

NOTA TÉCNICA

**RESPOSTA DA DEMANDA:
DIAGNÓSTICO DO POTENCIAL E
RECOMENDAÇÕES PARA
DESENVOLVIMENTO DO
MERCADO**

SETEMBRO DE 2026



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



■ Colaboradores

NOTA TÉCNICA DEA-DEE/SEE-SGR/001/2026

Coordenação Geral

Thiago Ivanoski Teixeira

Coordenação Executiva

Francisco Abreu Victer

Coordenação Técnica

Gabriel Konzen

Glaysson de Mello Muller

Equipe Técnica

Daniel Silva Moro

Erick Mateus Silva de Oliveira

Jessica Rodrigues Paiva Ferreira

Patrícia Messer Rosenblum

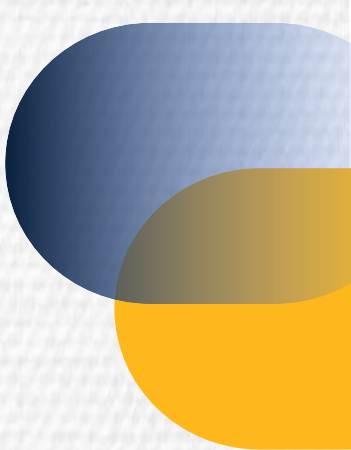
Santiago Silveira Barbosa



VALOR PÚBLICO

A PRESENTE NOTA TÉCNICA GERA VALOR PÚBLICO AO CONSOLIDAR E DISSEMINAR CONHECIMENTO SOBRE METODOLOGIAS INTERNACIONAIS EM PROGRAMAS DE RESPOSTA DA DEMANDA. AO QUALIFICAR O DEBATE TÉCNICO E FORNECER SUBSÍDIOS PARA O APERFEIÇOAMENTO DESSES MECANISMOS NO BRASIL, O ESTUDO CONTRIBUI PARA A TOMADA DE DECISÃO POR AGENTES PÚBLICOS E PRIVADOS DO SETOR ELÉTRICO.

AO APOIAR A AMPLIAÇÃO DA PARTICIPAÇÃO DOS CONSUMIDORES EM PROGRAMAS DE RESPOSTA DA DEMANDA, A NOTA TÉCNICA CONTRIBUI PARA AUMENTAR A FLEXIBILIDADE E A CONFIABILIDADE DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL. DESSA FORMA, PROMOVE MAIOR EFICIÊNCIA NA UTILIZAÇÃO DOS RECURSOS ENERGÉTICOS E FORTALECE A SEGURANÇA DO SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA EM BENEFÍCIO DA SOCIEDADE.



Ministro de Estado

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo

Gustavo Cerqueira Ataíde

Secretário de Energia Elétrica

João Daniel de Andrade Cascalho

Secretária de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Ana Paula Lima Vieira Bittencourt

Secretária de Transição Energética e Planejamento

Mariana de Assis Espécie

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Renato Cabral Dias Dutra

Presidente

Thiago Guilherme Ferreira Prado

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Reinaldo da Cruz Garcia

Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Thiago Guilherme Ferreira Prado (Interino)

Diretor de Gestão Corporativa

Carlos Eduardo Cabral Carvalho

<http://www.epe.gov.br>

■ Sumário

1. Introdução	3
2. Estimativa do Potencial de Resposta da Demanda no Brasil	6
2.1. Cálculo do potencial industrial.....	7
2.2. Cálculo do potencial de cogeração	9
2.3. Resultados Consolidados	10
3. Linha base: Definição e tipos	11
3.1. Tipos de linha base.....	11
3.2. Linha base: Ajustes de curto prazo	13
3.3. Linha base: Agregadores	15
3.4. Linha base: Cogeração	17
4. Preço-teto em Leilões de Resposta da demanda	20
5. Mecanismo Competitivo de Resposta da Demanda por Disponibilidade e Desempenho	22
5.1. Limitações da metodologia de linha base do mecanismo atual.....	22
5.2. Benefícios da alteração metodológica	22
5.3. Modelo e duração dos contratos de capacidade.....	24
6. Requisitos técnicos dos produtos em um mecanismo competitivo	25
6.1. Duração de despacho.....	25
6.2. Compromisso de ativações mensais	26
6.3. Antecedência necessária para acionamento e início da rampa	26
6.4. Tempo mínimo de permanência na condição sem acionamento (T-off)	27
6.5. Tempo total de rampa de redução e retomada da carga	27
6.6. Declaração de custo variável unitário (CVU)	28
7. Conclusões	30
Bibliografia	33

1. Introdução

A matriz elétrica brasileira assumiu uma nova realidade diante da crescente inserção de renováveis variáveis, da expansão da geração distribuída e da maior variabilidade da carga líquida. Nesse paradigma, o Sistema Interligado Nacional (SIN) requer cada vez mais recursos que atendam ao trilema: flexibilidade, confiabilidade e economicidade. Diante desse desafio, mercados internacionais têm dado atenção especial à Resposta da Demanda (RD), que consiste na redução ou no deslocamento voluntário do consumo (ou cogeração) de energia elétrica da rede pelos consumidores em resposta a sinais econômicos ou a solicitações do operador do sistema. Ao ajustar seu consumo nos momentos de maior necessidade do sistema, a RD pode oferecer uma alternativa potencialmente mais rápida e econômica do que a contratação ou o despacho de recursos adicionais de geração, desde que haja produto adequadamente desenhado, medição verificável e remuneração compatível com a obrigação assumida.

A dimensão que a RD já alcançou no exterior mostra que ela deixou de ser um recurso marginal e se tornou um componente estrutural da adequação de suprimento. Nos Estados Unidos, a participação da resposta da demanda nos sete mercados atacadistas organizados totalizou 33.272 MW em 2024, e aproximadamente 6,5% do pico de demanda de todas as RTOs e ISOs poderia ser atendido por recursos de RD. Os destaques são o MISO, onde a RD equivale a 10,6% da ponta (cerca de 13 GW), e o CAISO, com 9,0% (FERC, 2025). Esses números não se limitam a capacidade registrada: durante a onda de calor de junho de 2025, o PJM despachou recursos de RD que reduziram os picos do sistema em mais de 4.000 MW. Na Europa, a França dispõe de cerca de 3,7 GW de capacidade de redução de consumo mobilizável e tem como meta 6,5 GW até 2030. No Reino Unido, o planejamento oficial trabalha com a visão do Clean Power 2030 de atingir 10 a 12 GW de flexibilidade até 2030. O Brasil, em contraste, contratou 344 MW de capacidade de redução do consumo no mecanismo competitivo mais recente, o equivalente a apenas cerca de 0,3% do recorde de demanda instantânea de 106.532 MW, registrado em fevereiro de 2025. É uma participação de 20 a 33 vezes inferior à observada nos mercados que já amadureceram sua RD. Compreender se essa distância reflete escassez de potencial ou mecanismos ainda não desenhados para mobilizá-lo em escala é uma das questões de fundo que orientam esta Nota Técnica.

A RD no Brasil vem sendo desenvolvida de forma gradual ao longo da última década. As primeiras iniciativas estruturadas ocorreram com o Programa Piloto de Resposta da Demanda, instituído pela ANEEL em 2017 como alternativa ao despacho termelétrico fora da ordem de mérito. Contudo, apesar de sucessivas prorrogações e aperfeiçoamentos regulatórios, o programa registrou baixa adesão dos consumidores. Já em 2021, diante da crise hídrica, foi criado o mecanismo emergencial de Redução Voluntária da Demanda (RVD), voltado aos consumidores do mercado livre, que apresentou participação expressiva da indústria e demonstrou o potencial da demanda como recurso operacional para o sistema elétrico.

A experiência adquirida com o RVD subsidiou a criação do Programa Estrutural de Resposta da Demanda, regulamentado pela ANEEL em 2022, permitindo a oferta de reduções de consumo para atendimento à ponta do sistema com confirmação no dia anterior ao despacho. Mais recentemente, a regulamentação passou a contemplar ambientes experimentais (*sandbox* regulatório) para testar novos produtos de resposta da demanda, incluindo mecanismos de contratação por disponibilidade, com o objetivo de ampliar a participação dos consumidores e consolidar a resposta da demanda como um recurso permanente para a operação e a adequabilidade do SIN. A figura a seguir ilustra o histórico da RD no Brasil.

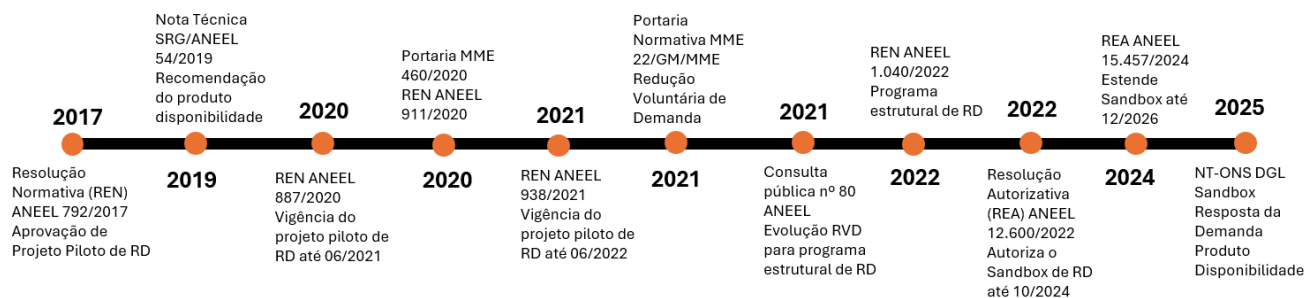


Figura 1 – Linha do tempo do arcabouço regulatório de RD e normas vigentes

Os resultados obtidos no âmbito do *Sandbox* para contratação do produto de disponibilidade de resposta da demanda, estruturado por meio de mecanismo competitivo para atendimento da ponta de carga do SIN, mostram que há potencial nesse mercado. Os agentes vencedores recebem uma receita fixa definida a partir de seus lances, condicionada a variáveis operacionais e contratuais, tais como: número de dias úteis de disponibilidade, limites mínimo e máximo de acionamentos, duração do produto, antecedência requerida para acionamento e aplicação de penalidades em caso de descumprimento. O relatório conjunto ONS-CCEE – Avaliação do *Sandbox* Regulatório de Resposta da Demanda (ONS e CCEE, 2025) apresentou a experiência de operacionalização do 1º Mecanismo Competitivo de RD para o produto Disponibilidade e trouxe os principais resultados, lições aprendidas e oportunidades de melhoria, que serão fundamentais para o desenvolvimento regulatório das novas formas de contratação e remuneração dos mecanismos de RD no Setor Elétrico Brasileiro (SEB).

Dentre os pontos avaliados, destacou-se a importância da determinação da linha base, elemento indispensável para a operacionalização de mecanismos de resposta da demanda. A linha base consiste na estimativa do valor de consumo que seria observado caso o consumidor não fosse acionado por mecanismo de resposta da demanda, servindo como referência para o cálculo de redução efetivamente entregue ao sistema. Dessa forma, a metodologia adotada para a determinação da linha base desempenha papel central na avaliação do desempenho dos participantes e na correta remuneração dos recursos contratados. Nesse contexto, o relatório apontou, no eixo 'regras de comercialização', a necessidade de se avaliarem outras metodologias para a determinação da linha base, à luz do benchmarking internacional.

Outro ponto de grande importância na estruturação de um mecanismo competitivo de resposta da demanda é a definição do preço-teto. Esse parâmetro estabelece o valor máximo que os recursos de resposta da demanda podem receber, funcionando como referência para os participantes e como instrumento de controle de custos para o sistema. Um preço teto adequadamente calibrado é fundamental para equilibrar a atração de consumidores dispostos a oferecer flexibilidade com a necessidade de garantir eficiência econômica, evitando tanto a baixa participação decorrente de remuneração insuficiente quanto pagamentos excessivos que reduzam os benefícios do mecanismo.

Além da determinação da linha base e da definição do preço teto, a estruturação do mecanismo de Resposta da Demanda requer a especificação de requisitos técnicos que assegurem a confiabilidade, previsibilidade e efetividade dos recursos participantes. Esses requisitos definem as características operacionais que os consumidores devem atender ao participar do leilão. A definição dos parâmetros deve considerar tanto as peculiaridades do SIN quanto práticas já adotadas em mercados internacionais consolidados, garantindo segurança operativa e eficiência econômica do sistema.

Dessa forma, a presente Nota Técnica objetiva trazer contribuições para o desenvolvimento da resposta da demanda no mercado brasileiro, tomando como referência a experiência internacional. O capítulo 2 estima o potencial de RD da indústria e da cogeração no país, dimensionando o que está em jogo. Os capítulos seguintes reúnem as recomendações para

mobilizá-lo: a metodologia de cálculo da linha base, com tratamento específico para agregadores e cogeneradores (capítulo 3); a metodologia de cálculo do preço-teto e o tratamento da RD como alternativa à geração de ponta (capítulo 4); os aperfeiçoamentos do mecanismo competitivo vigente, incluindo o modelo e a duração dos contratos (capítulo 5); e os requisitos técnicos dos produtos, entre eles a declaração de custo variável unitário (capítulo 6). Com isso, busca-se contribuir para o aumento da participação dos consumidores de energia elétrica nos programas de resposta da demanda, com impacto direto sobre a flexibilidade, a confiabilidade e a economicidade do SIN.

2. Estimativa do Potencial de Resposta da Demanda no Brasil

A adesão ao mecanismo de Resposta da Demanda tem apresentado evolução tanto no número de participantes quanto no volume de demanda contratada a cada novo Mecanismo Competitivo. No 1º Mecanismo Competitivo, realizado em 2024, foram contratados 93 MW de redução de demanda, com quatro agentes vencedores, todos pertencentes ao segmento de Metalurgia e Produtos de Metal. No 2º Mecanismo Competitivo, realizado em 2025, a demanda contratada aumentou para 229 MW, com participação predominante dos segmentos de Metalurgia e Produtos de Metal, Química e Serviços. Mais recentemente, no 3º Mecanismo Competitivo, realizado em julho de 2026, foram contratados 344 MW, consolidando a trajetória de crescimento do mecanismo e ampliando a participação de diferentes segmentos industriais, incluindo Metalurgia, Alumínio, Madeira, Papel e Celulose e Química, além do setor de Serviços.

A predominância da indústria nos mecanismos competitivos está associada, entre outros fatores, à presença de processos eletrointensivos e com maior flexibilidade operacional, que possibilitam a redução ou o deslocamento temporário do consumo de eletricidade em resposta a um comando do sistema, sem necessariamente comprometer a continuidade ou o desempenho da produção. O desenho do programa permite a participação de consumidores livres e parcialmente livres, desde que sejam atendidos os requisitos de habilitação, medição, monitoramento e capacidade de resposta estabelecidos pelo ONS e pela CCEE. Esse histórico evidencia não apenas a crescente participação da indústria nos mecanismos de Resposta da Demanda, mas também a existência de diferentes níveis de flexibilidade entre os segmentos industriais.

Nesse sentido, a avaliação do potencial de participação requer uma abordagem que considere as características específicas do consumo de cada segmento, a intensidade elétrica dos processos, a possibilidade de redução ou deslocamento da carga e as condições necessárias para que essa flexibilidade possa ser efetivamente ofertada ao sistema. Para determinar os diferentes níveis de flexibilidade entre os segmentos industriais, a EPE, PSR e Mitsidi (2023) realizaram um estudo destinado a identificar quanto da carga elétrica da indústria brasileira poderia participar de programas de RD, baseado em três etapas principais:

- Avaliação da flexibilidade dos processos produtivos – através do mapeamento dos principais usos finais da eletricidade dos segmentos aço, alumínio, cimento, química, papel e celulose, alimentos e bebidas. Para cada setor, foram avaliados equipamentos como: motores elétricos, sistemas de bombeamento, ventiladores, compressores, fornos, eletrólise, moagem, refinadores e sistemas auxiliares.
- Identificação das rotas pelas quais cada indústria consegue reduzir carga – as principais rotas são de deslocamento temporal da produção (antecipando ou postergando etapas produtivas), uso de geração própria (substituir consumo da rede por autogeração) e redução de cargas auxiliares (ajustar bombeamento, ventilação, compressores e sistemas não críticos). As empresas demonstraram preferência por deslocar carga ou utilizar geração própria, evitando estratégias que provoquem perda permanente de produção.
- Cálculo de uma taxa de aceitabilidade, utilizada para converter o potencial técnico em potencial efetivo ofertável ao mercado – foram utilizados seis critérios, a saber: tempo de resposta, duração da redução, frequência de acionamentos, recuperação do processo, impacto na produção e restrições operacionais. Através dessa avaliação é possível posicionar cada processo produtivo em uma escala de maior ou menor flexibilidade.

De acordo com o estudo, as indústrias brasileiras são significativamente mais propensas a oferecer o produto 'energia' — reduções sustentadas por períodos mais longos — do que produtos de ofertas em pequenos intervalos de tempo, pois aquele permite maior planejamento operacional.

Durante a elaboração dessa Nota Técnica, foi realizada uma pesquisa adicional junto aos associados da COGEN e da ABRACE, e o cálculo aqui apresentado representa uma análise preliminar da EPE diante dos dados disponíveis no momento da realização da Nota.

2.1. Cálculo do potencial industrial

O potencial de resposta da demanda de grandes consumidores industriais é estimado a partir do consumo de energia elétrica e graus de aceitabilidade por segmento.

A partir do consumo, estima-se a demanda, em MW, de cada segmento. Para isso, são utilizadas duas abordagens:

- (i) conservadoramente, o consumo é dividido por 8760 horas, representando um consumo constante ao longo de todo o ano;
- (ii) na forma de referência, é considerado um fator de carga típico ao segmento, de modo a incorporar flutuações no consumo. O fator de carga considerado foi obtido a partir da análise de consumidores individuais presentes na Base de Dados Geográfica da Distribuidora – BDGD, ano 2024, da ANEEL. Foram filtrados apenas os consumidores cuja demanda faturada máxima no ano supere 5 MW. Esses consumidores foram agrupados de acordo com o segmento e então o fator de carga mediano por segmento foi calculado.

Uma exceção é aplicada ao segmento de data centers no Brasil. Para esse caso, a demanda foi estimada a partir de um levantamento individualizado de projetos realizado pela EPE. É relevante destacar que, nesse caso, validou-se que ambas as abordagens utilizadas indicaram números conservadores comparados ao que foi efetivamente verificado em demanda instalada de data centers.

Na sequência, a partir da demanda estimada, são aplicados fatores de aceitabilidade, de modo a incorporar o interesse dos consumidores e a viabilidade técnica para a efetiva redução da demanda:

- (i) como padrão, são utilizados os fatores apresentados no estudo da EPE, PSR e Mitsidi, publicado em 2023;
- (ii) alternativamente (aceitabilidade otimista), os fatores padrão foram majorados, de modo a refletir o amadurecimento do setor de resposta da demanda no Brasil nos últimos anos e a perspectiva de maior interesse com o advento de novas modalidades de contratação.

A partir das premissas anteriores, são calculados três cenários de potencial para a resposta da demanda para o setor industrial:

- (a) Conservador: Demanda conservadora ($\text{consumo} \div 8.760 \text{ h}$) x Aceitabilidade padrão = 2,37 GW;
- (b) Referência: Demanda referência (com fator de carga) x Aceitabilidade padrão = 4,13 GW;
- (c) Otimista: Demanda referência (com fator de carga) x Aceitabilidade otimista = 6,26 GW.

Um detalhamento por segmento é apresentado nas tabelas a seguir.

Tabela 1 – Estimativa do potencial de resposta da demanda (industrial) para o cenário conservador

(a) Conservador			
Subsegmento	Demanda (MW)	Aceitabilidade	Potencial (MW)
Aço total	1.606	38%	615
Alumínio - Primário	1.985	19%	377
Alumina	237	44%	104
Cimento	819	56%	459
Cloro	311	38%	118
Datacenters	1.164	19%	221
Papel	705	44%	310
Ferroligas	864	19%	164
Total			2.369

Tabela 2 – Estimativa do potencial de resposta da demanda (industrial) para o cenário de referência

(b) Referência			
Subsegmento	Fator de carga	Aceitabilidade	Potencial (MW)
Aço total	51%	38%	1.205
Alumínio - Primário	58%	19%	650
Alumina	58%	44%	180
Cimento	61%	56%	752
Cloro	91%	38%	130
Datacenters	NA	19%	221
Papel	43%	44%	721
Ferroligas	61%	19%	269
Total			4.129

Tabela 3 – Estimativa do potencial de resposta da demanda (industrial) para o cenário otimista

(c) Otimista			
Subsegmento	Fator de carga	Aceitabilidade	Potencial (MW)
Aço total	51%	58%	1.835
Alumínio - Primário	58%	39%	1.335
Alumina	58%	64%	262
Cimento	61%	66%	887
Cloro	91%	48%	164
Datacenters	NA	29%	338
Papel	43%	54%	885
Ferroligas	61%	39%	552
Total			6.257

Abaixo é possível visualizar o resumo dos números potenciais calculados de acordo com as três possibilidades metodológicas:

Tabela 4 – Estimativa do potencial de resposta da demanda (industrial) para os cenários calculados

Cenários	Potencial (GW)
Conservador	2,37
Referência	4,13
Otimista	6,26

2.2. Cálculo do potencial de cogeração

O potencial de resposta da demanda para o setor de cogeração é apresentado a seguir, com a projeção de três cenários.

Para a cogeração, são considerados os seguintes segmentos: bagaço de cana, resíduos de madeira, biogás, gás de processo e papel e celulose. No cenário conservador, o potencial de cada setor foi estimado pelo produto de três fatores: média de redução, aceitabilidade mínima e potencial setorial. A média de redução corresponde ao valor indicado em pesquisa realizada junto aos associados da COGEN; para papel e celulose, o percentual foi estimado com base na informação de um consumidor sobre seu potencial de redução sem investimento. A aceitabilidade mínima é a menor aceitabilidade indicada por EPE (2023) entre os setores que já participam dos leilões de RD realizados pelo ONS. O potencial setorial é o informado pela COGEN em seus relatórios de 2025.

Tabela 5 – Estimativa do potencial de resposta da demanda de cogeração para o cenário conservador

Conservador					
	Biomassa - Cana	Resíduos de madeira	Biogás	Gás de Processo	Papel e Celulose
Média de Redução	83,7%	83,7%	83,7%	83,7%	17%
Aceitabilidade	19%	19%	19%	19%	
Potencial - (GW)	12,7	1,2	0,4	3,2	4,3
Potencial RD Cogeração (GW)	2,02	0,19	0,06	0,51	0,71

O cenário de referência difere do conservador por não aplicar a média de redução, considerando apenas a aceitabilidade e o potencial setorial. Para papel e celulose, a aceitabilidade (31%) foi estimada com base em informações recebidas do potencial de redução com investimento no segmento.

Tabela 6 – Estimativa do potencial de resposta da demanda de cogeração para o cenário de referência

Intermediário					
	Biomassa - Cana	Resíduos de madeira	Biogás	Gás de Processo	Papel e Celulose
Aceitabilidade	19%	19%	19%	19%	31%
Potencial - (GW)	12,7	1,2	0,4	3,2	4,3
Potencial RD Cogeração (GW)	2,41	0,23	0,08	0,61	1,34

Já no cenário otimista, é utilizado o percentual de redução do setor de papel e celulose para todos os cenários.

Tabela 7 – Estimativa do potencial de resposta da demanda de cogeração para o cenário otimista

Otimista					
	Biomassa - Cana	Resíduos de madeira	Biogás	Gás de Processo	Papel e Celulose
Média de Redução	31%	31,1%	31,1%	31,1%	31,1%
Potencial - (GW)	12,7	1,2	0,4	3,2	4,3

Deste modo, na tabela a seguir é apresentado um sumário do potencial em GW para cada um dos cenários analisados.

Tabela 8 – Estimativa do potencial de resposta da demanda de cogeração para os cenários calculados

Cenários	Potencial (GW)
Conservador	3,49
Referência	4,66
Otimista	6,79

2.3. Resultados Consolidados

O potencial agregado dos cenários, somando-se cogeração e industrial é sintetizado na Tabela a seguir:

Tabela 9 – Estimativa do potencial de resposta da demanda (agregada)

Cenários	Potencial (GW)
Conservador	5,86
Referência	8,79
Otimista	13,05

Cabe destacar que a resposta da demanda, por mais que aplicada de diferentes formas na última década, é ainda um mecanismo incipiente no mercado de energia brasileiro. Desse modo, não se espera que a criação de mecanismos de contratação aprimorados represente a imediata adesão de todos os participantes elegíveis a participar da RD. O desconhecimento das empresas que não são do setor elétrico somado a um receio na tomada de decisões de investimento (como compra de equipamento de estocagem para maior flexibilidade na cadeia do processo) fará com que o potencial técnico acima apresentado apareça de forma gradual uma vez que determinado o mecanismo de contratação seja consolidado, sendo essa efetiva materialização sujeita ao desenho final desse mecanismo (regras de habilitação, formato de contratação, penalidades), às condições prevaletentes de mercado no momento da realização do certame, ao nível de preços ofertado, bem como outras variáveis exógenas não incorporadas no atual cálculo.

Por outro lado, a contínua realização desse mecanismo com sucesso pode elevar os valores de aceitabilidade (inclusive otimistas) considerados nesse estudo, potencialmente levando a um potencial técnico ainda superior. Nos próximos capítulos, serão explorados mecanismos que podem potencializar a atração do mecanismo a uma maior fração do mercado.

3. Linha base: Definição e tipos

A linha base (ou *baseline*) é o conceito mais importante que permeia a regulamentação da resposta da demanda, e consiste de um cenário contrafactual: uma estimativa teórica do que o cliente teria consumido na ausência do evento de redução. Sua construção deve equilibrar três atributos fundamentais:

- **Precisão:** O cliente deve ser remunerado exatamente pelo que reduziu, nem mais, nem menos. A falta de precisão pode subvalorizar a resposta (desincentivando a participação) ou sobrevalorizá-la (encarecendo o sistema).

- **Simplicidade:** Metodologias excessivamente complexas (como redes neurais ou regressões climáticas completas) oferecem ganhos marginais de precisão, mas criam barreiras de entrada. A linha base deve ser compreensível para que os agregadores e consumidores finais possam auditar, calcular e prever seu desempenho facilmente, de forma a gerar segurança no investimento.

- **Integridade:** Regras de medição e verificação (M&V) devem ser imunes a *gaming* (manipulação das regras de medição) e ao comportamento de *free-riders* (recebimento de pagamentos por reduções que ocorreriam naturalmente).

Os principais elementos de um evento de resposta da demanda – linha base inicial, linha base ajustada, aviso, início e fim da redução e redução medida – são apresentados na figura a seguir:

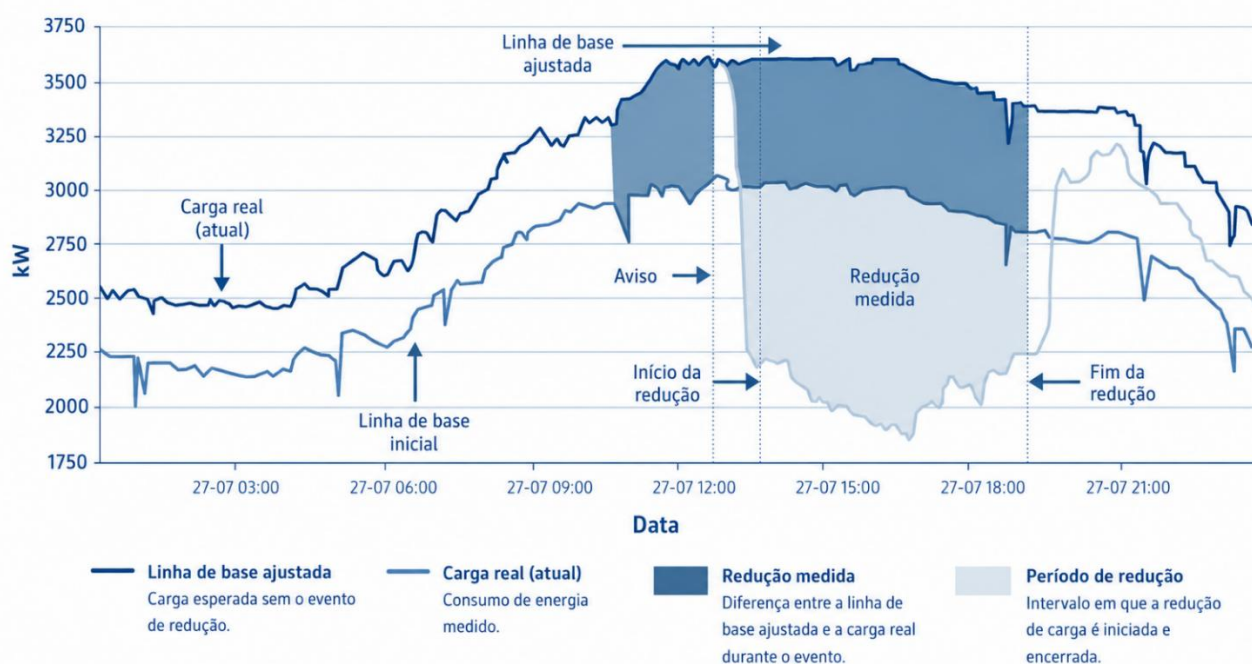


Figura 2 – Caracterização da linha base. Fonte: Adaptado de ENERNOC, 2008.

3.1. Tipos de linha base

São utilizadas algumas metodologias de cálculo de linha base para resposta da demanda, sendo as principais listadas a seguir:

Baseline Tipo I - Metodologia "Maior X de Y"

A metodologia Maior X de Y representa uma das abordagens mais utilizadas globalmente para cálculo de baselines. Esta metodologia baseia-se nos dados históricos de medição intervalar (*interval meter*) de um recurso de demanda, podendo incluir variáveis adicionais como dados meteorológicos e de calendário. O funcionamento da metodologia considera os Y dias mais recentes anteriores a

um evento e utiliza os dados dos X dias com a maior carga dentro desses Y dias para calcular a linha base. Exemplos práticos de aplicação são:

- PJM: Metodologia "Maior 4 de 5";
- Ontário: Metodologia "Maior 15 de 20";
- Califórnia: Metodologia "Maior 10 de 10".

Carga Base Máxima (MBL) e Metodologia Antes/Depois

A Carga Base Máxima (Maximum Base Load – MBL) é uma metodologia de avaliação de desempenho baseada exclusivamente na capacidade de o recurso de demanda reduzir seu consumo até um nível de demanda previamente especificado. O método identifica a demanda máxima esperada de cada cliente e define como limite de consumo esse valor máximo subtraído da capacidade comprometida pelo cliente. Uma característica distintiva da MBL é seu caráter estático, permanecendo em um nível constante, contrastando com metodologias Tipo I que geram perfis dinâmicos.

A metodologia Medidor Antes/Medidor Depois compara o consumo (ou a demanda) registrado em um período prescrito imediatamente anterior ao acionamento com as leituras obtidas durante o período de resposta sustentada, sendo particularmente adequada a serviços ancilares.

Baseline Tipo II e Medição do Gerador

A Baseline Tipo II utiliza amostragem estatística para estimar o consumo de eletricidade de Recursos de Demanda Agregada quando medição intervalada não está disponível em toda a população. Esta metodologia é frequentemente aplicada em programas residenciais, em que o custo de instalação de medidores intervalares em todas as residências é proibitivo.

A Medição do Gerador (Metering Generator Output – MGO, detalhada na seção 3.4) aplica-se exclusivamente a instalações com geração no local, constituindo uma abordagem específica para recursos com capacidade de autogeração."

A EPE recomenda a adoção da metodologia 'Maior 5 de 10' (média dos 5 dias de maior consumo entre os 10 últimos dias elegíveis) para o cálculo da linha base de um mecanismo competitivo de contratação de resposta da demanda no Brasil.

3.2. Linha base: Ajustes de curto prazo

Uma das mais fortes falhas sistêmicas apontada na revisão internacional é a de que linhas base calculadas apenas por médias históricas falham em dias de temperaturas extremas. Elas subestimam o consumo da linha base no dia em que o participante deve reduzir a demanda.

Para corrigir isso, aplica-se um fator de ajuste calibrado nas horas imediatamente anteriores ao evento (geralmente 2 a 4 horas antes, aplicando-se um período de buffer para evitar distorções). Os fatores utilizados para regras de ajuste incluem, mas não se limitam a:

- Temperatura;
- Umidade;
- Dados do calendário;
- Hora do nascer/pôr do sol;
- Condições operacionais do dia do evento.

Ao regulamentar esse ajuste, há decisões de design essenciais:

- Ajuste Aditivo vs. Multiplicativo (Escalar): O ajuste aditivo soma (ou subtrai) uma quantidade constante de kW à curva. O multiplicativo aplica um percentual. A literatura técnica recomenda preferencialmente o ajuste aditivo, pois o multiplicativo pode inflar a linha base de forma irreal e severa quando o consumo histórico foi atipicamente baixo — ainda que, como mostra a Tabela 10, diversos operadores adotem o ajuste escalar.

- Ajuste Simétrico vs. Assimétrico: Alguns mercados inicialmente aplicavam ajustes apenas se elevassem a linha base (assimétrico). Os estudos demonstraram que o ajuste simétrico (que também reduz a linha base quando o consumo nas horas anteriores ao evento está abaixo do histórico) é necessário para reduzir o viés e evitar subpagamentos e sobrepagamentos sistemáticos.

Para limitar a magnitude dos ajustes, alguns programas utilizam limites (*caps*). Por exemplo, um cliente com linha base de 100 kW e demanda de 130 kW nas horas anteriores à notificação do evento teria sua linha base elevada em 30 kW pelo ajuste aditivo. Com limite de 20% da linha base, o ajuste ficaria restrito a 20 kW, resultando em linha base ajustada de 120 kW. Na Tabela 10 são apresentados os limites de ajustes diários em diferentes mercados de energia.

O teto de 20% para o ajuste diário cumpre duas funções. Primeiro, atua como barreira contra a manipulação da linha base: em leilões de resposta da demanda, os agentes têm incentivo para elevar intencionalmente o consumo nas horas que antecedem o evento de redução e, sem uma restrição à amplitude do ajuste, esse aumento artificial elevaria a linha base de liquidação, gerando pagamentos por reduções não realizadas. Além disso o teto limita a influência, sobre a linha base, de variações aleatórias da demanda não associadas a fatores sistemáticos (filtragem de ruído, ou noise filtering).

A principal limitação do teto é a incapacidade de acompanhar os desvios de consumo provocados por temperaturas extremas: para cargas sensíveis à temperatura (como o condicionamento de ar), o calor de um dia de evento pode elevar a demanda real mais de 40% acima da média histórica — bem além, portanto, do que o limite de 20% permite ajustar.

Tabela 10 – Exemplos de ajustes diários

Operador de Sistema	Tipo de Ajuste Diário	Limite de Ajuste
MISO	Escalar Simétrico	20%
NYISO	Escalar Simétrico	20%
CAISO	Escalar Simétrico	20%
ERCOT	Escalar Simétrico	Sem Limite
ISO-NE	Escalar Simétrico	Sem Limite

Como a linha base será ajustada de acordo com as horas anteriores ao evento, clientes podem adotar táticas de aumentar artificialmente o consumo de manhã (*pre-cooling* agressivo ou acionamento de máquinas) apenas para elevar a linha base projetada à tarde e receber mais incentivos de redução. É prudente implementar um buffer de 1 a 2 horas (um intervalo cego de dados) entre as horas de ajuste e o início real do evento.

A EPE recomenda que a linha base de um mecanismo competitivo de contratação de resposta da demanda no Brasil adote ajuste intradiário aditivo e simétrico, limitado a 20% do valor da linha base, com buffer de 2 horas entre a janela de ajuste e o início do despacho.

A aplicação de um limite de $\pm 20\%$ para o fator de ajuste restringe a influência de variações de curto prazo sobre a estimativa de linha base, preservando o caráter histórico da contabilização. O limite também reduz a sensibilidade da mensuração a alterações operacionais ocorridas imediatamente antes do despacho e mitiga incentivos à inflação da baseline. A adoção desse valor é compatível com práticas observadas em programas internacionais de resposta da demanda que utilizam ajustes intradiários limitados por tarifa.

3.3. Linha base: Agregadores

Agregadores possuem cargas com comportamentos distintos operando sob o mesmo portfólio. Para este tipo de participante, há duas formas de cálculo de linha base: por portfólio e individual.

Não é recomendado o cálculo dos "X dias de maior consumo" somando previamente todo o portfólio do agregador (*top-down*). A regra ótima consiste em calcular a linha base de forma independente, local a local, encontrando os "X dias" específicos de cada medidor individual, e apenas depois realizar a soma geométrica para o portfólio (*bottom-up*). Isso garante maior alinhamento e precisão. A seguir, é apresentado o exemplo de um agregador com três tipos de participantes.

	Participant 1	Participant 2	Participant 3	Aggregate Load
Day 1	200	65	100	365
Day 2	200	65	80	345
Day 3	200	65	70	335
Day 4	200	130	80	410
Day 5	200	130	60	390
Day 6	0	130	80	210
Day 7	0	130	110	240
Day 8	150	130	100	380
Day 9	150	65	125	340
Day 10	150	65	100	315
High 5 of 10, Portfolio	190	104	84	378
High 5 of 10, Individual	200	130	107	437

Figura 3 – Participantes de um agregador de carga. Fonte: ENERNOC, 2008.

Em um Cenário A, com cálculo através do método de portfólio, observa-se na coluna "Carga Agregada" os 5 maiores dias do portfólio: Dia 4 (410 kW), Dia 5 (390 kW), Dia 8 (380 kW), Dia 1 (365 kW) e Dia 2 (345 kW). A média desses 5 dias é calculada: $(410 + 390 + 380 + 365 + 345) / 5 = 378$ kW. Neste cenário, a linha base reconhecida para o agregador inteiro seria de **378 kW**.

Em um Cenário B, com Cálculo Individual, ou *bottom-up*, o cálculo "5 de 10" deve ser feito individualmente no medidor de cada consumidor participante antes de qualquer agregação.

- Participante 1: Os seus 5 maiores dias são os Dias 1, 2, 3, 4 e 5 (todos com 200 kW). A média da sua linha base será 200 kW.
- Participante 2: Os seus 5 maiores dias são os Dias 4, 5, 6, 7 e 8 (todos com 130 kW). A média da sua linha base será 130 kW.
- Participante 3: Os seus 5 maiores dias são os Dias 9 (125 kW), 7 (110 kW), 1 (100 kW), 8 (100 kW) e 10 (100 kW). A média da sua linha base será $(125+110+100+100+100) / 5 = 107$ kW.

Deste modo, o valor consolidado das linhas base é a soma as linhas de base individuais: $200 + 130 + 107 = \mathbf{437\ kW}$. Com esse cálculo é possível capturar de forma mais certa o possível perfil diverso entre os participantes.

Portanto, baselines individuais devem ser priorizadas para preservar a precisão, uma vez que métodos de portfólio oferecem menor segurança aos participantes e distorcem os cálculos de desempenho. A abordagem individual permite maior adequação aos participantes, principalmente quando as atividades industriais entre os participantes são diversificadas.

A EPE recomenda a adoção da metodologia Maior X de Y para o cálculo da linha base de um mecanismo competitivo de contratação de resposta da demanda no Brasil, utilizando os maiores 5 dias dos últimos 10 dias elegíveis e indicamos o cálculo individual para agregadores de carga (*bottom-up*).

3.4. Linha base: Cogeração

A cogeração (CHP) introduz complexidades estruturais que as metodologias tradicionais de linha base de Carga do Consumidor (do inglês *Customer Base Line*, CBL) não foram originalmente concebidas para tratar. Isso ocorre devido à presença de geração de energia elétrica atrás do medidor (do inglês *Behind-the-Meter Generation*, BTMG), que reduz o consumo da unidade e altera o perfil de carga líquida observado.

Quando uma planta de cogeração modifica sua produção em resposta a um evento de Resposta a Demanda, por exemplo aumentando a geração de uma unidade CHP para reduzir a importação de energia elétrica da rede, a linha base histórica, calculada a partir da carga líquida observada em dias anteriores, pode não representar adequadamente o comportamento *business as usual*. Isso ocorre porque o despacho da cogeração durante o período de referência pode ter sido realizado sob condições operacionais distintas daquelas verificadas durante o evento, comprometendo a estimativa da redução efetiva de demanda.

O método *Metering Generator Output* (MGO) é uma das metodologias mais utilizadas em programas de Resposta a Demanda para viabilizar a participação de consumidores que possuem geração atrás do medidor, incluindo unidades de cogeração. Trata-se de uma abordagem aplicada quando um ativo de geração está localizado atrás do medidor do recurso de demanda e o desempenho do participante é determinado, total ou parcialmente, pela produção desse gerador.

Esse método utiliza duas medições independentes: (i) o medidor principal no ponto de conexão com a rede elétrica, responsável por registrar a energia ou potência líquida importada da rede, e (ii) um medidor dedicado à geração atrás do medidor, responsável por registrar a produção do gerador. A partir dessas duas medições, é possível reconstruir a carga bruta da instalação e distinguir reduções efetivas de consumo de alterações decorrentes da operação da geração local.

Dessa forma, o MGO busca evitar distorções que poderiam surgir caso a avaliação do desempenho fosse baseada exclusivamente na carga líquida observada no ponto de conexão, especialmente em instalações com cogeração ou outras formas de geração distribuída.

Para instalações com cogeração, o problema de *gaming* (adoção de estratégias que exploram as regras de medição, linha base ou remuneração para aumentar artificialmente os pagamentos recebidos, sem que haja uma redução real de consumo ou uma contribuição proporcional para o sistema elétrico) torna-se ainda mais relevante. O operador pode, antecipadamente a um evento de Resposta a Demanda, reduzir deliberadamente o despacho de cogeração nos dias utilizados para a construção da linha base, aumentando artificialmente a carga líquida observada da rede. Posteriormente, durante um evento de Resposta a Demanda, o gerador retorna ao nível normal de operação para aparentar uma redução de consumo da rede superior à efetivamente realizada. Nesse caso, o desempenho apurado não decorre de uma redução real da demanda, mas sim da normalização do despacho da geração local.

No NYISO, instalações com BTMG, geralmente grandes instalações industriais, não eram compensadas por reduzirem sua dependência da rede ao recorrer a seus próprios geradores como alternativa à compra de energia no mercado, enquanto outros recursos de Resposta a Demanda sem geração local eram compensados. Isso motivou reclamações ao FERC por parte de agregadores e instalações, que apontaram que mercados vizinhos como ISO-NE, PJM e MISO compensam a geração atrás do medidor.

Segundo a PJM Interconnection, maior organização regional de transmissão dos Estados Unidos, uma unidade com BTMG pode participar de programas de Resposta a Demanda, desde que não haja injeção líquida de energia na rede após o ponto de interconexão.

Para evitar a chamada “dupla contagem”, a PJM estabelece que cada MW de saída só pode ser contabilizada em uma única categoria de serviço. Assim, um mesmo recurso não pode ser remunerado simultaneamente como geração e como Resposta da Demanda.

Considerando, por exemplo, uma instalação industrial com carga total de 20MW e capacidade de modular a sua unidade de cogeração:

Tabela 11 – Exemplo de resposta da demanda em unidade com cogeração

Regime de operação	Cogeração (MW)	Carga da rede (MW)	Carga total (MW)
Normal	8	12	20
Acionamento da RD	12	8	20

Nesse caso, a PJM considera que houve uma redução de 4 MW na demanda atendida pela rede elétrica. Entretanto, esses mesmos 4 MW não podem, simultaneamente:

- ser comercializados como geração no mercado de energia;
- ser utilizados para atendimento de outro serviço de capacidade;
- ser exportados para a rede e contabilizados como geração.

Aplicando o método MGO, no qual a produção do gerador é medida separadamente da energia importada da rede, considere uma indústria com carga total de 100 MW, gerador a gás atrás do medidor com produção de 20 MW e importação líquida da rede de 80 MW.

Quando é solicitada uma redução de 30 MW, podem ocorrer diferentes situações.

Cenário A – Redução efetiva da carga

A carga total da instalação é reduzida de 100 MW para 70 MW, enquanto a geração permanece em 20 MW.

- Carga da rede: $70 - 20 = 50$ MW
- Resposta da Demanda: $80 - 50 = 30$ MW

Cenário B – Aumento da geração própria

A instalação mantém sua carga total em 100 MW, mas aumenta a geração própria de 20 MW para 50 MW.

- Carga da rede: $100 - 50 = 50$ MW
- Resposta da Demanda: $80 - 50 = 30$ MW

Observando apenas o medidor no ponto de conexão com a rede, ambos os cenários produzem exatamente o mesmo resultado: uma redução de 30 MW na energia importada. Por esse motivo, a medição individual da geração atrás do medidor é fundamental para que o operador do sistema consiga identificar a origem da redução observada e aplicar corretamente as regras de contabilização e remuneração do recurso.

Portanto, recomenda-se a utilização de dois sistemas independentes de medição para agentes que possuam geração própria destinada ao atendimento parcial ou total de sua carga: (i)

medição no ponto de conexão com a rede elétrica, para contabilização da potência líquida importada da rede; e (ii) medição dedicada à geração própria da instalação, para registro da produção do gerador.

A EPE recomenda a adoção da metodologia Maior X de Y para o cálculo da linha base de um mecanismo competitivo de contratação de resposta da demanda no Brasil, utilizando os maiores 5 dias dos últimos 10 dias elegíveis. Adicionalmente, recomenda-se a adoção de medidores independentes para a conexão com a rede e para a geração dos cogeneradores.

4. Preço-teto em Leilões de Resposta da demanda

O preço-teto é o limite máximo administrativo aceito num mecanismo competitivo de RD. Define o custo máximo que o sistema (e consequentemente o consumidor final) está disposto a pagar por unidade de potência reduzida. Toda oferta acima desse valor é excluída do processo. Um teto baixo pode excluir determinados ofertantes, reduzindo a competição. O mecanismo de leilão deve ser concebido para garantir que o volume de capacidade seja contratado a um preço justo.

O conceito mais utilizado em mercados que realizam leilões de resposta da demanda é o CONE (Cost of New Entry / Custo de Nova Entrada). Quase todos os mercados utilizam um múltiplo do CONE para definir o teto do leilão. Há diferenças entre metodologias utilizadas, o CONE representa o custo total anualizado de capital e operação fixa de uma nova tecnologia de referência. Já o **Net CONE** (Custo Líquido) subtrai desse valor as receitas estimadas que o recurso obteria nos mercados de energia de curto prazo e serviços ancilares. O Net CONE representa o "missing money" (dinheiro faltante) que o leilão de capacidade precisa remunerar para viabilizar o recurso. Diferentemente da geração tradicional, os custos de capital (CAPEX) e fixos (OPEX) da RD envolvem tecnologias de medição e controle, software, custos de aquisição de clientes e os pagamentos fixos anuais aos consumidores pela disponibilização de sua carga.

O preço-teto do leilão (Maximum Auction Clearing Price) raramente é fixado exatamente no Net CONE, em razão das incertezas das estimativas; em geral, é definido como um múltiplo do CONE ou do Net CONE, como mostram os exemplos de mercados mais estruturados:

- **Ontário (DRA):** O limite máximo para DR é fixado em 1,25x o Preço de Referência (CONE).
- **Reino Unido e Irlanda:** Utilizam 1,5x o Net CONE como teto.
- **Alberta e PJM (EUA):** Variam entre 1,5x e 1,75x o Net CONE. Alberta usa uma fórmula mista, o maior valor entre 1,75x o Net CONE e 0,5x o CONE, para evitar o colapso do teto caso as receitas de energia de curto prazo subam muito.

Levando-se em consideração o serviço que será prestado pela resposta da demanda, a tecnologia de referência para o cálculo do preço-teto deve ser, portanto, a alternativa marginal para o atendimento desse requisito, assim representando o custo de oportunidade de se contratar outra solução. No atual paradigma dos LRCAPs, essa referência de CAPEX deveria ser a termelétrica a ciclo aberto, tipo de usina que atende à ponta do sistema, ou os sistemas de armazenamento através de baterias.

A escolha da alternativa de custo marginal como referência tem uma implicação que ultrapassa o cálculo do preço-teto: ela reconhece que a resposta da demanda e a geração de ponta são alternativas para o atendimento de uma mesma necessidade sistêmica, o requisito de potência. Assumida essa equivalência, a resposta da demanda deve ser tratada como política estrutural, e não como resposta conjuntural a situações de escassez, como ocorreu com o mecanismo emergencial de Redução Voluntária da Demanda em 2021.

Coerentemente, o cálculo do requisito de potência que baliza as contratações dos Leilões de Reserva de Capacidade na Forma de Potência (LRCAP) deveria considerar a resposta da demanda entre as alternativas capazes de atendê-lo, e não apenas as tecnologias de geração e de armazenamento. Há hoje uma assimetria nesse tratamento: nos Planos Decenais de Expansão de Energia (PDE), a resposta da demanda concorre em igualdade de condições com as demais tecnologias de expansão da oferta e é selecionada pelo Modelo de Decisão de Investimentos (MDI); no instrumento que efetivamente contrata capacidade, porém, ela permanece ausente. A experiência internacional mostra que essa integração é factível: no mercado de capacidade da Grã-

Bretanha, operado pelo NESO, os recursos de resposta da demanda participam dos mesmos leilões e disputam o mesmo produto que as usinas geradoras e os sistemas de armazenamento.

A metodologia de cálculo e valor do preço-teto deve ser apresentada em informe técnico específico para cada mecanismo competitivo de resposta da demanda.

5. Mecanismo Competitivo de Resposta da Demanda por Disponibilidade e Desempenho

Atualmente, a aplicação de programas de Resposta da Demanda no Brasil restringe-se a dois casos: (1) o Programa Estrutural de Resposta da Demanda, em vigor desde outubro de 2022 e regulamentado pela Resolução Normativa nº 1.040/2022, que permite aos agentes ofertar reduções de demanda para a semana operativa seguinte, de acordo com a grade horária divulgada mensalmente pelo ONS; e (2) o Sandbox Regulatório de Resposta da Demanda – Produto Disponibilidade, previsto na Resolução Normativa nº 1.040/2022 e aprovado pela Resolução Autorizativa nº 12.600/2022, no qual os agentes participam de leilões (mecanismos competitivos) para a contratação do produto nos períodos estabelecidos pelo ONS.

O cálculo da linha base de ambos os programas é regulamentado pelo artigo 7º da Resolução Normativa nº 1.040/2022 da ANEEL. O regulamento indica que “a metodologia para definição da linha base de consumo deverá ser reprodutível e detalhada nos Procedimentos e Regras de Comercialização” da CCEE. No caso do Sandbox Regulatório de Resposta da Demanda – Produto Disponibilidade, o edital remete às “Regras de Comercialização Provisórias” a definição da metodologia. Portanto, entende-se que os aperfeiçoamentos indicados nesta Nota Técnica podem ser implementados a partir da alteração das Regras publicadas pela CCEE, sem a necessidade de alteração do regulamento da ANEEL.

5.1. Limitações da metodologia de linha base do mecanismo atual

A metodologia da linha base utilizada no Sandbox Regulatório de Resposta da Demanda – Produto Disponibilidade considera como janela de referência os dados disponíveis dos dias úteis do último mês completo para a linha base de dias úteis, excluindo-se os dias em que houve oferta de redução. No caso da linha base de sábado, são considerados os sábados dos dois últimos meses completos.

A linha base calculada é divulgada e utilizada como referência para todas as ofertas do mês seguinte. Caso o mês completo utilizado como janela de referência possua menos de 10 dias considerados típicos (ou menos de 4 sábados, para a linha base de sábado), a linha base utilizará o valor da última linha base publicada. Dessa forma, caso ocorra uma oferta de redução nos primeiros dias úteis de um determinado mês e os dados referentes ao último mês completo ainda não estejam disponíveis na base de dados da CCEE, a linha base utilizará o valor calculado de dois meses atrás. Caso o mês tenha menos de 10 dias típicos para construção do valor de linha base, será preciso utilizar o valor calculado de três meses atrás. Esse descolamento entre a data dos dados utilizados e a data da oferta faz com que a linha base possa não refletir as curvas de carga efetivas dos agentes, deixando de capturar — ou capturando de forma imprecisa — as sazonalidades e variações do consumo. Por isso, torna-se fundamental a utilização de dados recentes, próximos à data de despacho do recurso de resposta da demanda.

5.2. Benefícios da alteração metodológica

A metodologia proposta nesta Nota Técnica — 'Maior 5 de 10' (Maior X de Y), isto é, a média dos 5 dias de maior consumo entre os 10 últimos dias elegíveis — permite utilizar dados mais recentes de cada agente, sem depender exclusivamente da janela de referência correspondente ao último mês completo. Dessa forma, a metodologia pode conferir maior sensibilidade à linha base em relação às condições recentes de consumo, contribuindo para uma estimativa mais representativa do consumo contrafactual e para uma apuração mais adequada do desempenho e da remuneração dos agentes. Além dos pontos citados, a utilização dos últimos 10 dias elegíveis confere maior previsibilidade ao valor da linha base, o que aumenta a transparência e a visibilidade do mecanismo competitivo e pode reduzir a incerteza dos agentes nos próximos leilões.

A utilização de janelas de referência baseadas em períodos recentes é consistente com metodologias adotadas por diferentes operadores de sistemas elétricos ao redor do mundo. O AEMO (Australian Energy Market Operator), na Austrália, utiliza uma metodologia do tipo maior 10 de 10 (ou 4 de 4 para finais de semana) considerando a janela de referência dos últimos 60 dias. O NESO (National Energy System Operator), da Grã-Bretanha, utiliza a média dos últimos 10 dias elegíveis dentro de uma janela de referência dos últimos 50 dias. Já o ISO-NE (ISO New England), da região da Nova Inglaterra, utiliza a média dos últimos 10 dias elegíveis dentro de uma janela de 42 dias consecutivos (cerca de 30 dias úteis).

Embora as metodologias adotadas pelos diferentes operadores apresentem características distintas, observa-se, nesses mecanismos, a utilização de dados históricos relativamente recentes e de critérios de seleção de dias elegíveis para a construção da linha base. Essa abordagem busca reduzir a influência de períodos pouco representativos e aumentar a capacidade da linha base de refletir as condições de consumo próximas ao período de prestação do serviço de Resposta da Demanda.

A aplicação eficiente de uma metodologia baseada em dados mais recentes depende, essencialmente, de dois aspectos: (i) a utilização de medidores inteligentes pelos agentes, fundamentais para o monitoramento do consumo com maior granularidade e para a rápida disponibilização e integração dos dados, o que facilita a verificação do desempenho dos participantes; e (ii) maior celeridade da CCEE na integração e disponibilização dos dados dos agentes. A redução do intervalo entre a medição do consumo e a disponibilização dos dados permite diminuir a defasagem dos dados utilizados na construção da linha base e, consequentemente, reduzir o risco de subestimação ou superestimação da redução de consumo atribuída ao agente. Estas medidas podem proporcionar aumento de atratividade ao mecanismo de resposta da demanda, com aumento da previsibilidade de receita para os consumidores e melhor gerenciamento dos processos produtivos.

Um dos benefícios da resposta da demanda é a redução do custo de atendimento à carga, verificada quando se comparam os custos fixos e variáveis do recurso com os custos equivalentes das fontes convencionais que prestam o mesmo serviço ao sistema. Esse benefício é capturado nos Planos Decenais de Expansão de Energia (PDE), nos quais a resposta da demanda concorre em igualdade de condições com as demais tecnologias de expansão da oferta e é selecionada pelo Modelo de Decisão de Investimentos (MDI) no horizonte decenal.

Esse tratamento não se estende à etapa de operação: nela, a resposta da demanda não é modelada como recurso com Custo Variável Unitário (CVU) próprio nos modelos de despacho e, por isso, não integra a curva de ordem de mérito nem participa da formação do Custo Marginal de Operação (CMO). O recurso é tratado no planejamento da expansão, mas fica ausente do processo que define o preço da energia no curto prazo.

Essa lacuna tem consequência direta sobre os sinais econômicos do sistema. Sem um CVU que represente o custo de oportunidade de cada setor industrial participante do programa, a resposta da demanda não é acionada em função do CMO vigente, e o sistema deixa de captar na operação o mesmo potencial de redução de custo já reconhecido no planejamento de expansão.

Por isso, a inclusão da resposta da demanda na formação do CMO é condição necessária para que o mecanismo produza na operação do SIN o mesmo efeito de redução de custo que hoje é atribuído a ele apenas no horizonte decenal.

5.3. Modelo e duração dos contratos de capacidade

O mecanismo competitivo discutido nesta Nota Técnica é apenas um dos vieses pelos quais a resposta da demanda pode se desenvolver. Parte relevante do potencial estimado no capítulo 2 pode ser induzido de forma orgânica, por sinais de preço já existentes ou em discussão: a tarifa branca, opcional para os consumidores de baixa tensão, que diferencia o preço da energia por posto horário; a proposta de tarifa horária, em discussão no âmbito da modernização tarifária conduzida pela ANEEL; e o próprio PLD horário, ao qual estão expostos os consumidores do mercado livre. Nesses casos, a redução do consumo decorre de uma decisão econômica do próprio consumidor, sem necessidade de contratação específica.

Ainda assim, o setor elétrico brasileiro da atualidade contrata capacidade por meio de leilões próprios. As razões são conhecidas: a necessidade de assegurar segurança de suprimento e estabilidade operativa nos momentos de estresse do sistema e a constatação de que o sinal de preço, isoladamente, não garante que os recursos estarão disponíveis quando o sistema deles precisar, nem remunera a disponibilidade de forma previsível. Essas motivações valem integralmente para a resposta da demanda: a exposição ao PLD não assegura ao operador que a redução ocorrerá no momento necessário, nem oferece ao consumidor a previsibilidade de receita exigida para investir em flexibilidade.

Estruturado sobre contratos, o desenho deveria contemplar ao menos duas filas de contratação, com durações distintas. A primeira, de contratos curtos, a exemplo de 3 (três) meses, destina-se a firmar os agentes dentro da sazonalidade de seus processos. Contratos de 12 meses podem não ser atrativos para segmentos cuja produção acompanhe safras, como a cogeração a partir da biomassa de cana, ou siga outro ciclo anual, pois obrigariam o consumidor a assumir compromissos de redução também nos períodos em que sua flexibilidade é reduzida ou inexistente. Na medida em que o sinal de preço de curto prazo se desenvolva e passe a induzir a redução de forma autônoma, essa é a fila que pode ser progressivamente reduzida, sem prejuízo da segurança contratada.

A segunda fila, de contratos longos — de 5 (cinco) anos ou mais —, destina-se a firmar os consumidores que necessitam de segurança regulatória e de previsibilidade de receita para investir em seus processos produtivos, investimentos que em geral envolvem a substituição de máquinas e não se pagam no horizonte de um contrato anual. São exemplos a instalação de sistemas de estocagem intermediária, que permitem desacoplar etapas do processo produtivo, como silos ou tanques de armazenamento térmico, e a substituição ou o retrofit de fornos e acionamentos por equipamentos com maior capacidade de modulação. É também essa fila que dá concretude ao tratamento da resposta da demanda como política estrutural, discutido no capítulo 4: apenas recursos contratados por prazos compatíveis com os das demais alternativas de capacidade podem ser considerados, com o mesmo grau de firmeza, no cálculo do requisito de potência que baliza os LRCAP. Na mesma direção, o mercado de capacidade britânico escalona a duração do contrato segundo o investimento comprovado pelo participante, reservando os acordos plurianuais aos recursos que demonstrem investimento mínimo por kW.

No próximo capítulo, serão apresentados requisitos técnicos — duração de despacho, número de ativações mensais, antecedência de acionamento, tempo mínimo de permanência na condição sem acionamento, tempos de rampa e declaração de custo variável — que são pertinentes a ambas as filas de contratação, devendo ser calibrados, em cada certame, conforme o prazo contratual e o perfil das necessidades do sistema.

6. Requisitos técnicos dos produtos em um mecanismo competitivo

Durante a concepção de leilões ou mecanismos competitivos, o contratante deve preparar regras que tenham em mente as limitações e particularidades da tecnologia que está em disputa. Contudo, a resposta da demanda é essencialmente *sui generis* nos seus participantes: dezenas de setores industriais (ou cargas agregadas) com processos de manufatura e condições operativas diferentes compõem o conjunto de participantes elegíveis nesse processo. E o desenvolvimento de um mercado de resposta da demanda implica na construção de regras que permitam uma competição tecnicamente neutra entre essas partes.

Por isso, precisam ser considerados requisitos técnicos que valorem as vantagens e desvantagens das diferentes tecnologias para o conjunto de serviços de interesse ao sistema. Esse capítulo busca indicar alguns requisitos que foram considerados estratégicos para esse fim.

6.1. Duração de despacho

A duração de despacho define o período durante o qual a unidade consumidora deve sustentar a redução de carga em relação à linha base. Para certos segmentos, é possível sustentar uma redução na carga por períodos altos. Para outros, apenas interrupções de curta duração podem ser feitas sem comprometer o fluxo de produção. Assim, o estabelecimento dos limites de 01 (uma) a 04 (quatro) horas fundamenta-se na análise das curvas de rampa de carga líquida e nas normas de adequação de recursos em mercados maduros.

Adicionalmente, o intervalo de 01 a 04 horas reflete a duração típica de eventos críticos de ponta ou de restrição de geração e, portanto, os produtos de resposta da demanda exigem sustentação por períodos semelhantes. No panorama internacional, o CAISO estabelece que os recursos submetidos a limitações de disponibilidade, categoria que abrange a resposta da demanda e os sistemas de armazenamento em baterias (BESS), devem comprovar a capacidade de sustentar o fornecimento ou a redução de carga por um período mínimo de 04 (quatro) horas para se qualificarem na provisão de capacidade. Adicionalmente, o produto de resposta à demanda de confiabilidade do CAISO (Reliability Demand Response Resource - RDRR) estabelece em regulamento o tempo mínimo de 01 (uma) hora e máximo de 04 (quatro) horas por evento.

Já no mercado operado pelo PJM Interconnection, o Emergency Load Response Program (ELRP) opera com despachos sem limite máximo regulatório estrito. Contudo, o histórico de operação registra durações efetivas médias entre 02 (duas) e 04 (quatro) horas. Na Espanha, o leilão de 2022 previu um acionamento máximo de 03 (três) horas por dia para os recursos de resposta da demanda.

Empreendimentos com diferentes durações máximas de despacho podem ser colocados para competir no mesmo produto através da aplicação de um fator de *derating*: o empreendimento capaz de atender a reduções de 4 horas teria seu lance valorado de forma cheia, já, por exemplo, um empreendimento de 3 horas, teria lance multiplicado por um fator de 90%, e um empreendimento de 1 hora por um fator de 50%.

6.2. Compromisso de ativações mensais

A definição de um parâmetro referente ao número contratado de ativações mensais delimita o risco de exposição operacional do consumidor e quantifica a confiabilidade do recurso para o planejamento e para o operador do sistema. Diferentemente das unidades de geração termelétrica, cujas limitações decorrem da fadiga de materiais e do consumo de combustível, a limitação de acionamento do consumidor industrial associa-se ao custo da perda de carga (Value of Lost Load - VoLL¹) e às interrupções nas cadeias de produção.

"Indica-se um intervalo de 2 (duas) a 20 (vinte) ativações mensais, o que permite acomodar diversos perfis de flexibilidade. Um compromisso de 20 (vinte) ativações mensais corresponde à disponibilidade do consumidor em reduzir a sua carga em praticamente todos os dias úteis de um mês, caracterizando um recurso de altíssima confiabilidade para o modelo de despacho. Por outro lado, limites inferiores protegem a viabilidade econômica do participante.

Nas experiências internacionais há dispersão no número de ativações: na França, o limite é anual, de 25 dias; na Espanha, de 15 dias por ano. Já no PJM (EUA) não há limite de ativações mensais, mas a remuneração por capacidade exige alta disponibilidade dos recursos de resposta da demanda — um *trade-off* interessante entre a ausência de limite e a exigência de disponibilidade.

Assim como no caso da duração de despacho, um fator de derating (ou bonificação) pode ser ofertado aos empreendedores que se comprometam a atingir mais acionamentos mensais. Ex: 20 acionamentos = 10% adicional, 10 acionamentos = 5% adicional.

6.3. Antecedência necessária para acionamento e início da rampa

A antecedência de acionamento é o intervalo mínimo que o empreendedor dispõe para responder a uma chamada para acionamento, e classifica o recurso de resposta da demanda dentro dos horizontes de planejamento operativo, alocando-o desde o mercado do dia seguinte até o despacho de produtos mais rápidos. A delimitação do intervalo entre 15 minutos e 24 horas, proposta no leilão, garante a inscrição de tecnologias variadas, desde relés de corte de carga controlados automaticamente até reestruturações logísticas de turnos industriais. Alguns exemplos mostram adequabilidade deste intervalo proposto:

- No PJM, o mercado de reserva sincronizada exige que a redução de carga se inicie imediatamente após a notificação e esteja concluída em, no máximo, 10 minutos. Para os programas de alívio de carga (ELRP), a notificação padrão varia entre 30 e 120 minutos;
- O Short Term Operating Reserve (STOR) do Reino Unido opera com tempos de aviso de até 240 minutos;
- O Operador do Sistema de Transmissão da Espanha (Red Eléctrica de España - REE), sob as diretrizes da ENTSO-E, define o Serviço de Resposta Ativa da Demanda (SRAD) com a exigência de que a unidade aumente ou diminua ativamente a potência em até 15 minutos a partir do envio da instrução de despacho.

Deste modo, o requisito de antecedência proposto permite integrar tanto cargas de resposta rápida quanto reduções estruturais de demanda, oferecendo ao operador do sistema uma ampla

¹ Este é o valor que os consumidores de eletricidade atribuem ao recebimento de um fornecimento ininterrupto de energia ou, em outras palavras, os custos que incorreriam em caso de interrupção do fornecimento.

gama de produtos. Analogamente, uma bonificação pode ser definida ao empreendedor que ofertar intervalos mais rápidos de acionamento.

6.4. Tempo mínimo de permanência na condição sem acionamento (T-off)

O parâmetro de tempo mínimo de permanência na condição sem acionamento determina o período de recuperação que um participante requer após a conclusão de um evento de despacho, antes de se tornar novamente elegível para nova instrução de operação de redução de demanda.

Na resposta da demanda industrial, o T-off decorre de restrições logísticas do processo produtivo. A interrupção do suprimento de energia a fornos elétricos a arco, à eletrólise de alumínio ou a outras atividades com processos térmicos obriga a indústria a restabelecer os níveis térmicos, processar lotes residuais ou concluir ciclos de trabalho interrompidos. Portanto, a imposição de cortes sucessivos sem tempo de recuperação pode acarretar a perda de todo o ciclo produtivo.

O T-off menor ou igual a 15 (quinze) horas, indicado para um procedimento competitivo, reflete o padrão de operação intradiária. Esse limite garante a execução de um ciclo de corte de carga a cada 24 horas. Considerando um despacho no pico entre 18h00 e 22h00, com o término do evento às 22h00, inicia-se a contagem do T-off de 15 horas, tornando o recurso indisponível até às 13h00 do dia seguinte.

Esta parametrização assegura a proteção integral do turno matutino de produção do consumidor, enquanto garante ao operador a disponibilidade total do recurso de flexibilidade para o próximo ciclo diário.

6.5. Tempo total de rampa de redução e retomada da carga

Os tempos de rampa de redução e retomada de carga, ambos limitados a 03 (três) horas, são fundamentais para a segurança e estabilidade tanto dos processos industriais quanto do sistema elétrico.

Em grandes consumidores industriais, como siderurgias, fábricas de cimento ou indústrias químicas, a alteração abrupta da carga pode causar danos estruturais a equipamentos ou instabilidade em processos contínuos. Por isso, os limites de rampa precisam ser compatíveis com o processo produtivo, de modo que o consumidor possa alocar e valorar corretamente, em sua oferta, os custos associados à rampa, e que a variação de carga ocorra sem provocar perturbações ou congestionamentos na rede.

A rampa de redução da carga consiste no espaço de tempo exigido para o decréscimo do consumo desde a linha de referência até o patamar da carga reduzida estipulada no despacho. Logo, a imposição de um limite menor ou igual a 03 (três) horas determina a taxa de variação desta potência.

As regulamentações dos leilões de RD diferem conforme o objetivo do leilão: o NESO (National Energy System Operator), da Grã-Bretanha, indica períodos que variam com a velocidade de atuação exigida, de 15 a 120 minutos; no ERCOT, o produto ERS-10 exige rampa de redução em 10 minutos, e o ERS-30, em 30 minutos. Ao adotar um tempo total de até 3 horas, o leilão brasileiro permite que um universo maior de consumidores do SIN reduza sua carga de forma compatível com seus processos.

Por sua vez, a retomada (ou recuperação) de carga corresponde ao intervalo de tempo necessário para o retorno da carga reduzida à linha base. A fixação deste limite em até 03 (três) horas harmoniza a reintegração do consumidor com os requisitos de estabilidade da rede, evitando flutuações de tensão ou frequência que poderiam afetar a qualidade do fornecimento de energia.

A exigência de um tempo total de rampa de retomada de até 3 (três) horas permite ao ONS prever o impacto da carga nos barramentos e, se necessário, escalonar o despacho de geração de forma controlada. A definição de 03 horas no leilão confere viabilidade técnica a um universo amplo de consumidores industriais e comerciais sem comprometer a eficácia do despacho.

Assim como no caso da rampa de redução de demanda, o tempo total de retomada de carga difere nos mercados: na Austrália, o AEMO permite, nos contratos do RERT (Reliability and Emergency Reserve Trader), tempos de rampa de até 4 horas para recursos de resposta lenta, enquanto o NESO, da Grã-Bretanha, indica períodos de 3 a 30 minutos.

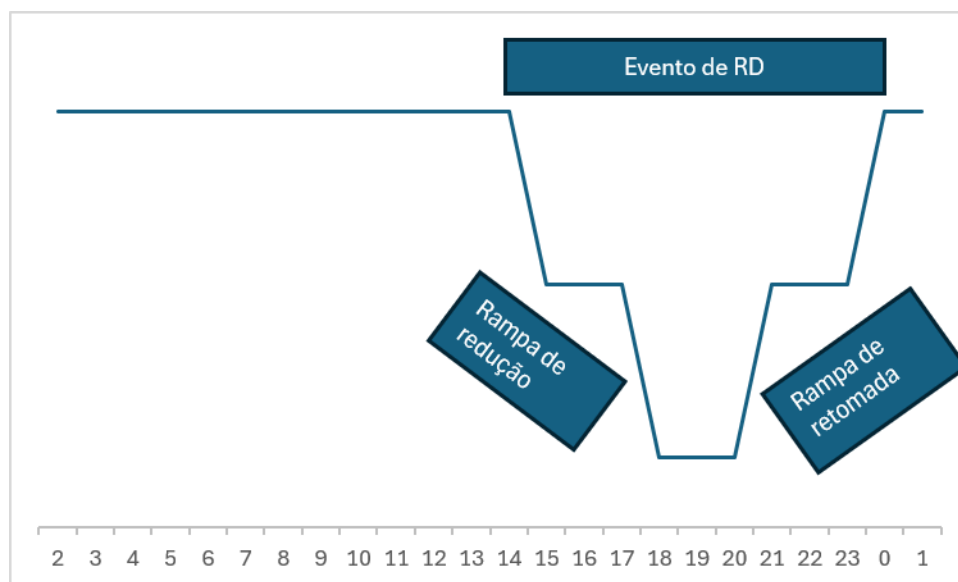


Figura 4 – Rampas de redução e de retomada no evento de RD. Fonte: Elaboração própria.

6.6. Declaração de custo variável unitário (CVU)

Os parâmetros tratados nos itens anteriores delimitam o compromisso físico assumido pelo recurso, mas não resolvem como remunerar a diferença entre o compromisso contratado e a redução efetivamente entregue. Nos produtos por disponibilidade, o agente vencedor recebe uma receita fixa determinada por seu lance, enquanto o número de acionamentos efetivos varia entre os limites mínimo e máximo definidos no item 6.2. O custo incorrido pelo consumidor participante do mecanismo, contudo, não é fixo: ele se materializa a cada acionamento, sob a forma de produção deslocada ou perdida, de consumo de combustível na geração própria ou de custos de interrupção e retomada do processo produtivo.

Quando toda a remuneração se concentra na parcela fixa, o agente é obrigado a embutir no lance de disponibilidade uma expectativa sobre quantas vezes será acionado. Se o número efetivo de acionamentos ficar abaixo do previsto contratualmente, o participante é remunerado acima do custo em que de fato incorreu; se ficar acima, é remunerado abaixo. Esse descasamento transfere ao lance um risco que o agente não controla — elevando o preço de equilíbrio do certame — e distribui de forma desigual a receita entre participantes que assumiram o mesmo compromisso contratual, mas foram acionados com frequências distintas.

Recomenda-se, por isso, que um eventual produto contemple duas parcelas de remuneração: uma parcela fixa, associada à disponibilidade e determinada pelo lance do leilão, e uma parcela variável, associada à redução efetivamente realizada e determinada por um custo variável unitário (CVU) declarado pelo próprio agente. A parcela variável é paga apenas quando há acionamento, de modo que a receita passa a acompanhar o custo incorrido e o descasamento descrito acima é eliminado.

Para fins de comparação dos lances de empreendimentos que informem receita fixa e CVU, deve-se utilizar um fator estimador que considere um número padrão de acionamentos anuais, somado aos tempos de rampa (T-on e T-off), com a finalidade de estimar o custo referencial de se utilizar essa usina no ano. Mesmo no caso de usinas com diferentes durações de despacho e número de acionamentos, recomenda-se assumir como referência para essa fórmula o valor intermediário do produto a ser contratado, de modo a não distorcer os demais sinais econômicos e a representar a necessidade de empilhamento no acionamento (caso sejam necessárias quatro horas de despacho, será preciso acionar duas usinas de duas horas, por exemplo, levando ao “mesmo” custo que uma usina de quatro horas). Tomando como referência as recomendações dessa nota, o cenário de comparativo seria de 11 acionamentos mensais (intermediário entre 2 e 20), com duração média de 2,5 horas (intermediárias entre 1 e 4).

Além da função remuneratória, o CVU declarado cumpre o papel de balizador da ordem de despacho. Diante de um conjunto de recursos de resposta da demanda contratados, o operador aciona primeiro aqueles de menor CVU declarado, assegurando que uma mesma necessidade sistêmica seja atendida pelo menor custo variável disponível — critério análogo ao adotado no despacho termelétrico. A declaração passa, assim, a ter duas consequências simultâneas para o agente: define quanto ele recebe quando acionado e a probabilidade de vir a sê-lo. Um CVU declarado acima do custo real reduz a frequência de acionamento e, com ela, a receita variável; um CVU declarado abaixo do custo real expõe o agente a acionamentos economicamente desvantajosos. A estrutura induz, portanto, declarações aderentes ao custo de oportunidade do processo produtivo.

Por fim, vale destacar que uma eventual modelagem do recurso de resposta da demanda com CVU próprio permitiria sua inclusão na curva de mérito do sistema, possibilitando sua participação ativa na formação do Custo Marginal de Operação (CMO) e no planejamento da expansão do SIN. Com um custo variável declarado por agente, a resposta da demanda tornar-se-ia comparável, nos modelos de despacho, às demais alternativas de atendimento à carga, e o preço de curto prazo passaria a refletir o custo de oportunidade dos setores industriais participantes — ponto trazido no item 5.2.

7. Conclusões

O diagnóstico desta Nota Técnica permite responder à questão formulada na introdução: a distância que separa o Brasil dos mercados maduros não decorre de escassez de potencial, mas, em boa medida, de mecanismos ainda não desenhados para mobilizá-lo em escala. Mesmo restrito à indústria e à cogeração, o potencial estimado alcança 8,8 GW no cenário de referência — cerca de 26 vezes os 344 MW contratados no 3º Mecanismo Competitivo —, numa faixa de 5,9 a 13,1 GW entre os cenários conservador e otimista. Guardadas as diferenças entre potencial estimado e capacidade efetivamente registrada, essa faixa representa de 5,6% a 12,4% do recorde de demanda instantânea do SIN e abrange a participação da RD nos mercados citados na introdução: 6,5% da ponta nas RTOs e ISOs norte-americanas, 9,0% no CAISO e 10,6% no MISO.

Esse potencial, contudo, é uma estimativa preliminar e não se converte automaticamente em capacidade contratada: sua materialização será gradual e dependerá do desenho final do mecanismo, das condições de mercado e dos preços de cada certame. Parte das barreiras, como o desconhecimento da RD por empresas alheias ao setor elétrico, tende a ceder com o tempo; outra parte está no desenho dos próprios instrumentos de contratação, e é sobre ela que atuam as recomendações desta Nota, organizadas em torno das três condições enunciadas na introdução: medição verificável, remuneração compatível com a obrigação assumida e produto adequadamente desenhado.

A medição verificável depende de uma linha base transparente, auditável e resiliente — construção contrafactual, sujeita a incertezas, vieses e incentivos comportamentais, cujo desenho deve equilibrar precisão, simplicidade e integridade. A metodologia hoje aplicada no Sandbox, ancorada no último mês completo e com defasagens de até três meses, pode deixar de refletir as variações recentes do consumo. Propõe-se, em seu lugar, a metodologia “Maior 5 de 10”, com ajuste intradiário aditivo e simétrico que aproxima a linha base das condições do dia do evento, protegido contra a inflação deliberada do consumo por limite de 20% da linha base e buffer de 2 horas. Para agregadores, o cálculo individual antes da agregação (bottom-up) preserva a precisão e evita subsídios cruzados; para cogeradores, a medição independente da geração própria (método Metering Generator Output – MGO) separa reduções efetivas de consumo de variações no despacho local, evitando a dupla contagem e práticas de gaming. A Tabela 12 resume essas propostas.

As mudanças na linha base têm ainda uma vantagem prática: como a Resolução Normativa nº 1.040/2022 remete o detalhamento da metodologia às Regras de Comercialização da CCEE, podem ser implementadas sem alterar o regulamento da ANEEL. Dependem, porém, da difusão de medidores inteligentes e de maior celeridade da CCEE na disponibilização dos dados — condições que reduzem erros de apuração e ampliam a previsibilidade de receita dos participantes.

Tabela 12 – Resumo das propostas de linhas de base para diferentes tipos de agentes.

	Consumidores	Agregadores	Cogeradores
Metodologia	Maior 5 de 10	Maior 5 de 10	Maior 5 de 10
Tipo de ajuste intradiário	Aditivo e simétrico	Aditivo e simétrico	Aditivo e simétrico
Limite de ajuste intradiário	20% da linha base	20% da linha base	20% da linha base
Buffer	2h antes do despacho	2h antes do despacho	2h antes do despacho
Cálculo da linha base	Curva de carga	Curva de carga individualizada por consumidor	Curva de carga líquida
Medição na saída da geração	-	Obrigatória (se aplicável)	Obrigatória

A remuneração compatível com a obrigação assumida começa por um preço-teto que reflita o custo eficiente de capacidade equivalente, protegendo o consumidor contra sobre custos sem excluir indevidamente ofertantes. Recomenda-se defini-lo, como na experiência internacional, por um múltiplo do Net CONE da alternativa marginal de atendimento ao requisito de potência — a termelétrica a ciclo aberto ou o armazenamento em baterias —, com metodologia e valor explicitados em informe técnico específico a cada certame.

Tão importante quanto o nível da remuneração é sua estrutura. Quando concentrada na parcela fixa, a remuneração obriga o agente a embutir no lance uma aposta sobre quantas vezes será acionado, risco que não controla e que encarece o certame. Com duas parcelas, uma fixa, pela disponibilidade, e outra variável, valorada pelo custo variável unitário (CVU) declarado pelo próprio agente, a receita acompanha o custo de cada acionamento, e o CVU declarado passa a ordenar o despacho dos recursos contratados pelo menor custo, induzindo declarações aderentes ao custo de oportunidade de cada processo produtivo.

O desenho adequado do produto, por sua vez, parte da constatação de que a resposta da demanda é *sui generis*: reúne setores com processos, restrições operativas e custos de interrupção muito distintos, que precisam competir em condições tecnicamente neutras. As faixas propostas para duração do despacho, ativações mensais, antecedência de acionamento, tempo mínimo sem acionamento e rampas acomodam desde relés de corte automático de carga até reorganizações de turnos industriais, e fatores de *derating* ou de bonificação permitem que recursos com capacidades distintas disputem o mesmo produto, cada qual valorado por sua efetiva contribuição. O resultado é um universo mais amplo de recursos elegíveis e um portfólio de flexibilidade mais diverso à disposição do operador.

Adequar o produto implica também na adequação do prazo contratual. Contratos curtos, da ordem de três meses, permitem a participação de segmentos sazonais, como a cogeração a partir da biomassa de cana; contratos longos, de cinco anos ou mais, conferem a previsibilidade exigida por investimentos em flexibilidade — silos, armazenamento térmico, retrofit de fornos e acionamentos — e respondem ao receio de investir apontado no capítulo 2 como barreira à materialização do potencial. Sinais de preço, como a tarifa branca e o PLD horário, podem induzir parte dessa flexibilidade, mas não oferecem ao operador nem ao consumidor a previsibilidade que o contrato assegura. A Tabela 13 reúne o conjunto das propostas para o desenho do mecanismo.

Tabela 13 – Síntese das propostas para o desenho do mecanismo competitivo.

Elemento	Proposta	Observações
Linha base	“Maior 5 de 10”, com ajuste intradiário aditivo e simétrico	Limite de 20% para o ajuste e <i>buffer</i> de 2 h; detalhamento por tipo de agente na Tabela 12
Preço-teto	Múltiplo do Net CONE	Referência: termelétrica a ciclo aberto ou baterias; metodologia e valor em informe técnico a cada certame
Remuneração	Parcela fixa e parcela variável	Fixa pela disponibilidade (lance); variável pela redução entregue, valorada pelo CVU declarado
Prazo contratual	Duas filas de contratação	Curta (ex.: 3 meses), para segmentos sazonais; longa (5 anos ou mais), para viabilizar investimentos
Duração do despacho	1 a 4 horas	<i>Derating</i> para durações inferiores a 4 h (ex.: 90% para 3 h; 50% para 1 h)
Ativações mensais	2 a 20	Bonificação para compromissos maiores (ex.: +5% para 10; +10% para 20)
Antecedência de acionamento	15 minutos a 24 horas	Bonificação possível para acionamentos mais rápidos
Tempo mínimo sem acionamento (T-off)	Até 15 horas	Assegura um ciclo de redução a cada 24 horas
Rampas de redução e de retomada	Até 3 horas cada	Compatíveis com os processos industriais e com a estabilidade da rede

Há, por fim, uma condição que ultrapassa o desenho do mecanismo: tratar a resposta da demanda como política estrutural, e não como medida conjuntural para situações de escassez, como foi a RVD em 2021. A RD ocupa hoje uma posição paradoxal: nos Planos Decenais de Expansão de Energia, concorre em igualdade de condições com as tecnologias de oferta, mas está ausente justamente das duas etapas que convertem o planejamento em realidade — a contratação de capacidade e a formação do preço de curto prazo. Recomenda-se, por isso, considerá-la no cálculo do requisito de potência que baliza os Leilões de Reserva de Capacidade na Forma de Potência (LRCAP), quando contratada por prazos compatíveis com os das demais alternativas, como já ocorre no mercado de capacidade da Grã-Bretanha, e representá-la com CVU próprio nos modelos de despacho, para que integre a ordem de mérito e participe da formação do Custo Marginal de Operação (CMO). O sistema passaria, assim, a capturar na operação a redução de custo que hoje só lhe é atribuída no horizonte decenal.

A trajetória dos três primeiros certames é encorajadora: a capacidade contratada mais que triplicou em dois anos, de 93 MW para 344 MW, com diversificação dos segmentos participantes. Diante de um potencial medido em gigawatts, porém, o desafio agora é de escala. Uma linha base confiável, uma remuneração aderente aos custos, produtos compatíveis com os processos produtivos e um lugar assegurado no planejamento e na operação do SIN podem acelerar essa trajetória e, ao elevar a aceitabilidade dos consumidores, ampliar o próprio potencial aqui estimado. Com isso, a resposta da demanda deixaria de ser um recurso marginal para se tornar, também no Brasil, um componente estrutural da adequação de suprimento, capaz de responder a um só tempo ao trilema de flexibilidade, confiabilidade e economicidade que hoje se impõe ao SIN.

Bibliografia

AEIC LOAD RESEARCH COMMITTEE. *Demand Response Measurement & Verification: Applications for Load Research*. Association of Edison Illuminating Companies (AEIC), mar. 2009.

AEMO. *Baseline Methodology Register*. 2026. Disponível em: <<https://www.aemo.com.au/initiatives/trials-and-initiatives/past-trials-and-initiatives/wholesale-demand-response-mechanism/wdr-participant-toolbox/wdr-baseline-methodology-register>>

ANEEL. *Resolução Normativa ANEEL Nº 1.030, de 26 de Julho de 2022*.

ANEEL. *Resolução Normativa ANEEL Nº 1.040, de 30 de Agosto de 2022*.

ANEEL. *Resolução Autorizativa Nº 12.600, de 30 de Agosto de 2022*.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. *Demanda de energia bate novo recorde e sistema elétrico mantém estabilidade*. Brasília: MME, 1 mar. 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/demanda-de-energia-bate-novo-recorde-e-sistema-eletrico-mantem-estabilidade>. Acesso em: 16 set. 2026.

BROWN, T.; NEWELL, S. A.; OATES, D. L.; SPEES, K. *International Review of Demand Response Mechanisms*. The Brattle Group. Preparado para a Australian Energy Market Commission (AEMC), out. 2015.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Estudo “Potencial Técnico, Econômico e de mercado da Resposta da Demanda com foco no setor industrial”. Rio de Janeiro: EPE, 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/estudo-potencial-tecnico-economico-e-de-mercado-da-resposta-da-demanda-com-foco-no-setor-industrial->. Acesso em: 25 ago. 2026

ENERNOC, INC. *The Demand Response Baseline*. White Paper (Version 3.0), out. 2008.

FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (FERC). *2025 Assessment of Demand Response and Advanced Metering*. Staff Report. Washington, D.C.: FERC, dez. 2025. Disponível em: https://www.ferc.gov/sites/default/files/2025-12/25_Annual%20Assessment%20of%20Demand%20Response_1212.pdf. Acesso em: 16 set. 2026.

FRANCE. Ministère de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté industrielle et numérique. *Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 3) 2025-2035*. Paris, fev. 2026. Disponível em: <https://presse.economie.gouv.fr/?p=170810>. Acesso em: 16 set. 2026.

GOLDBERG, M. L.; AGNEW, G. K. *Protocol Development for Demand Response Calculation: Findings and Recommendations*. Sacramento: California Energy Commission, KEMA-Xenergy, fev. 2003.

GOLDBERG, M. L.; AGNEW, G. K. *Measurement and Verification for Demand Response*. National Forum on the National Action Plan on Demand Response. DNV KEMA Energy and Sustainability e Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL), fev. 2013.

IPTO. *Dispatchable Load Portfolio Baseline Calculation*. 2020.

ISO-NE. *Beginning June 1, 2017 the 90/10 Demand Response baseline methodology will be modified*. 2017. Disponível em: <<https://www.iso-ne.com/event-details?eventId=133203>>

KEMA, INC. *PJM Empirical Analysis of Demand Response Baseline Methods*. Clark Lake, MI: Preparado para o PJM Markets Implementation Committee, abr. 2011.

LEXOLOGY. *NYISO the next battlefield for behind-the-meter generation demand response*. McDermott Will & Schulte LLP.

NATIONAL ENERGY SYSTEM OPERATOR (NESO). *Enabling Demand-Side Flexibility in NESO Markets*. Dez. 2025. Disponível em: <https://www.neso.energy/industry-information/flexibility/enabling-demand-side-flexibility-neso-markets>. Acesso em: 16 set. 2026.

NATIONAL ENERGY SYSTEM OPERATOR (NESO). *Clean Power 2030: Our Next Steps*. Disponível em: <https://www.neso.energy/document/362956/download>. Acesso em: 16 set. 2026.

NESO. *Demand Flexibility Service (DFS)*. 2026. Disponível em: <<https://www.neso.energy/industry-information/balancing-services/demand-flexibility-service-dfs#Demand-Flexibility-Service>>. Acesso em: 16 set. 2026.

NEXANT. *California ISO Baseline Accuracy Work Group Proposal*. California ISO, jun. 2017.

ONS. *Sandbox Resposta da Demanda Produto Disponibilidade, NT-ONS DGL 0049/2024*. Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/NT-ONS%20DGL%200049%202024%20-%20Sandbox%20Resposta%20da%20Demanda_rev%20p%20c3%b3s%20consulta----Rev-Abril2025.pdf. Acesso em: 16 set. 2026.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). *Resposta da Demanda*. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/energia-amanha/resposta-da-demanda>. Acesso em: 16 set. 2026.

ONS-CCEE. *Relatório Conjunto ONS- CCEE - Avaliação do Sandbox Regulatório de Resposta da Demanda – Produto Disponibilidade – Resolução Autorizativa ANEEL nº 12.600/2022*. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Relat%C3%B3rio%20de%20Avalia%C3%A7%C3%A3o%20ONS_CCEE_do%20Sandbox%20Regulat%C3%B3rio%20de%20RD%20para%20ANEEL.pdf>. Acesso em: 16 set. 2026.

PJM Manual 14D. *Generator Operational Requirements*. Prepared By Operations Planning Division, dez. 2025.

PSR; MITSIDI PROJETOS. Potencial técnico, econômico e de mercado da resposta da demanda com foco no setor industrial brasileiro: Caderno 5, Metodologia para análise de potencial industrial. Brasília: Parceria Energética Brasil-Alemanha, 2023. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-776/RD%20Ind%C3%BAstrias%20-%20Caderno%205%20-%20Diagramado.pdf>>. Acesso em: 26 ago. 2026.

XENERGY INC. *Protocol Development for Demand Response Calculation: Draft Findings and Recommendations*. Madison, WI: Preparado para a California Energy Commission, ago. 2002.