas com alta penetração renovável

A crescente participação de geração renovável variável, especialmente solar fotovoltaica e eólica, vem modificando de maneira significativa o comportamento da carga líquida em sistemas elétricos ao redor do mundo. A IEA, em seu relatório *“Integrating Solar and Wind: Global Experience and Emerging Challenges”* (IEA, 2024), destaca que a redução da demanda bruta observada durante períodos de elevada produção fotovoltaica é seguida por rampas ascendentes acentuadas no final da tarde, quando a geração solar declina rapidamente e os consumos residenciais e comerciais aumentam de forma simultânea. Esse fenômeno, conhecido como ramp-up da carga líquida, exige elevada flexibilidade operativa do sistema, contemplando recursos despacháveis capazes de responder em curtíssimos prazos. A Figura 10 demonstra o perfil de geração na Califórnia (CAISO) para tecnologias selecionadas, 30 de abril de 2024, onde pode-se observar o fenômeno citado.

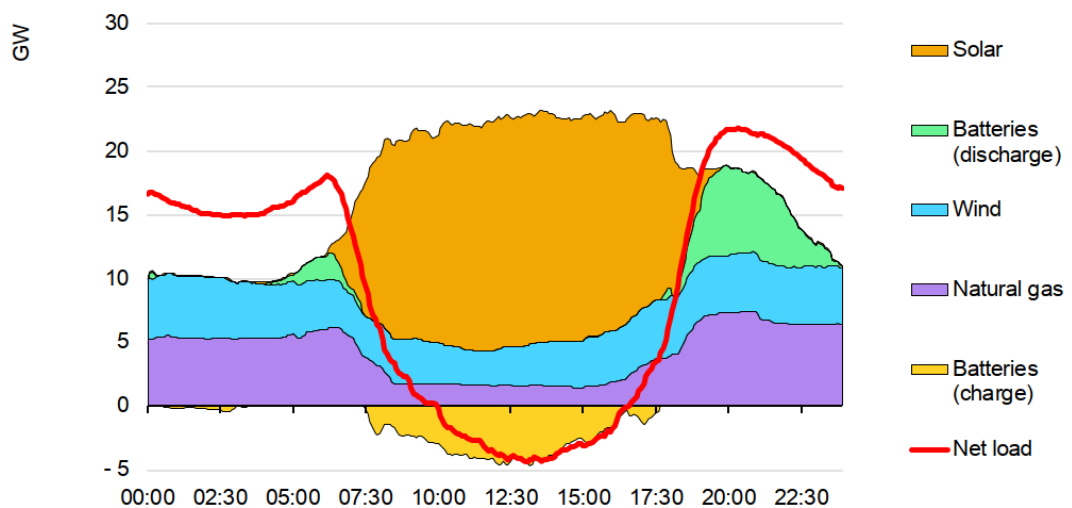


Figura 10 - Perfil de Geração na Califórnia versus carga líquida (IEA 2024)

A variabilidade intradiária das fontes eólicas adiciona complexidade adicional, pois embora a produção possa aumentar à noite, favorecendo a compensação da perda da geração solar, flutuações abruptas de vento podem agravar ou suavizar o perfil da curva líquida dependendo da correlação temporal entre as duas tecnologias. A experiência internacional compilada pela IEA demonstra que a gestão eficaz da carga líquida nesse contexto exige planejamento integrado entre fontes renováveis e convencionais, além do uso de instrumentos como armazenamento energético, gestão da demanda (demand response) e expansão de redes de transmissão para ampliar a capacidade de intercâmbio entre regiões com perfis complementares de geração (IEA, 2024).

### 3.11.4 Curvas de Carga líquida: Brasil versus Califórnia (EUA)

#### 3.11.4.1 Califórnia

Conforme visualizado na Figura 10, a curva de carga líquida da Califórnia batizou o fenômeno conhecido como "duck curve", que ocorre devido à alta penetração de energia solar fotovoltaica durante o dia e à redução abrupta dessa geração ao entardecer. Isso resulta em rampas muito íngremes no final da tarde, exigindo resposta rápida de outras fontes para suprir a carga. A matriz energética californiana tem uma participação relativamente menor de hidrelétricas flexíveis e depende mais de fontes renováveis variáveis (principalmente solar e eólica), além de importações de energia e uso de baterias e sistemas de resposta da demanda. O sistema californiano, portanto, enfrenta desafios para gerenciar rampas rápidas, pois a flexibilidade precisa ser provida por baterias, geração térmica rápida ou importação de energia, já que as hidrelétricas não têm o mesmo papel dominante que no Brasil.

As diferenças principais decorrem da composição da matriz energética, a matriz energética brasileira, com forte presença hidrelétrica, permite uma curva de carga líquida menos crítica em termos de rampas, enquanto a matriz californiana, mais dependente de renováveis variáveis e com menor flexibilidade hidrelétrica, gera desafios operacionais mais acentuados, especialmente no final da tarde.

#### 3.11.4.2 Brasil

A curva de carga líquida brasileira apresenta características marcantes devido à predominância das usinas hidrelétricas no Sistema Interligado Nacional (SIN). O parque hidrelétrico nacional, de grande porte e ampla dispersão geográfica, confere elevada flexibilidade operativa, permitindo ajustes instantâneos na geração para acompanhar variações diárias de demanda. Esta capacidade se evidencia especialmente nas rampas ascendentes no início da noite, quando há queda abrupta da geração solar fotovoltaica e simultâneo aumento da carga bruta causado pelo acionamento de iluminação e equipamentos residenciais e comerciais (ONS, 2023; EPE, 2022).

O aumento da participação das fontes renováveis variáveis não-controláveis tem gerado um efeito notável sobre o perfil da carga líquida, demonstrado na Figura 11. Observa-se, tipicamente, uma redução gradual da carga líquida no período diurno e, de forma crítica, um

aumento acentuado da rampa de carga ao final da tarde e no início do período noturno. Este pico de rampa, frequentemente chamado de "rampa de pato", é majoritariamente impulsionado pela retração da geração solar fotovoltaica nesses horários. No contexto brasileiro, as rampas mais elevadas concentram-se no início da noite, entre 17h e 19h (ONS 2025; EPE2023).

A intensidade e a dispersão dessas rampas são cruciais para a operação. Em 2029, a previsão é que cerca de 73% da carga global do SIN seja atendida por fontes inflexíveis ou não despachadas, resultando em apenas 27% da carga projetada como líquida, a ser suprida pelo despacho hidrotérmico. Conseqüentemente, a correta determinação da carga líquida e de suas rampas é fundamental para o planejamento e a alocação de recursos flexíveis, especialmente hidrelétricos e termelétricos, que devem acompanhar o comportamento dinâmico dessa demanda residual (ONS 2025; EPE2023).

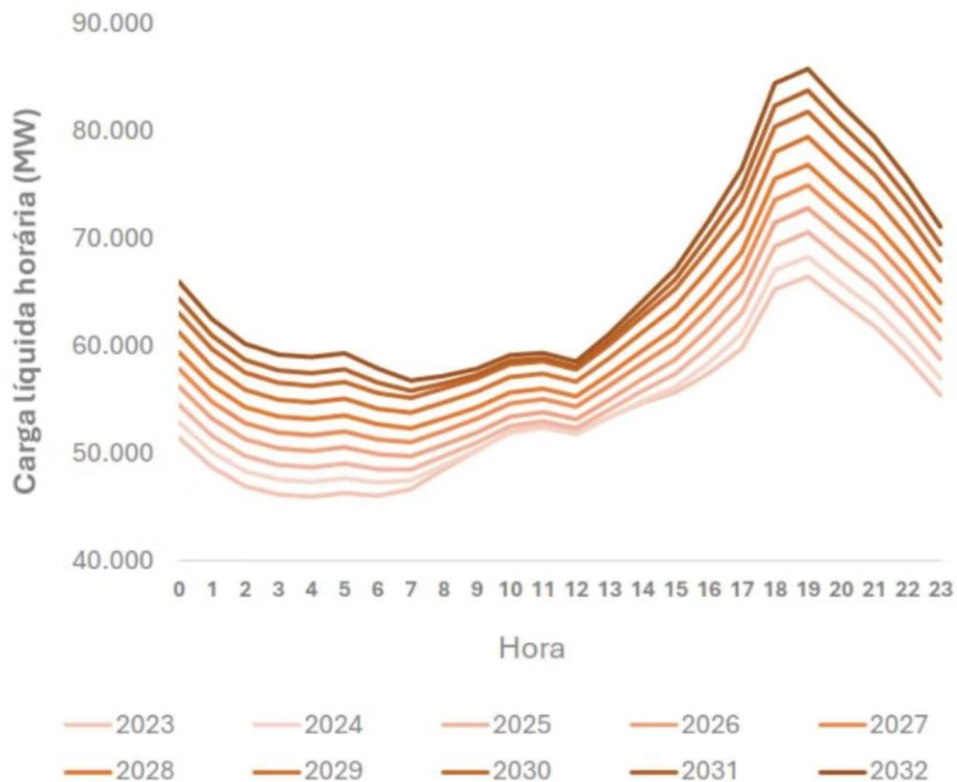


Figura 11 - Provisão da Carga líquida Brasileira

Fonte: Estudos do Plano Decenal de expansão de Energia 2034 (2024)

Na operação atual, as fontes hidráulicas cumprem papel de recurso primário de flexibilidade no SIN, modulando rapidamente sua produção por meio da variação das vazões turbinadas. Tal característica atenua picos e vales na carga líquida, reduzindo a necessidade de acionamento intensivo de usinas termelétricas. A complementaridade entre geração hídrica,

solar e eólica, observada em diferentes regiões, contribui para suavizar períodos de alta variabilidade e reduzir o risco de déficits instantâneos de potência (EPE, 2021; LUCENA et al., 2018).

As termelétricas a gás natural, carvão, óleo combustível e biomassa presentes hoje no portfólio do operador, fornecem potência firme e são fundamentais em períodos de baixa disponibilidade renovável ou condições hidrológicas desfavoráveis. A presença termelétrica na curva de carga líquida se destaca durante rampas ascendentes de elevada intensidade e em situações de contingência sistêmica, nas quais desempenham funções de estabilidade de frequência e tensão (ONS, 2023).

A micro e minigeração distribuída (MMGD), composta principalmente por sistemas fotovoltaicos, reduz a carga bruta durante o período diurno ao injetar energia diretamente nas redes de distribuição. Entretanto, a rápida redução dessa injeção no fim da tarde intensifica rampas ascendentes na carga líquida, exigindo compensação imediata por fontes despacháveis como hidrelétricas ou térmicas (ANEEL, 2023).

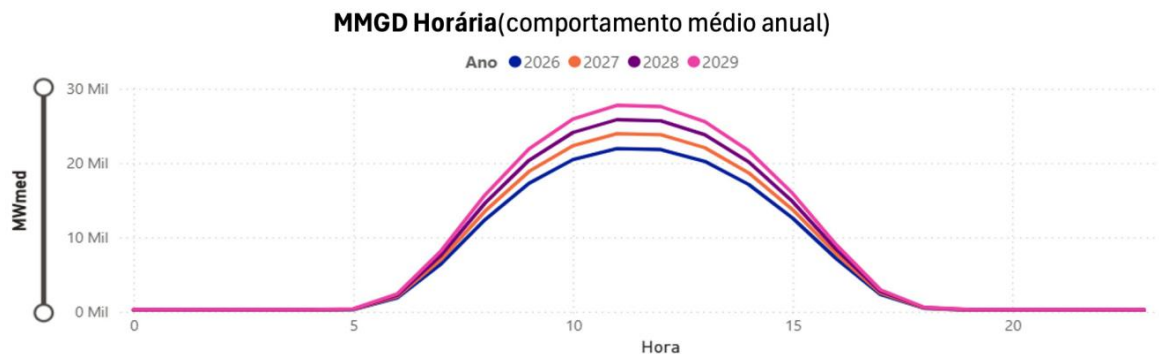


Figura 12 - Comportamento médio anual da Micro e Minigeração Distribuída (Fonte: PEN 2025 ONS)

A geração solar centralizada, com produção máxima próximo ao meio-dia, contribui para a diminuição da carga líquida nesse intervalo. Contudo, sua retirada ao pôr do sol exige resposta rápida do sistema para evitar instabilidades, papel normalmente cumprido pela geração hídrica de grande porte (EPE, 2021).

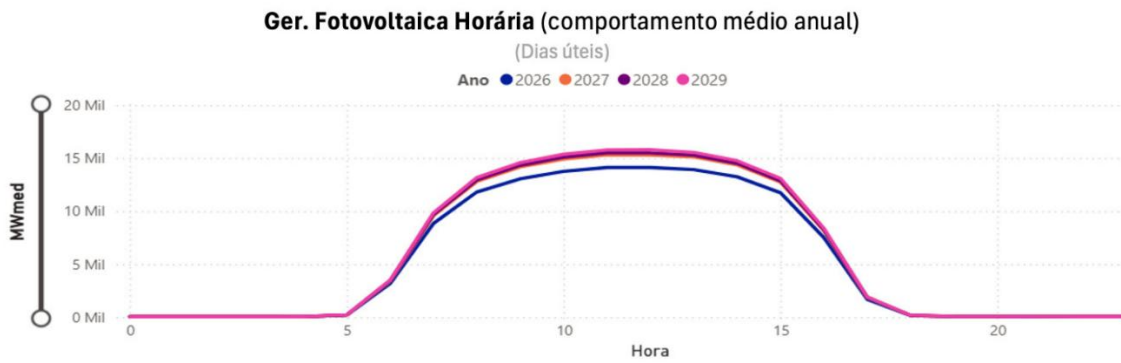


Figura 13 - Comportamento médio anual da geração Solar Centralizada em dias úteis (Fonte: PEN 2025 ONS)

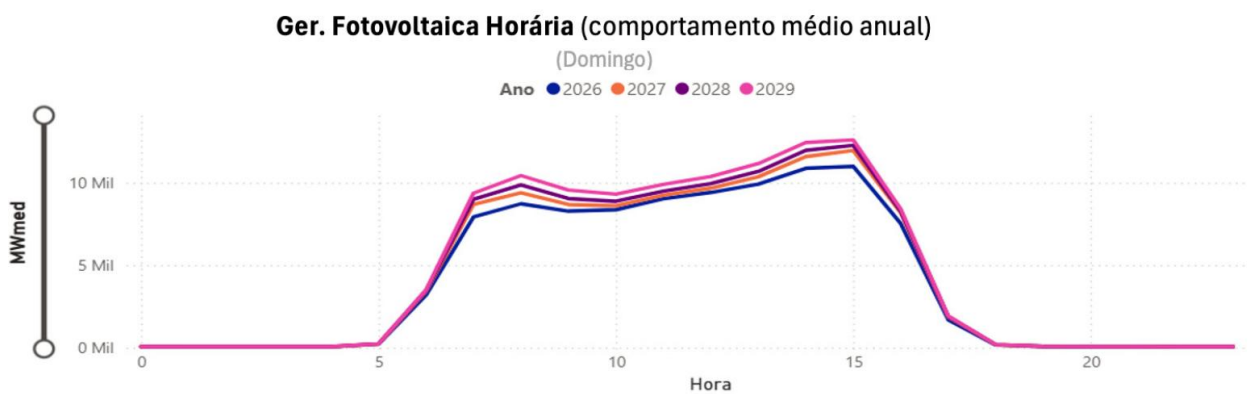


Figura 14 - Comportamento médio anual da geração Solar Centralizada aos domingos (Fonte: PEN 2025 ONS)

Pelo lado da fonte eólica, de maior participação nas regiões Nordeste e Sul, apresenta perfil de produção que frequentemente se intensifica à tarde e à noite, colaborando para compensar a perda da geração solar no período crepuscular. Apesar desse benefício, sua variabilidade intradiária exige coordenação com fontes despacháveis para manter o equilíbrio da curva de carga líquida (LUCENA et al., 2018).

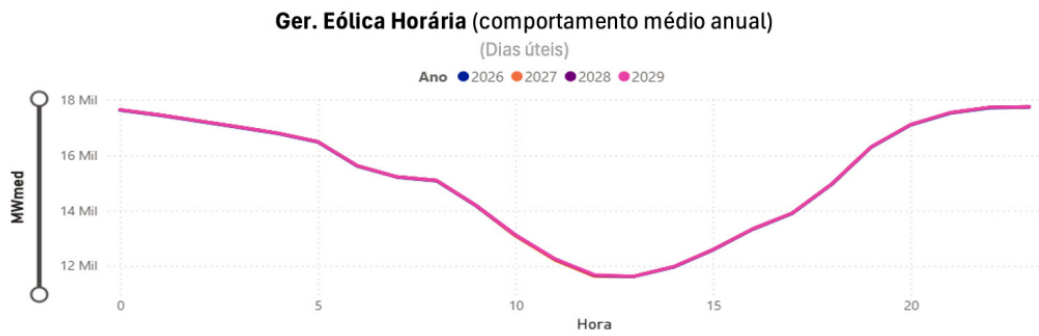


Figura 15 - Comportamento médio anual da geração eólica em dias úteis (Fonte: PEN 2025 ONS)



Figura 16 - Comportamento médio anual da geração eólica aos domingos (Fonte: PEN 2025 ONS)

A crescente penetração de fontes de geração não despacháveis centralizadamente, sobretudo a eólica e a solar fotovoltaica, impõe requisitos cada vez mais estritos de flexibilidade operativa ao Sistema Interligado Nacional (SIN) (ONS; CCEE; EPE, 2025, p. 35, 86). A expansão exponencial da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), majoritariamente composta por painéis fotovoltaicos, é um vetor fundamental nesta dinâmica (ONS; CCEE; EPE, 2025, p. 27, 36, 86).

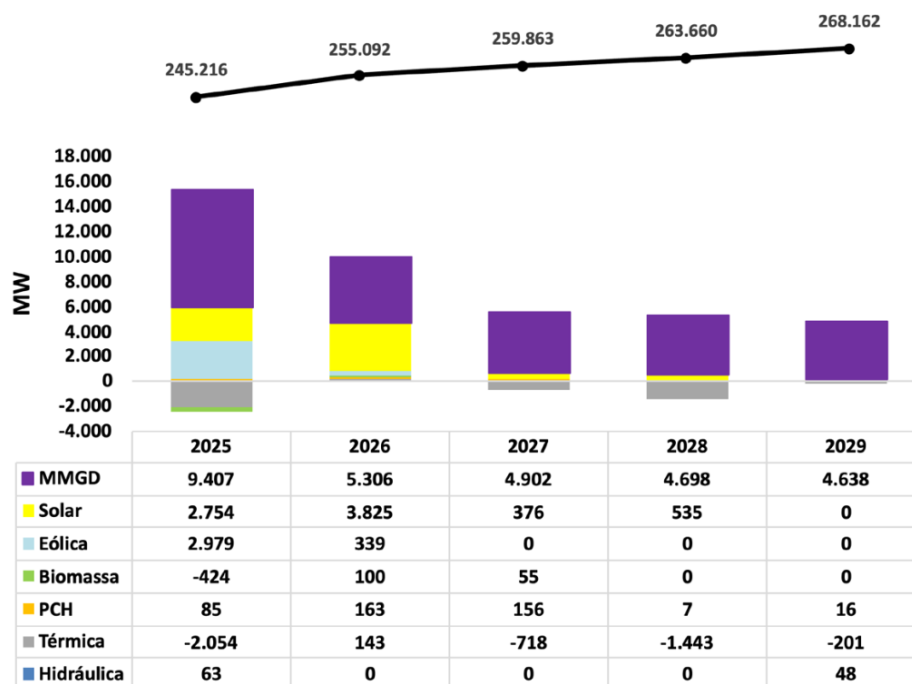


Figura 17 – Expansão da oferta de geração elétrica projetada Fonte: PEN 2025 (ONS)

A capacidade instalada de MMGD demonstra um crescimento projetado robusto, saltando de aproximadamente 35,1 GW em dezembro de 2024 para uma estimativa de 64,1 GW ao final de 2029 (ONS; CCEE; EPE, 2025, p. 26-27, 80). Essa expansão eleva significativamente a participação da fonte solar no atendimento à carga do SIN, impactando diretamente o perfil de demanda e a carga líquida (ONS; CCEE; EPE, 2025, p. 28).

O conceito de carga líquida refere-se à demanda total subtraída das parcelas inflexíveis de geração, a qual deve ser atendida por fontes despacháveis, notadamente o despacho hidrotérmico. A elevada inflexibilidade da matriz, que em 2029 deve atingir 73% da carga global, implica que apenas cerca de 27% da carga total será suprida pela ordem de mérito do despacho (ONS; CCEE; EPE, 2025, p. 33, 81). Neste contexto, a geração proveniente da MMGD, ao ter seu pico durante o horário diurno, aprofunda o vale da carga líquida, exigindo maior modulação das usinas hidrelétricas para manter o equilíbrio sistêmico (ONS; CCEE; EPE, 2025, p. 41).

### 3.11.5 Impacto da MMD na Rampa de Carga Líquida: Dias úteis versus Finais de Semana

O serviço de flexibilidade prestado pela geração hidrelétrica é mensurado por parâmetros como a amplitude diária e as variações horárias (rampas) (ONS; CCEE; EPE, 2025, p. 39). A partir de 2022, em concomitância com o crescimento dos recursos fotovoltaicos (centralizados e distribuídos), observou-se um aumento notável nas amplitudes diárias de geração hidráulica, que alcançaram 44,1 GW até abril de 2025, com tendência de elevação para valores acima de 50 GW nos próximos anos (ONS; CCEE; EPE, 2025, p. 3, 40-41, 87).

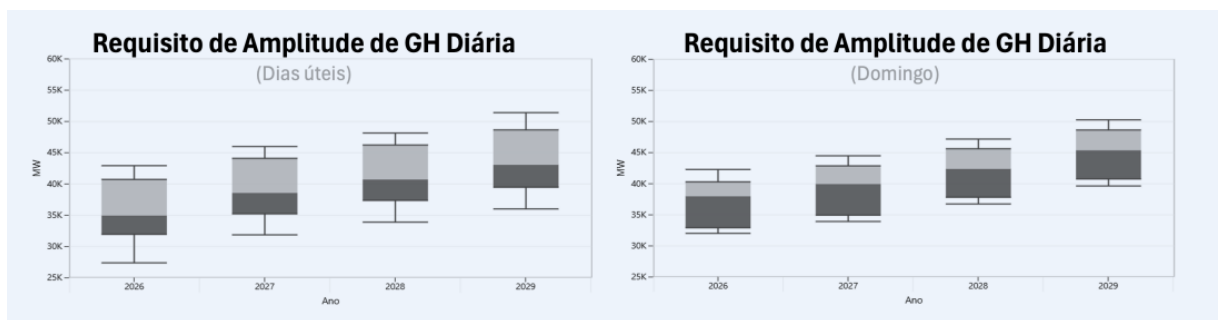


Figura 18 - Amplitude de variação de geração hidráulica diária Fonte: PEN 2025 (ONS)

Especificamente aos domingos, o requisito de flexibilidade e, conseqüentemente, a amplitude diária da geração hidrelétrica, apresenta um crescimento projetado que é levemente superior em comparação aos dias úteis (ONS; CCEE; EPE, 2025, p. 45). Este fenômeno é explicado pela diferença intrínseca no perfil de demanda.

Enquanto a demanda global em dias úteis tipicamente se eleva no início da manhã, o perfil de carga aos domingos manifesta sua elevação de demanda primária durante o período vespertino (ONS; CCEE; EPE, 2025, p. 46). Em face da coincidência temporal entre o aumento da demanda vespertina no domingo e o processo de decaimento (rampa negativa) da geração fotovoltaica (incluindo MMD), o requisito de rampa positiva para a geração hidráulica se intensifica. A geração despachável (hidrelétrica) deve atuar simultaneamente para suprir o aumento da carga e recompor a potência que deixa de ser fornecida pela fonte solar, resultando em uma demanda maior por amplitude operativa aos domingos em relação aos dias úteis (ONS; CCEE; EPE, 2025, p. 46, 51).

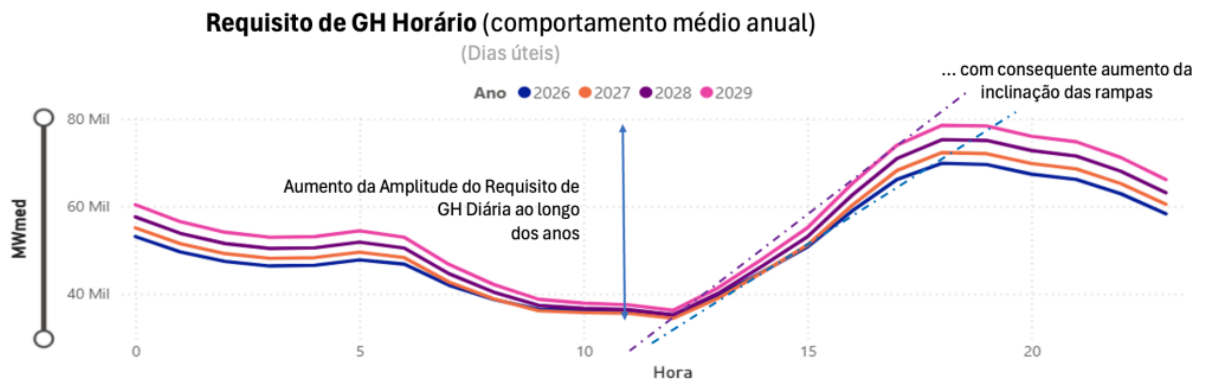


Figura 19 - Requisitos de Geração Hidráulica (Variação de potência) em dias úteis Fonte: PEN 2025  
ONS

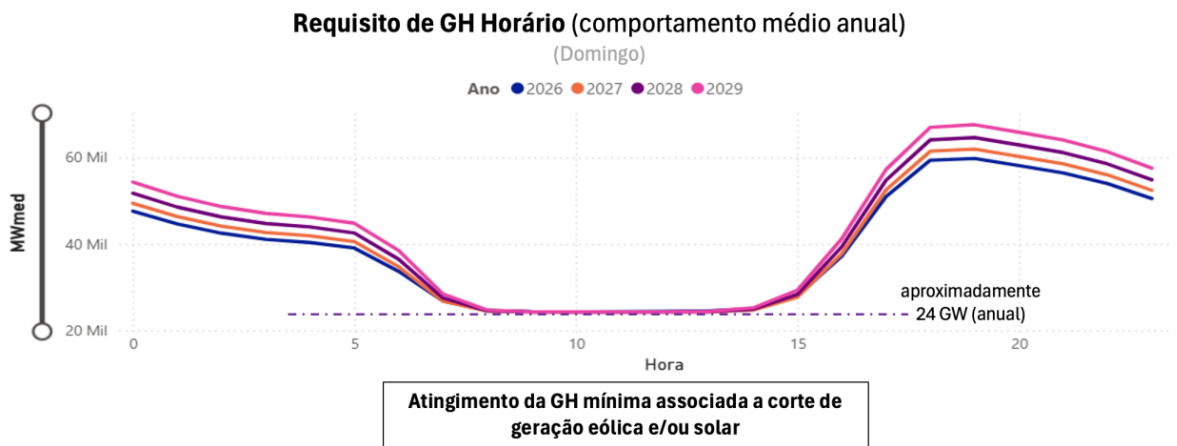


Figura 20 - Requisitos de geração Hidráulica aos domingos

Esta intensificação nas variações horárias, ou "ramping", é mais exigente nos domingos e feriados, conforme demonstrado pelas projeções da Figura 14, que indicam uma maior profundidade na necessidade de cortes de geração eólica e fotovoltaica (curtailment) no meio do dia nesses períodos (ONS; CCEE; EPE, 2025, p. 47-48). Torna-se imperativo, por exemplo, avançar na controlabilidade dos recursos de geração distribuída coordenadamente com o ONS, a fim de mitigar sobreofertas durante o meio-dia e garantir a estabilidade e segurança elétrica (ONS; CCEE; EPE, 2025, p. 49, 88).

### 3.11.6 O Desalinhamento de Incentivos no Mercado Brasileiro e a Busca por Flexibilidade em Contexto Internacional

Como visto anteriormente, a crescente participação de Fontes Renováveis Variáveis (VRE) intensifica a necessidade de flexibilidade operacional, mas o atual arcabouço regulatório

e de precificação falha em fornecer os incentivos econômicos necessários para alinhar as capacidades técnicas dos ativos existentes com as demandas do sistema moderno. Essa falha se manifesta de forma crítica no desincentivo à flexibilidade das fontes despacháveis e, simultaneamente, na falta de coordenação eficiente para o crescimento da Geração Distribuída (GD) e Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD).

### 3.11.7 Desencorajamento da Flexibilidade em Fontes Despacháveis

O pilar institucional do mercado brasileiro, focado na segurança de suprimento através da otimização hidrotérmica, resultou em mecanismos que, embora garantam a estabilidade financeira, desestimulam a provisão de serviços operacionais cruciais. O desalinhamento entre capacidade técnica e incentivos de mercado é notório nas usinas hidrelétricas, que possuem alta aptidão técnica para serviços de ajuste rápido (ramping) e reserva girante, essenciais para compensar a intermitência das fontes conhecidas como *Variable Renewable Energy* (VRE).

A rigidez é imposta por dois mecanismos centrais:

1. **Garantia Física de Energia:** Este certificado representa o volume máximo de eletricidade que uma unidade pode comercializar, sendo calculado via simulação estática de longo prazo no modelo NEWAVE. A remuneração dos geradores hidrelétricos está atrelada a esta garantia estática, desvinculada da performance operacional em tempo real. Consequentemente, não há incentivo econômico para que estas usinas invistam em maior capacidade de ramping ou provisão de flexibilidade.
2. **Mecanismo de Realocação de Energia (MRE):** O MRE, concebido como um instrumento financeiro para mitigar o risco hidrológico localizado ao socializar a geração entre as plantas participantes, desacopla a performance operacional individual da recompensa econômica. Se uma planta hidrelétrica oferece serviços ancilares ou ajuste rápido, esses esforços não são diretamente compensados no MRE, pois a remuneração é baseada em benchmarks estáticos e mensais de geração.

Essa estrutura regulatória impede que os agentes ofereçam ativamente serviços de flexibilidade, criando uma lacuna operacional que se agrava com a crescente penetração de eólica e solar.

### **3.11.8 O problema Regulatório relacionado ao Crescimento da MMGD**

Paralelamente ao desincentivo das grandes fontes despacháveis, a descentralização do sistema elétrico tem sido marcada pela expansão da Geração Distribuída (GD), incluindo MMGD. Embora a descentralização seja um dos pilares da transição energética (SILVA et al., 2025), a arquitetura regulatória brasileira ainda não se adaptou para coordenar esse crescimento de forma eficiente.

O crescimento desordenado da MMGD introduz desafios de gestão e sustentabilidade financeira, especialmente para as distribuidoras (DISCOs). O modelo de remuneração das DISCOs, baseado em tarifas reguladas e consumo volumétrico, é ameaçado pela proliferação da GD e de sistemas behind-the-meter (atrás do medidor). Essa erosão da base tarifária e as incertezas operacionais resultantes levam as distribuidoras a adotarem uma posição conservadora, resistindo a reformas pró-flexibilidade e limitando a redefinição de seu papel para facilitadoras neutras do mercado. Adicionalmente, o arcabouço regulatório atual carece de mecanismos para a coordenação em tempo real e de incentivos para a participação ativa de consumidores/produtores (ditos prosumidores), o que limita o potencial da descentralização como fonte de flexibilidade sistêmica (et al., 2025).

### **3.11.9 Mecanismos de Precificação Internacional para Mitigação Operacional**

Em contraste com o modelo brasileiro de precificação baseado em custos (CMO/PLD) e seu sistema de liquidação única (single-settlement system), mercados internacionais com alta penetração de VRE (Variable Renewable Energy) ou dependência hidrológica desenvolveram mecanismos de preço mais dinâmicos e granulares para incentivar a flexibilidade e mitigar problemas operativos. A adoção de sinais de preço mais eficazes é crucial para gerenciar a intermitência das renováveis e o congestionamento da rede.

As principais abordagens de precificação adotadas internacionalmente que buscam mitigar a rigidez operativa e o curtailment (restrição de geração) incluem:

- **Locational Marginal Pricing (LMP) Nodal:**

O *Locational Marginal Pricing* (LMP), ou Preço Marginal Locacional, é um mecanismo de precificação utilizado em diversos mercados de energia elétrica, notadamente em sistemas como o PJM *Interconnection* e o *California Independent System Operator* (CAISO), nos Estados Unidos. Trata-se de um sistema em que o preço da energia é calculado individualmente para cada ponto de entrega (nó) no sistema elétrico, refletindo as condições locais de operação, incluindo:

- Custo marginal da geração;
- Perdas elétricas associadas ao transporte;
- Restrições de transmissão e congestionamento.

O LMP nodal é diretamente vinculado ao Security-Constrained Economic Dispatch (SCED), um despacho econômico que considera simultaneamente os limites físicos da rede e a segurança operativa do sistema. A granularidade espacial desse mecanismo possibilita:

- Sinais de preço mais precisos para diferentes regiões;
- Maior eficiência no uso dos recursos energéticos;
- Incentivos para investimentos em locais estratégicos, capazes de aliviar pontos de congestionamento e reduzir custos operacionais de médio e longo prazo.

Cada preço nodal é composto por três parcelas principais: custos de geração, perdas e restrições de transmissão. A adoção do LMP nodal em mercados como o PJM e o CAISO distingue-se pela capacidade de alinhar os sinais econômicos com as realidades operacionais, de forma a induzir eficiência na alocação e expansão de recursos, além de facilitar a integração de geração distribuída e renováveis em locais onde estas reduzem o congestionamento.

No contexto do Sistema Interligado Nacional (SIN), a aplicação de um sistema de preços nodais demandaria significativas adaptações regulatórias, desenvolvimento de modelos de despacho que incorporem restrições elétricas em tempo real e investimentos em sistemas de medição, telecomunicação e infraestrutura de TI. Além disso, seria necessária a integração de mecanismos de liquidação financeira capazes de lidar com a maior complexidade e volatilidade dos preços locais, preservando a transparência e a competitividade do mercado (SILVA 2025).

- **Mercados *Multi-Settlement* e Zonal/*Bid-Based***

Alguns mercados internacionais, como o *Nord Pool* (Países Nórdicos) e o mercado elétrico alemão (integrado ao *European Power Exchange – EPEX Spot*), operam com modelos híbridos ou descentralizados baseados em ofertas (*bid-based*) nos quais os agentes apresentam lances de compra e venda de energia com preços e quantidades e o despacho é definido a partir do casamento entre as ofertas.

O *Nord Pool*, devido à sua elevada dependência de geração hidrelétrica, especialmente na Noruega e na Suécia, utiliza um sistema de preços zonais, no qual o território é dividido em zonas de oferta (*bidding zones*). Essas zonas refletem limitações estruturais na transmissão e condições específicas de geração e demanda. A formação de preços é realizada por meio de leilões competitivos em diferentes horizontes:

- Mercado *Day-Ahead* (Dia seguinte): negociações realizadas com um dia de antecedência, com preços calculados para cada hora do dia seguinte, a partir do equilíbrio entre oferta e demanda em cada zona.
- Mercado *Intraday* (intradário): permite ajustes mais próximos ao tempo real, possibilitando que geradores e consumidores reajam a variações não previstas, como mudanças meteorológicas, falhas em unidades geradoras ou alterações na demanda.

Esse arranjo *multi-settlement* implica que contratos e liquidações ocorrem em múltiplos pontos temporais: o *day-ahead* estabelece o despacho inicial e o *intraday* reconfigura parcialmente esse despacho conforme novas informações, reduzindo a exposição e os custos de desequilíbrio. Assim, o modelo fornece sinais de preço mais granulares e responsivos, incentivando a otimização das operações e melhor alocação de recursos.

O mercado alemão adota mecanismos semelhantes, com forte integração às regras da União Europeia, visando harmonização dos preços entre países interligados e segurança operacional do sistema continental. A operação *bid-based* e a liquidação *multi-settlement* são facilitadas por plataformas avançadas de negociação e despacho, que incorporam previsões meteorológicas e modelos de fluxo elétrico, permitindo a integração eficiente de fontes renováveis intermitentes como eólica e solar.

No caso do Brasil, a adoção de mecanismos *multi-settlement* e zonais exigiria mudanças substanciais no despacho do Sistema Interligado Nacional (SIN), que atualmente utiliza preços uniformes por submercado e liquidação no mercado de curto prazo baseada no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Sendo necessário implementar:

- Divisão do território em zonas de precificação conforme restrições de transmissão
- Desenvolvimento de plataformas de negociação *day-ahead* e *intraday* integradas ao ONS e à CCEE;
- Adaptações regulatórias que permitam o casamento de ofertas e a multiplicidade de liquidações.

Logo, essas mudanças poderiam trazer maior eficiência econômica e promover sinais mais precisos para investimentos em geração e infraestrutura de transmissão, mas dependeriam de grande evolução tecnológica e institucional.

#### • **Mercados de Balanceamento e Intraday**

O mercado brasileiro atualmente opera sob um sistema de liquidação única, com preços do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) calculados *ex ante* para períodos semanais ou diários, conforme regras estabelecidas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Essa estrutura apresenta limitações importantes:

- Restrita capacidade de revelar plenamente o custo de oportunidade da geração e do consumo em tempo real;
- Menor incentivo para que agentes forneçam dados operacionais atualizados e precisos no horizonte intradiário;
- Reduzida adaptabilidade para lidar com a variabilidade e a intermitência associadas às fontes renováveis variáveis (VRE), como eólica e solar.

Nos mercados internacionais, um arranjo complementar é frequentemente adotado, envolvendo plataformas *day-ahead* associadas a mercados *intraday* e mercados de balanceamento:

Exemplo japonês – JEPX (*Japan Electric Power Exchange*): opera o mercado *day-ahead* para determinação inicial do despacho e, posteriormente, disponibiliza sessões de negociação *intraday*, permitindo ajustes até poucas horas antes da entrega física. Em paralelo, existe um mercado de balanceamento administrado pelo *Transmission System Operator* (TSO), focado na contratação de reservas e serviços ancilares para estabilização de frequência, tensão e contingências.

Exemplo ibérico – MIBEL (*Mercado Ibérico de Electricidade*): a formação de preços ocorre no mercado *day-ahead*, seguida por várias janelas de negociação *intraday*, que podem corrigir desvios decorrentes de falhas na previsão de carga ou geração renovável. O mercado

de balanceamento, coordenado por *Red Eléctrica de España* (REE) e Rede Elétrica Nacional, de Portugal, garante a contratação de potência adicional ou redução de carga em minutos, para manter o equilíbrio instantâneo entre oferta e demanda.

O objetivo desses mecanismos é maximizar a resiliência operacional, reduzir custos totais do sistema e aumentar a integração de VRE, ao possibilitar respostas rápidas a eventos imprevistos (*short-notice adjustments*), minimizando a necessidade de ativação de geração térmica cara ou de cortes de carga.

- **Mecanismos de Capacidade**

Em sistemas elétricos sujeitos a elevado risco hidrológico, a exemplo do sistema colombiano, a adoção de mercados de capacidade ou esquemas de pagamentos por capacidade (*capacity payments*) e mecanismos de confiabilidade (*reliability mechanisms*) visa assegurar reservas de longo prazo e reforçar a adequação da capacidade instalada para atender à demanda mesmo em períodos prolongados de baixa afluência.

Na Colômbia, o mercado de capacidade foi introduzido como parte do *Reliability Charge Mechanism* (mecanismo de pagamentos por capacidade), no qual os agentes de geração recebem remuneração por disponibilizar potência firme suficiente para atender ao consumo do sistema sob condições críticas. A contratação ocorre por meio de leilões de capacidade com horizonte de planejamento plurianual, permitindo:

- Formação de reservas estratégicas para enfrentar restrições hidrológicas severas ou eventos extremos;
- Redução da exposição ao déficit, complementando a geração hidráulica com fontes térmicas, renováveis e armazenamento;
- Suporte indireto à integração de renováveis intermitentes, ao garantir que haja geração firme para cobrir períodos de baixa produção das VRE (Fontes Renováveis Variáveis).

Estes mecanismos atuam como ferramenta de segurança de suprimento e permitem que o sistema mantenha um nível de confiabilidade pré-definido, evitando racionamentos e minimizando custos associados à ativação de usinas emergenciais. O impacto econômico é bidirecional: embora impliquem custos adicionais para os consumidores (via tarifas), aumentam a previsão de receitas para geradores, incentivando investimentos de longo prazo em capacidade despachável (SILVA 2025).

Percebe-se baseado na experiência internacional que, enquanto o modelo brasileiro mantém pilares institucionais que desencorajam a flexibilidade de grandes ativos e criam atritos regulatórios com a MMD, a experiência internacional aponta para a necessidade de sinais de preço dinâmicos e granularidade locacional (LMP) ou temporal (intraday/real-time) para alinhar os incentivos econômicos com as necessidades operacionais de um sistema cada vez mais complexo e renovável. Podendo ser um caminho viável para o Brasil, a transição gradual para um modelo híbrido, que preserve a coordenação centralizada e, simultaneamente, incorpore sinais de preço mais dinâmicos e flexibilidade de mercado.

### **3.11.10 Flexibilidade Operativa no SIN: Metodologias e Avaliação de Requisitos e Recursos para a Expansão da Geração.**

O documento intitulado "Metodologia de Estimativa de Requisitos e Recursos de Flexibilidade no SIN" (EPE 2023), apresenta metodologias de cálculo e avaliação da necessidade de flexibilidade operativa. A flexibilidade operativa é conceituada como a habilidade do Sistema Interligado Nacional lidar com variações de oferta e demanda compatíveis com os intervalos entre comandos de despacho de geração, sendo utilizada a unidade megawatt por hora (MW/h).

A metodologia para o cálculo dos requisitos de flexibilidade baseia-se primordialmente na análise das curvas horárias de carga bruta e carga líquida. A carga líquida é construída ao se deduzir, da carga bruta, os possíveis cenários de geração não-controlável, respeitando-se a correlação temporal dos eventos. O requisito é apurado a partir das curvas de rampa de carga bruta e líquida, obtidas pela diferença da carga em horas consecutivas, o que permite analisar de forma probabilística, a magnitude e o perfil do requisito de flexibilidade.

Para a avaliação dos recursos de flexibilidade, o estudo foca em tecnologias controláveis e com despacho centralizado pelo ONS, notadamente usinas hidrelétricas (UHE) e termelétricas (UTE).

A oferta hidrelétrica é avaliada através de dados históricos (2018 a 2022), assumindo que as variações verificadas podem se repetir no futuro e considerando diferentes perspectivas de potencial de rampa, como a soma das máximas rampas individuais das usinas ou a oferta simultânea por Reservatório Equivalente de Energia (REE).

Já a oferta termelétrica é estimada a partir dos parâmetros declarados das restrições de *unit commitment* (UC), como geração mínima, tempos de acionamento e rampas de subida e

descida. Essa estimativa é realizada sob dois cenários que diferem nas premissas de partida a frio e operação estável das unidades.

Por fim, a avaliação da flexibilidade do sistema é proposta através da adaptação de índices probabilísticos internacionais, como a Expectativa de Insuficiência de Recursos de Rampa (EIRR) e a Expectativa de Déficit de Flexibilidade (EDF), que medem a frequência e a profundidade da insuficiência, respectivamente.

## 4 METODOLOGIA

A presente pesquisa caracteriza-se como um estudo de natureza aplicada, com abordagem quantitativa e objetivos descritivo-exploratórios. O objeto de análise central é o Sistema Interligado Nacional (SIN), especificamente no que tange aos desafios operativos impostos pela transição energética e à eficácia dos mecanismos de contratação de potência firme frente à intermitência das fontes renováveis.

O percurso metodológico está estruturado em quatro etapas fundamentais: (i) levantamento e tratamento de dados técnicos e regulatórios; (ii) modelagem analítica da carga líquida e requisitos de rampa; (iii) avaliação da flexibilidade do parque gerador e restrições de Unit Commitment; e (iv) análise comparativa da adequabilidade estrutural (potência vs. rampa).

### 4.1 Delineamento da Pesquisa e Fontes de Dados

O estudo fundamenta-se na análise de dados secundários provenientes de bases oficiais e documentos técnicos das instituições centrais do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). O horizonte temporal de análise concentra-se no período de 2025 a 2029, alinhando-se ao Plano da Operação Energética (PEN) do ONS, com extensões de cenários até 2032 baseadas em notas técnicas da EPE.

As principais fontes de dados incluem:

ONS/CCEE/EPE: Dados de carga bruta, perfis de geração eólica e solar (centralizada e MMGD) e resultados de simulações do modelo DESSEM.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE): Projeções de expansão da capacidade instalada (PDE 2034) e metodologias de cálculo de requisitos de flexibilidade (Nota Técnica EPE/DEE/076/2023-R0).

Literatura Acadêmica Contemporânea: Especialmente o arcabouço sobre a modernização do setor elétrico e precificação.

## 4.2 Modelagem Analítica da Carga Líquida (CL)

Para quantificar o desafio da flexibilidade operativa, a metodologia adota o conceito de Carga Líquida (CL) como variável dependente principal. A CL é definida como a parcela da demanda que deve ser obrigatoriamente atendida pelo despacho hidrotérmico centralizado e flexível.

A formulação matemática para a determinação da carga líquida segue a Equação (6), deduzindo-se da carga bruta as parcelas de geração inflexível e não-controlável:

$$CL(t) = CB(t) - GE(t) - GSC(t) - GMMGD(t) - GTI(t) - GHI(t) - GOI(t) \quad (6)$$

Onde:

- $CL(t)$ : Carga Líquida Total em MW no instante (t)
- $CB(t)$ : Carga Bruta Total do sistema em MW no instante (t)
- $GE(t)$ : Geração Eólica, em MW no instante (t)
- $GSC(t)$ : Geração Solar Centralizada, em MW no instante (t)
- $GMMGD(t)$ : Geração Micro e Minigeração Distribuída, em MW no instante (t)
- $GTI(t)$ : Geração Térmica Inflexível. Esta é definida primariamente pela Geração Mínima ( $G_{min}$ ) das Usinas Termelétricas (UTE) que estão em operação e cujos parâmetros de unit commitment (UC) impõem um nível mínimo de geração obrigatório, em MW no instante (t)
- $GHI(t)$ : Geração Hidrelétrica Inflexível. Inclui a geração associada às restrições operativas hidráulicas, como as defluências mínimas regulatórias e ambientais, que estabelecem um piso de geração compulsória, em MW no instante (t)
- $GOI(t)$ : Outras parcelas de geração inflexível, em MW no instante (t) (e.g., PCH/CGH, biomassa não despachadas centralizadamente)

A partir da série temporal de CL, calcula-se o Requisito de Rampa Horária, identificando a magnitude e a frequência do fenômeno da "curva de pato".

### **4.3 Procedimento para Avaliação dos Recursos de Flexibilidade**

A metodologia avalia a capacidade de resposta do sistema confrontando os requisitos de rampa com a oferta de recursos controláveis (UHE e UTE).

#### **4.3.1 Restrições de Unit Commitment Térmico (UCT)**

A análise do parque termelétrico considera as limitações técnicas (tempos mínimos ligado/desligado e rampas de acionamento) que impactam o Unit Commitment. A pesquisa aplica a métrica da constante de flexibilidade ( $\alpha$ ) conforme definida nos critérios do LRCAP 2026, para ponderar a competitividade e a utilidade operativa das usinas frente ao Custo Variável Unitário (CVU).

#### **4.3.2 Modulação Hidrelétrica e Inflexibilidade do MRE**

Avalia-se como o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) e a Garantia Física estática atuam como desincentivos regulatórios à prestação de serviços de flexibilidade (ramping) pelas usinas hidrelétricas, conforme apontado na literatura de modernização do setor.

### **4.4 Análise Comparativa e Dicotomia de Risco**

O núcleo analítico da dissertação consiste na triangulação institucional entre as visões da EPE e do ONS. O método de análise estruturou-se no contraste de dois critérios de adequabilidade:

Critério de Flexibilidade (Visão EPE): Aplicação das métricas de Expectativa de Insuficiência de Recursos de Rampa (EIRR) e Expectativa de Déficit de Flexibilidade (EDF) para verificar a suficiência de rampa no longo prazo.

Critério de Potência (Visão ONS): Análise dos índices estocásticos de risco LOLP (Loss of Load Probability) e CVaR (Conditional Value at Risk) da Potência Não Suprida (PNS), conforme a Resolução CNPE 29/2019.

Este procedimento permite diagnosticar a dicotomia de risco identificada nos resultados: a existência de folga na capacidade de rampa simultânea a um déficit estrutural de potência firme a partir de 2026.

#### **4.5 Avaliação da Eficácia dos Leilões de Reserva de Capacidade (LRCAP)**

Por fim, a metodologia discute o papel dos LRCAP como mecanismo de mitigação desses riscos. Analisa-se a transição do produto contratual (da energia para a potência firme) e como a remuneração pela disponibilidade (DispPot) endereça a necessidade de recursos de resposta rápida em um cenário de alta penetração renovável.

## **5 RESULTADOS E DISCUSSÕES**

O contraste entre as perspectivas da EPE, exposta na nota técnica EPE/DEE/076/2023-R0 e do Operador Nacional do Sistema Elétrico, através do Plano da Operação Energética (PEN) 2025, sobre a flexibilidade operativa no SIN se manifesta principalmente na metodologia de avaliação, na análise dos recursos e nas recomendações de planejamento e regulação. Embora ambas as entidades reconheçam a profunda transformação da matriz energética devido à expansão de fontes renováveis variáveis, a EPE foca na análise probabilística da suficiência de flexibilidade, enquanto o ONS concentra-se na verificação operativa e na gestão dos riscos estruturais de potência no horizonte de curto a médio prazo.

### **5.1 Foco Metodológico e Horizonte de Análise**

A EPE, em sua Nota Técnica EPE/DEE/076/2023-R0 de 2023, busca quantificar os requisitos e recursos de flexibilidade utilizando uma abordagem que incorpora métricas probabilísticas. O conceito de flexibilidade, para a EPE, relaciona-se à existência de recursos capazes de atender às variações de carga do sistema entre dois instantes de tempo, usualmente na escala horária. Para isso, a metodologia se baseia primariamente na análise das curvas de carga bruta e líquida, utilizando adaptações de índices internacionais, como a Expectativa de Insuficiência de Recursos de Rampa (EIRR) e a Expectativa de Déficit de Flexibilidade (EDF), para medir a frequência e a profundidade da insuficiência de flexibilidade, respectivamente. O exercício numérico da EPE estende-se até o horizonte de 2032, buscando uma avaliação de longo prazo.

O ONS, ao elaborar o Plano da Operação Energética (PEN) 2025, adota uma perspectiva mais voltada para a gestão operativa no horizonte de cinco anos (2025/2029). A avaliação da capacidade de atendimento do requisito de flexibilidade é realizada com o modelo DESSEM, um modelo de otimização de programação diária. O monitoramento da flexibilidade operativa pelo ONS se dá através de métricas como a amplitude diária (diferença entre máximo e mínimo) e a variação horária.

### **5.2 Requisitos e Rampas de Carga Líquida**

Ambos os documentos convergem ao indicar que a inserção de fontes fotovoltaicas (centralizadas e MMGD) impulsiona o aumento da variabilidade.

A EPE identifica que as rampas mais elevadas na curva de carga líquida tendem a se concentrar no início da noite, entre 17h e 19h, principalmente associadas à redução da geração fotovoltaica. A análise da EPE para os anos de 2027 e 2032 também indicou uma maior dispersão das rampas de carga líquida. Em parte considerável dos cenários, o "efeito portfólio" da geração renovável tem, inclusive, o potencial de reduzir a intensidade das rampas de carga líquida em comparação com as rampas de carga bruta.

O ONS confirma essa tendência crescente, mensurando o requisito através da amplitude diária de modulação hidrelétrica. O valor máximo dessa amplitude, que atingiu 38,3 GW em 2024, foi superado em 2025, alcançando 44,1 GW até abril. O ONS projeta a elevação contínua deste requisito para valores acima de 50 GW nos próximos anos. Além disso, o ONS destaca que o requisito de amplitude diária da geração hidrelétrica nos domingos projeta um crescimento levemente superior quando comparado aos dias úteis.

### 5.3 Avaliação dos Recursos e Inflexibilidade

No que tange aos recursos de flexibilidade, principalmente UHEs e UTEs, que são controláveis e despachadas centralizadamente, as avaliações apresentam nuances sobre as limitações operacionais:

1. Geração Hidrelétrica (UHE): A EPE reconhece a grande aptidão das UHEs, com potencial de rampa rápida e baixos níveis operacionais mínimos, mesmo com o fato de que a exigência de elevada flexibilidade operacional das usinas hidrelétricas pode acarretar desgaste acelerado de equipamentos, perdas de eficiência devido à operação fora do ponto ótimo e impactos hidrológicos decorrentes de variações bruscas de vazão turbinada, afetando a fauna aquática e comunidades ribeirinhas a jusante. Além disso, o uso da água em momentos de baixo valor econômico pode aumentar o custo de oportunidade e gerar conflitos com outros usos múltiplos dos recursos hídricos, como irrigação, abastecimento e navegação (ONS, 2022; EPE, 2019). O histórico analisado pela EPE sugere que a geração hidrelétrica tem acompanhado o comportamento da demanda líquida, atendendo aos requisitos. Contudo, ambas as instituições identificam a necessidade de maior detalhamento nas restrições operativas hidráulicas (como defluências mínimas) para uma avaliação mais conclusiva da oferta de flexibilidade. O ONS especificamente aponta que o modelo DESSEM, utilizado nas simulações operativas, não permite o detalhamento necessário nos condicionantes operativos hidrelétricos, como os parâmetros de *unit commitment* de unidades geradoras.

2. Geração Termelétrica (UTE): A EPE ressalta que o parque termelétrico atualmente disponível ao SIN, possui grande aptidão para atender à capacidade, mas sua flexibilidade operacional é limitada pelas restrições de unit commitment (UCT). O exemplo numérico da EPE demonstra que, se os 21,5 GW de térmicas consideradas estivessem acionados, a geração mínima estável (Gmin) seria de quase 17 GW, resultando em uma flexibilidade máxima de apenas 4,5 GW. Essa inflexibilidade é um fator crucial, pois a geração inflexível total do SIN atinge cerca de 73% da carga global em 2029.

#### **5.4 A Dicotomia de Risco**

O ponto de maior contraste reside nas conclusões sobre a adequabilidade do sistema:

Visão da EPE (Flexibilidade): O exercício de aplicação das métricas probabilísticas da EPE, utilizando uma oferta estática (rampa máxima simultânea de UHEs e oferta de UTEs em 1h) e a distribuição anual das rampas de carga líquida, indicou que não se verificou uma necessidade considerável de flexibilidade adicional no horizonte de estudo (até 2032). Embora a folga seja indicada, a EPE ressalta a necessidade de monitoramento periódico e de avançar na metodologia de cálculo.

Visão do ONS (Potência): Embora as simulações operativas do ONS utilizando o DESSEM para 2029 tenham indicado não haver limitação no atendimento à flexibilidade operativa requisitada, a análise estrutural do SIN (2026/2029) revelou que os critérios de garantia de suprimento de potência (LOLP e CVaR da Potência Não Suprida) serão violados a partir de 2026, demonstrado graficamente na Figura 21. Essa degradação é atribuída, principalmente, à atualização da demanda máxima de potência.



Figura 21 - Evolução dos parâmetros LOLP e CVaR no horizonte 2025-2029 Fonte: PEN 2025

Recapitulando, os conceitos de Probabilidade de Perda de Carga (LOLP — *Loss of Load Probability*) e Valor em Risco Condicional (CVaR — *Conditional Value-at-Risk*) são métricas de risco explícito utilizadas para aferir a adequabilidade do suprimento de potência no Sistema Interligado Nacional (SIN). A métrica LOLP indica a probabilidade de ocorrência de insuficiência da oferta de potência, ou seja, o risco de perda de carga. Já o CVaR aplicado à Energia Não Suprida (ENS) ou à Potência Não Suprida (PNS) é uma métrica que representa o valor esperado da insuficiência de suprimento, condicionado a um determinado nível de confiança (ou percentil de risco), medindo assim a profundidade do déficit.

Esses critérios de garantia de suprimento foram estabelecidos pela Resolução CNPE 29, de 12 de dezembro de 2019, sendo os parâmetros associados (os limites) definidos pela Portaria MME 59, de 20 de fevereiro de 2020. No âmbito do SIN, a avaliação estrutural do ONS (Plano da Operação Energética 2025/2029) indicou que os critérios de suprimento de

potência, regidos por essa resolução, não estão sendo plenamente atendidos, com violação do CVaR(5%) da PNS e da LOLP a partir de 2026.

Portanto, o SIN exhibe uma dicotomia: há folga na capacidade de rampa (flexibilidade) para o horizonte analisado, mas há um déficit estrutural no atributo potência.

## 5.5 Recomendações e Encaminhamentos Setoriais

As recomendações refletem a divergência nas avaliações de risco. A EPE enfatiza a necessidade de aprimoramentos regulatórios e a evolução nas metodologias e ferramentas de planejamento. A EPE adverte que **realizar leilões para contratação de flexibilidade no longo prazo** antes de destravar a potencial oferta flexível existente e aperfeiçoar os sinais de curto prazo pode levar a uma sobre oferta e consequente sobrecusto para os consumidores. A EPE sugere ações como o aprimoramento do sinal temporal e espacial no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e a remuneração das rampas de subida e descida das termelétricas pelo PLD para incentivar o uso de tecnologias menos restritivas.

O ONS, confrontado com a violação iminente dos critérios de garantia de suprimento de potência a partir de 2026, recomenda ao Poder Concedente a **organização tempestiva de leilões anuais para contratação de recursos para aumento da oferta do atributo potência** feitos atualmente na forma dos **Leilões de Reserva de Capacidade**. Adicionalmente, o ONS é enfático ao desaconselhar a inclusão de geração térmica com alto nível de inflexibilidade ou com longo tempo de acionamento nos próximos cinco anos, pois o SIN demanda recursos de resposta rápida para lidar com as variações de potência exigidas.

Em suma, a EPE adota uma postura mais conservadora quanto à expansão imediata de recursos de flexibilidade, priorizando a regulação, enquanto o ONS advoga pela **contratação urgente do atributo potência e de recursos flexíveis de resposta rápida** para mitigar o risco estrutural de suprimento.

A dissertação contribui para o debate sobre a transição energética brasileira ao caracterizar a "dicotomia de risco" no Sistema Interligado Nacional (SIN), evidenciando que, embora o sistema apresente suficiência probabilística em termos de recursos de rampa validada pelos índices de Expectativa de Insuficiência de Recursos de Rampa (EIRR) e Expectativa de Déficit de Flexibilidade (EDF), há um déficit estrutural iminente de potência firme a partir de 2026, conforme atestam as métricas de Probabilidade de Perda de Carga (LOLP) e Valor em Risco Condicional (CVaR). Sob a ótica técnica, o trabalho demonstra que a crescente penetração da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) e de fontes renováveis variáveis

aprofunda o fenômeno da "curva de pato", demandando uma flexibilidade operativa que o atual parque termelétrico, marcado por rigidez contratual e limitações de *unit commitment*, não consegue suprir plenamente.

Economicamente, constata-se que o atual arcabouço regulatório, sustentado por mecanismos como a Garantia Física estática e o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), desestimula a oferta de serviços de rampa pelas hidrelétricas ao desacoplar a remuneração da performance operacional, posicionando os Leilões de Reserva de Capacidade (LRCAP) como instrumentos fundamentais para remunerar a disponibilidade de potência firme e assegurar a resiliência do sistema frente à intermitência das novas fontes

## 6 CONCLUSÃO

A transição energética do Sistema Interligado Nacional (SIN), marcada pela elevada e crescente penetração de fontes renováveis variáveis, notadamente a geração solar fotovoltaica e a eólica, estabeleceu novos e complexos requisitos para o planejamento e a operação do sistema elétrico. Esta dissertação buscou analisar a dinâmica dos requisitos de flexibilidade e o papel dos Leilões de Reserva de Capacidade (LRCAP) como mecanismo de mitigação dos riscos associados à intermitência.

A pesquisa aponta que o desafio operacional central reside na gestão da Carga Líquida (CL), definida como a demanda remanescente a ser atendida pelos recursos de geração despacháveis e controláveis. O crescimento exponencial da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), cuja capacidade instalada é projetada para saltar de 35,1 GW em 2024 para 64,1 GW em 2029, atua como um vetor fundamental para aprofundar o vale da carga líquida durante o período diurno. Essa redução é seguida por um aumento acentuado da rampa de carga no final da tarde, tipicamente concentrada entre 17h e 19h, exigindo uma resposta ultrarrápida do sistema.

A capacidade de modulação do SIN tem sido predominantemente garantida pela geração hidrelétrica. Observou-se que a amplitude diária de variação da geração hidráulica tem acompanhado o aumento da variabilidade, superando 44,1 GW em 2025 e com projeções de superar 50 GW nos próximos anos. Adicionalmente, o requisito de flexibilidade se apresenta de forma mais crítica aos domingos, quando a coincidência entre a elevação da demanda vespertina e o decaimento da geração fotovoltaica intensifica a rampa positiva necessária.

No entanto, o estudo revelou uma dicotomia crítica no arcabouço de segurança do SIN:

1. Suficiência de Flexibilidade (Rampa): As simulações operativas apresentadas pela EPE, indicaram que, para o horizonte de análise, o sistema possui folga na capacidade de rampa para atender à flexibilidade requerida.

2. Déficit de Potência (Segurança Estrutural): Paralelamente, a análise estrutural do SIN detalhada na Figura 21 pelo ONS no PEN 2025, indica que os critérios de garantia de suprimento de potência, aferidos pelo LOLP (*Loss of Load Probability*) e CVaR (*Conditional Value-at-Risk*) da Potência Não Suprida, serão violados a partir de 2026, atribuído principalmente à atualização da demanda máxima de potência.

A visão apresentada pela EPE e ONS acima citados evidencia que o parque termelétrico existente é majoritariamente inflexível e que o arcabouço regulatório atual contribui para a situação de escassez de flexibilidade no SIN ao:

1. Desestimular a flexibilidade das UHEs: Mecanismos como a Garantia Física (estática) e o MRE desacoplam a remuneração da performance operacional.
2. Ignorar o controle do crescimento e da operação da MMD: O crescimento descentralizado carece de mecanismos de controle de despacho em tempo real, limitando o potencial dessa geração como fonte de flexibilidade.

Neste cenário, os Leilões de Reserva de Capacidade (CRCAPs) são fundamentais, pois têm como produto a potência firme (MW) e não a energia (MWh), garantindo a remuneração pela disponibilidade (DispPot) e mitigando o risco econômico de dependência de despacho para o gerador. O ONS, confrontado com a iminente violação dos critérios de potência, recomenda a contratação tempestiva de recursos para aumento da oferta do atributo potência por meio dos LRCAP, priorizando unidades de resposta rápida.

Verificou-se que o parque termelétrico existente, dimensionado para um contexto operacional anterior e com significativa inflexibilidade, possui limitações operacionais, como baixas taxas de rampa e altos custos/tempos de partida. Essa rigidez contribui para que a geração inflexível total no SIN atinja patamares de aproximadamente 73% da carga global em 2029, limitando a flexibilidade máxima do parque térmico a apenas 4,5 GW, considerando os 21,5 GW instalados.

A divergência entre as visões do ONS e da EPE sobre a urgência de contratação se reflete na ênfase: o ONS busca resolver o déficit de potência por meio da contratação imediata de capacidade flexível, enquanto a EPE sugere o aprimoramento dos sinais de preço de curto prazo (PLD) e a otimização regulatória da oferta existente de flexibilidade antes de realizar novos leilões para esse atributo específico.

O trabalho apresentado, traz uma visão que reconhece a urgência do problema de segurança estrutural de potência apontado pelo ONS, mas que, simultaneamente, endossa a necessidade de reformas regulatórias e de mercado defendidas pela Empresa de Pesquisa Energética como solução fundamental e de longo prazo para a rigidez sistêmica.

Diante desse cenário, a recomendação do ONS, ou seja, a contratação imediata de capacidade flexível por meio dos Leilões de Reserva de Capacidade (LRCAP), é justificada para mitigar o risco estrutural de suprimento. O ONS é enfático ao desaconselhar a inclusão de

geração térmica inflexível e advoga por recursos de resposta rápida para lidar com as variações de potência exigidas pelo sistema. Contudo, a questão apresentada vai além da mera contratação e converge com a EPE ao identificar que a rigidez do sistema decorre de um desalinhamento de incentivos no mercado brasileiro e de falhas regulatórias. Mecanismos como a Garantia Física de Energia (estática) e o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) foram estruturados de modo a desestimular a provisão de flexibilidade por usinas hidrelétricas (UHEs), que possuem alta aptidão técnica para serviços de ajuste rápido (*ramping*). Adicionalmente, o crescimento da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) sem mecanismos de coordenação eficientes agrava os desafios operacionais e a intensidade das rampas noturnas.

Portanto, sugere-se seguir a postura da EPE no sentido de aprimorar os sinais de preço de curto prazo (PLD) e desbloquear a oferta de flexibilidade existente. Isso inclui investigar a transição para arquiteturas de mercado com sinais de preço dinâmicos e granularidade locacional (como o LMP Nodal ou mercados *intraday*, conforme a experiência internacional) para que os incentivos econômicos sejam alinhados às necessidades operacionais de um sistema com alta penetração renovável.

## 6.1 Sugestões para Trabalhos Futuros

Em face das lacunas metodológicas e das transformações operacionais em curso, sugere-se as seguintes frentes de pesquisa para dar continuidade aos temas abordados:

1. Aprimoramento da Modelagem Hidro Operacional: É imperativo desenvolver modelos de otimização que permitam o detalhamento dos condicionantes operativos hidrelétricos, incluindo restrições de unit commitment de unidades geradoras e os parâmetros de flexibilidade de forma mais granular, superando as limitações atualmente identificadas em modelos como o DESSEM.
2. Mecanismos de Controlabilidade da MMGD: Investigar e propor mecanismos regulatórios e tecnológicos que permitam a controlabilidade dos recursos de Geração Distribuída (MMGD) em coordenação com o ONS. Isso é crucial para mitigar sobreofertas no meio do dia e reduzir a intensidade das rampas noturnas, garantindo a segurança e estabilidade elétrica.
3. Desenvolvimento de Mercados de Serviços Ancilares e Flexibilidade: Estudar a viabilidade e o desenho regulatório de novos mercados de serviços ancilares no SIN,

inspirados em experiências internacionais. O foco deve ser na remuneração específica de atributos como inércia sintética, controle de reativos intrínsecos da tecnologia dos inversores grid-forming e serviços de resposta ultrarrápida (Peaker).

4. Avaliação da Adaptabilidade do Parque Termelétrico Existente: Realizar estudos técnicos-econômicos detalhados sobre a adaptação tecnológica de usinas termelétricas inflexíveis mais antigas (como as contratadas em leilões de disponibilidade de primeira geração) para aumentar suas taxas de rampa, reduzir tempos de partida e otimizar sua modularidade, tornando-as aptas a participar do novo regime de Unit Commitment Térmico dinâmico
5. Reforma da Precificação e Sinais de Mercado: Analisar a transição gradual do modelo brasileiro (baseado em CMO/PLD) para arquiteturas de mercado que incorporem sinais de preço dinâmicos e granularidade locacional (LMP Nodal) ou temporal (mercados intraday e multi-settlement), visando alinhar os incentivos econômicos com as necessidades operacionais de flexibilidade.

## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Manual de Procedimentos de Leilões – Energia Nova, Disponibilidade e Reserva de Capacidade. Brasília: ANEEL, 2021.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Micro e minigeração distribuída: evolução e perspectivas. Brasília: ANEEL, 2023. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br>. Acesso em: 10 jul. 2024.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 1.000/2021. Estabelece as condições gerais para contratação de reserva de capacidade. Brasília, 2021.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Edital de Leilão de Reserva de Capacidade nº 1/2021. Brasília: ANEEL, 2021.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Procedimentos de Rede e Operação do Setor Elétrico – Resolução Normativa nº 109, de 26 de outubro de 2004. Brasília: ANEEL, 2023.

ANEEL. Outorgas de geração de energia elétrica. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao/outorgas>. Acesso em: 29 nov. 2025.

ANEEL. Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Estabelece condições para micro e minigeração distribuída. Disponível em: [https://www.normasbrasil.com.br/norma/resolucao-normativa-482-2012\\_342518.html](https://www.normasbrasil.com.br/norma/resolucao-normativa-482-2012_342518.html). Acesso em: 29 nov. 2025.

ANEEL. Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. Altera a REN nº 482/2012. Disponível em: <https://www.bsesolar.com.br/mostrar-blog/resolucao-normativa-n-687-de-24-de-novembro-de-2015/292>. Acesso em: 29 nov. 2025.

ANEEL. Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021. Consolida regras da distribuição e geração distribuída. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>. Acesso em: 29 nov. 2025.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. ANEEL define tarifas de energia, de otimização de serviços ancilares e PLD para 2025. Brasília, DF: ANEEL, 29 abr. 2024. Disponível em: [https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/aneel-define-tarifas-de-energia-de-otimizacao-de-servicos-ancilares-e-pld-para-2025#:~:text=Foram%20definidos%20também%20os%20limites,%20\\$1.542%20/MWh](https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/aneel-define-tarifas-de-energia-de-otimizacao-de-servicos-ancilares-e-pld-para-2025#:~:text=Foram%20definidos%20também%20os%20limites,%20$1.542%20/MWh). Acesso em: 26 fev. 2025.

BRASIL. Decreto nº 10.707, de 28 de maio de 2021. Estabelece critérios para a contratação de reserva de capacidade no sistema elétrico. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 31 maio 2021.

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 16 mar. 2004.

BRASIL. Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Disponível em: <[https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/Leis/L9074cons.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9074cons.htm)>. Acesso em: 29 nov. 2025.

BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica e o processo de outorga de concessões e autorizações de geração. Disponível em: <[https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm)>. Acesso em: 29 nov. 2025.

BRASIL. Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021. Dispõe sobre a contratação de reserva de capacidade de geração de energia elétrica. Diário Oficial da União, Brasília, 2021.

BRASIL. Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021. Dispõe sobre a desestatização da Eletrobras e altera dispositivos do setor elétrico. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 13 jul. 2021.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Portaria nº 563, de 26 de novembro de 2021: Diretrizes para Leilões de Reserva de Capacidade. Diário Oficial da União, Brasília, 2021.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Portaria Normativa nº 59 Estabelece parâmetros de aplicação do critério de garantia de suprimento de energia e potência definido pelo CNPE, de 11 de fevereiro de 2020.

Estabelece parâmetros de aplicação do critério de garantia de suprimento de energia e potência definido pelo CNPE. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, p. [indicar página], 12 fev. 2020.

BRULE, M.; WU, Q.; CRUZ, M. R. Analysis of Thermal Unit Commitment Considering High Renewable Penetration. Energy Reports, v. 6, p. 150-162, 2020.

CAMARGO, J. A.; DANTAS, G. A. Flexibilidade Operacional e Integração de Renováveis no SIN. Revista Brasileira de Energia, Rio de Janeiro, v. 25, n. 2, p. 45-63, 2019.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Manual de Procedimentos de Comercialização. São Paulo, 2022.

CCEE – CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Manual da Comercialização de Energia de Reserva de Capacidade. São Paulo: CCEE, 2021.

CENTRO DE PREVISÃO DE TEMPO E ESTUDOS CLIMÁTICOS – CPTEC/INPE. El Niño e La Niña – Fenômenos Climáticos. Cachoeira Paulista: Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, 2022. Disponível em: <https://www.cptec.inpe.br/elnino>. Acesso em: 15 jan. 2024.

CEPEL. Manual de Referência - Relatório Técnico - Modelo Decomp. CEPEL. Rio de Janeiro. 2021.

CNPE – CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA. Resolução nº 17, de 14 de outubro de 2021. Estabelece diretrizes para a contratação de reserva de capacidade e critérios de segurança do suprimento. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 18 out. 2021.

CNPE – CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA. Resolução nº 29, de 12 de dezembro de 2019. Define o critério geral de garantia de suprimento de energia e potência do Sistema Interligado Nacional – SIN. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 13 dez. 2019.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Balanço Energético Nacional 2023. Brasília: EPE, 2023.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Plano Decenal de Expansão de Energia 2032. Brasília: EPE, 2022.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Plano Nacional de Energia 2050. Brasília: EPE, 2016.

ENTSO-E. Technical Report: High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources and the Potential Contribution of Grid Forming Converters. Brussels: European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2020.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Balanço Energético Nacional 2022: Ano base 2021. Rio de Janeiro: EPE, 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br>. Acesso em: 10 jul. 2024.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Nota Técnica EPE-DEE-NT-042/2022-r0: Contratação por Disponibilidade e Flexibilidade Operativa. Rio de Janeiro: EPE, 2022.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Nota Técnica: Modelo de Contratação de Reserva de Capacidade. Rio de Janeiro: EPE, 2022.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Plano Decenal de Expansão de Energia 2031. Rio de Janeiro: EPE, 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br>. Acesso em: 10 jul. 2024.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Plano Decenal de Expansão de Energia 2033. Rio de Janeiro: EPE, 2023.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. Nota Técnica EPE-DEE-NT-024/2022. Contratação de Reserva de Capacidade em Potência: Aspectos Técnicos e Econômicos. Rio de Janeiro, 2022.

FONSECA, Enio. Geração hidráulica de energia, crises hídricas e Plano de Recuperação de Reservatórios do MME. 2023.

IEEE POWER & ENERGY SOCIETY. IEEE Guide for Microgrid Stability Assessment. New York: IEEE, 2018.

INGRAM, G.; SMITH, G.; WALLACE, A. Virtual Synchronous Machines: Challenges and Solutions for Future Power Systems. IEEE Transactions on Power Systems, v. 33, n. 4, p. 3181–3190, 2018.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Integrating Solar and Wind: Global Experience and Emerging Challenges. Paris: IEA, 2024.

LUCENA, A. F. P.; SZKLO, A.; SCHAEFFER, R. Interactions between climate change mitigation and energy security: the case of Brazilian power sector. Energy Economics, v. 66, p. 399–412, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2017.06.031>.

MACHADO, J. A.; BERMAN, C. A transição da matriz elétrica brasileira e os conflitos socioambientais: o caso das hidrelétricas na Amazônia. *Revista Ambiente & Sociedade*, Campinas, v. 21, e01222, 2018.

MILLER, N. W. et al. Frequency Response of the U.S. Electric Grid to Variable Renewable Generation. *IEEE*, 2017.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (Brasil). Relatório de Acompanhamento das Condições de Suprimento – 2022. Brasília: MME, 2022

NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION. Inverter-Based Resource Performance Task Force Report. Atlanta: NERC, 2020.

NOBRE, C. A. et al. Vulnerabilidade das megacidades brasileiras às mudanças climáticas: Região Metropolitana de São Paulo em destaque. *Revista USP*, São Paulo, n. 122, p. 45-62, 2019.

NREL. Grid-Forming Inverters for Stable and Reliable Future Power Systems. Golden: National Renewable Energy Laboratory, 2022.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Informativo Mensal da Operação – dezembro de 2023. Rio de Janeiro: ONS, 2023.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Procedimentos de Rede – Módulo de Planejamento da Operação Energética. Rio de Janeiro: ONS, 2021.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Procedimentos de Rede – Módulo de Programação da Operação. Rio de Janeiro: ONS, 2021.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Relatório de Desempenho da Operação 2023. Rio de Janeiro: ONS, 2023. Disponível em: <https://www.ons.org.br>. Acesso em: 10 jul. 2024.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Relatório Anual de Operação 2023. Rio de Janeiro: ONS, 2023.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO; CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE); EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Plano da Operação Energética (PEN) 2025/2029: Sumário Executivo. Rio de Janeiro: ONS, junho 2025. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/energia-no-futuro/suprimento-energetico..>

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Procedimentos de Rede – Módulo Despacho de Geração. Rio de Janeiro: ONS, 2021.

ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (Brasil). Procedimentos de Rede – Submódulo 8.1: Padrões e Requisitos para a Operação de Usinas Hidrelétricas. Brasília: ONS, 2022. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/procedimentos-de-rede>. Acesso em: 12 fev. 2024.

PEAKING POWER and Grid Reliability. Electric Power Research Institute Report. Palo Alto, 2019.

SILVA, Walquiria N.; REGO, Erik Eduardo; VIEIRA, Giovani G.T.T.; LOURENÇO, Luís F.N.; SALLES, Mauricio B.C. An overview of Brazil's electricity market: Planning, dispatch models, pricing, and modernization. *Utilities Policy*, [S. l.], v. 96, p. 102007, 11 jul. 2025. DOI: 10.1016/j.jup.2025.102007.

SIMÕES, M. D. D. P.; GOMES, L. L. Decisão de sazonalização de contratos de fornecimento de energia elétrica no Brasil através da otimização da medida Ômega ( $\Omega$ ). *Revista Eletrônica de Administração*, Porto Alegre, v. 17, n. 1, abril 2011.

TOLMASQUIM, M. T. Energia renovável: hidrelétrica, biomassa, eólica, solar, oceânica. Rio de Janeiro: Synergia, 2016.

## APÊNDICES

**ANEXOS**