

NT-ONS DGL 0049/2024

Sandbox Resposta da Demanda Produto Disponibilidade

© 2024/ONS

Todos os direitos reservados.

Qualquer alteração sem autorização é proibida.

GRUPO DE TRABALHO

Participantes	Área ONS
Andreia Monteiro	RA
Amanda Pavila Silva	PRD
Brisa Ribeiro Pechincha	AO
Diogo Pereira Marques Cruz	PRD
Evelina Maria de Almeida Neves	RA
Fábio Ferreira Mendes Diniz	AO
Gabriel Miguez Longhi	RA
Jefferson Alexander Gonçalves Goulart	SAC
Jonas Filipe Goulart	SAC
Leonardo dos Santos de Jesus	RA
Luiz Guilherme Barbosa Marzano	PEE
Paulo Gerson Cayres Loureiro	PEE
Ricardo Polato Thomaz	PRD
Roberto Carlos de Souza Júnior	PRD
Rosane Bessa da Silveira Santos	AO
Taiana da Silva Xavier Eletherio	RA
Tiago Norbiato dos Santos	PRD
Vagner dos Santos Begni	PEE
Vitor Silva Duarte	PEE

Sumário

1.	Introdução	6
2.	<i>Benchmarking</i> Internacional	10
3.	<i>Sandbox</i> Regulatório para o Mecanismo Competitivo de RD	13
3.1.	Estudos do ONS	13
3.2.	Edital	14
3.3.	Participação Pública	14
3.4.	Mecanismo Competitivo	15
3.4.1.	Cadastro, habilitação técnica e inscrição	15
3.4.2.	Eventos e materiais de apoio	16
3.4.3.	Submissão de ofertas, seleção e remuneração de vencedores	16
3.5.	Assinatura dos Contratos de Redução de Demanda (CRD-D)	17
3.6.	Operação	18
3.7.	Disponibilização de Informações do ONS à CCEE	19
3.8.	Apuração do Pagamento da Receita Fixa pela CCEE	19
3.8.1.	Penalização por indisponibilidade	21
3.8.2.	Penalização por não entrega total do produto	22
3.9.	Disponibilização de Informações da CCEE ao ONS	22
3.10.	Avaliação do <i>Sandbox</i>	22
4.	Necessidades Sistêmicas de Atendimento à Ponta	23
4.1.	Considerações Iniciais	23
4.2.	Avaliação Energética	24
4.3.	Avaliação de Potência	25
4.3.1.	Demanda	25

4.3.2.	Disponibilidades nas Usinas Eólicas e Solares Fotovoltaicas	25
4.3.3.	Microgeração e Minigeração Distribuída (MMGD)	26
4.3.4.	Disponibilidade de potência das PCHs e PCTs	26
4.4.	Resultados da Avaliação de Potência	26
5.	Metodologia para Definição dos Parâmetros do Mecanismo Competitivo	27
5.1.	Meses e Duração do Produto, pior horário e acionamento máximo mensal	28
5.2.	Custo de Operação da Geração Térmica Adicional	31
5.3.	Discretização do Custo de Operação	31
5.4.	Distribuição de probabilidade do acionamento de cada parcela de GT	32
5.5.	Curva de Demanda dos produtos de RD do Mecanismo Competitivo	33
5.6.	Receita Total	34
6.	Considerações Finais	34
7.	Referências	36
8.	Legislação	37
9.	Resumo Proposta de Mecanismo Competitivo	38
10.	Cronograma Mecanismo Competitivo de RD (preliminar)	39

1. Introdução

A Resposta da Demanda (RD) pode ser definida como a capacidade de responder de forma voluntária e coordenada às condições do mercado ou do sistema no curto prazo, com o objetivo de prover um melhor aproveitamento da estrutura disponível de transporte e geração de energia, aprimorar a segurança da operação e a qualidade de fornecimento, bem como promover a eficiência econômica visando a otimização do uso dos recursos e redução dos custos, podendo participar também da formação de preço.

A participação ativa do consumidor vem conquistando um importante papel em diversos mercados de energia elétrica do mundo, por meio da utilização de mecanismos de RD que buscam garantir o atendimento da demanda por eletricidade com qualidade, segurança, economia e de forma ambientalmente sustentável.

Existem basicamente dois tipos principais de programas de RD: Programas Baseados em Tarifação Diferenciada, para cargas não despacháveis e Programas Baseados em Incentivos, para cargas despacháveis. Os programas para cargas não despacháveis são baseados na tarifação dinâmica, de forma que a utilização dos ativos do sistema elétrico seja otimizada, cabendo ao consumidor responder à sinalização dada a partir de regras pré-definidas. Já nos programas baseados em incentivos, para cargas despacháveis, a demanda é tratada como oferta e normalmente são utilizados para melhorar a confiabilidade do sistema.

Os mecanismos de RD representam uma fonte potencial de flexibilidade para o sistema elétrico e, de uma forma geral, podem resultar em aumento, redução, corte ou deslocamento temporal da carga. Ao oferecer flexibilidade ao sistema, as ações de RD permitem: a) ampliar a resiliência e a confiabilidade do sistema (balanço da rede em tempo real, operação de fontes renováveis intermitentes, gerenciamento das restrições e atendimento a picos de carga e situações de emergência - *blackout*); b) promover a eficiência econômica - otimização do uso dos recursos e redução dos custos do despacho podendo participar da formação dos preços; e c) reduzir as necessidades de investimentos na expansão do setor que são projetados para atender a demanda máxima do sistema (deslocamento do consumo na ponta).

No sentido de impulsionar a RD como mecanismo de mercado a ser considerado na operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) emitiu a Resolução Normativa (REN) ANEEL nº 792/2017, aprovando a implementação de um **Programa Piloto de RD** para consumidores industriais dos submercados Norte e Nordeste, como recurso alternativo ao despacho termelétrico fora da ordem de mérito, com vigência inicialmente prevista de 1º de janeiro de 2018 até 30 de junho de 2019. Como não houve uma adesão efetiva ao programa, justificada pela alta judicialização que vinha impactando as liquidações financeiras no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), a REN ANEEL nº 887/2020 prorrogou a vigência do piloto de RD até 27 de junho de 2021.

Visando estimular a participação dos consumidores, o Ministério de Minas e Energia (MME) publicou a Portaria MME nº 460/2020, excluindo o mecanismo do rateio de inadimplência do Mercado de Curto Prazo (MCP) na CCEE para as ofertas aceitas dos participantes do programa até 30 de abril de 2022, enquanto a REN ANEEL nº 911/2020 estendeu o programa aos consumidores livres e especiais do SIN. Entretanto, conforme

relatado pela ANEEL, devido à baixa adesão do programa e a falta de substrato que permitisse a avaliação do seu uso, a REN ANEEL nº 938/2021 prorrogou novamente a vigência do programa piloto até 26 de junho de 2022.

A participação no programa piloto de RD ao longo dos 4 anos e meio de duração do mecanismo foi praticamente inexistente, apesar das evoluções regulatórias realizadas ao longo do processo e das extensões de vigência do programa. Além das medidas implementadas, a ANEEL identificou a necessidade de outros aprimoramentos no programa piloto, conforme descrito na Nota Técnica SRG/ANEEL nº 54/2019, tais como a possibilidade do agregador poder representar os consumidores na contabilização e liquidação da CCEE e a recomendação de inclusão do produto com pagamento fixo pela sua disponibilidade.

Posteriormente à criação do programa piloto, e em virtude das condições hidrológicas adversas que o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) enfrentou em 2020 e 2021, a Portaria Normativa nº 22/GM/MME publicada pelo MME em 23 de agosto de 2021, definiu as diretrizes para a operacionalização do mecanismo emergencial de **Redução Voluntária da Demanda** (RVD), visando contribuir com a proposição de medidas para a garantia de segurança e continuidade do suprimento de energia elétrica no país.

O RVD consistiu em um mecanismo no qual os consumidores participantes do Ambiente de Contratação Livre (ACL), autoprodutores e Agentes agregadores desses consumidores, adimplentes com as obrigações junto à CCEE, podiam ofertar reduções de consumo de no mínimo 5 MW, de forma voluntária, durante toda a duração dos produtos (4 e/ou 7 horas) definidos pelo ONS, para atendimento aos picos de potência nos horários de maior consumo do SIN.

Vale ressaltar a relevante participação da indústria no programa, que apresentou uma representatividade de ofertas expressivas, mostrando o potencial de adesão e resposta deste recurso. Além do sinal econômico atrativo decorrente do cenário emergencial, alguns aprimoramentos com relação ao programa piloto e algumas simplificações do processo facilitaram a adesão ao programa de RVD, tais como a não exigência de Contrato de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA), a não exigência de requisitos de supervisão, controle e comunicação, a não cobrança da ultrapassagem do uso da rede em caso de compensação, por se tratar de um programa emergencial, penalizações mais leves em caso de descumprimento, dentre outros aspectos.

A experiência adquirida com o programa emergencial de RVD contribuiu para consolidar a construção de um mecanismo estrutural de RD, haja visto os diversos avanços obtidos, tais como:

- Construção da confiança do Operador na efetivação da redução da demanda pela indústria;
- Amadurecimento do próprio conceito de RVD, com possibilidade de evolução para novos produtos;
- Simplificação do processo sem a exigência de CPSA e de mecanismo de supervisão e controle, o que facilitou a adesão;
- Evolução da figura do agregador de carga (por Agentes da CCEE das classes Geração, Consumo e Comercialização) com a possibilidade de a contabilização ocorrer com a linha base agregada;
- Ganhos na definição e automatização dos processos internos e externos entre as Instituições e Agentes;

Dando continuidade aos avanços do programa piloto de RD e com base na experiência exitosa do mecanismo de RVD, a ANEEL abriu a Consulta Pública nº 80 no período entre 16/12/2021 e 14/02/2022 visando a sua evolução para um **Programa Estrutural de RD**. Dentre os aprimoramentos propostos, destacam-se a consideração da RD como um recurso adicional para o atendimento à ponta na operação do sistema, com periodicidade semanal e confirmação da oferta para o dia seguinte (“D-1”).

Os aprimoramentos no programa de RVD foram utilizados para a definição recente do programa estrutural de RD regulamentado pela REN ANEEL nº 1.040/2022¹, considerando inicialmente um produto de curto prazo para atendimento à demanda máxima do sistema (demanda de ponta), ofertado para o dia seguinte (“D-1”), considerando os horários mais críticos para redução/deslocamento da demanda (grade horária), estabelecidos com base nas curvas de cargas típicas para cada submercado e conforme o período do ano. A Tabela 1 apresenta as principais características do programa estrutural de RD que considera o produto de curto prazo (“D-1”).

Tabela 1 – Principais características do Programa Estrutural de RD – Fonte: ONS

Características	Descrição
Periodicidade	Semanal – Até 5ª feira - 12h para semana operativa seguinte (sábado à sexta-feira) com confirmação no dia anterior ao Despacho (“D-1”) pelo Agente até às 10h e aceite do ONS até 23h.
Formação de Preço	Atualmente considerada na etapa de pós-processamento do modelo de curtíssimo prazo DESSEM.
Produtos	Duração de 4h até 17h conforme grade horária divulgada mensalmente pelo ONS para cada submercado e possibilidade de deslocamento do consumo nos horários fora da grade horária. Lance mínimo de 5 MW, em todas as horas do produto.
Requisitos	Nesta etapa não há requisitos técnicos de comunicação, supervisão e controle.
Contrato	Não é necessário para o produto de curto prazo.
Linha Base	Utiliza dados históricos mensais com um descasamento de até 3 meses entre dia da redução e os dados utilizados para compor a linha base de referência (e de até 2 meses a partir de 2024). Divulgação de 2 linhas bases, uma para os dias úteis e outra específica para os sábados.
Penalidades	Não recebimento da remuneração e suspensão do programa por 3 meses em caso de 7 ou mais descumprimentos do despacho/mês.

Desde o início de vigência do Programa Estrutural prevê-se a representação das ofertas de redução da demanda na etapa posterior à execução do modelo computacional de curtíssimo prazo DESSEM, que suporta o Programa Diário da Operação (PDO). Para aprimoramento do Programa Estrutural, a ANEEL solicitou ao ONS e à CCEE que realizassem os esforços necessários no âmbito do Comitê Técnico PMO-PLD para incorporação das ofertas de montantes e preços referentes ao produto de curto prazo (“D-1”) no modelo DESSEM, com reflexos no resultado do Custo Marginal de Operação (CMO) e no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), a partir de janeiro 2024².

¹ No contexto regulatório atual a REN ANEEL nº 1.040/2022 define a Resposta da Demanda como a redução do consumo de consumidores previamente habilitados, como recurso adicional para atendimento ao SIN, desde que aceita pelo ONS, de modo a se obter resultados mais vantajosos tanto para a confiabilidade do sistema elétrico como para a modicidade tarifária dos consumidores finais.

² Início de vigência a ser definido pela ANEEL.

A Resolução ANEEL nº 1.040/2022 possibilitou ainda a consideração de produtos adicionais de RD em ambiente regulatório experimental (*Sandbox*) com a proposição de utilização de um produto na modalidade disponibilidade, também para atendimento à ponta de demanda, autorizado por meio da Resolução Autorizativa ANEEL nº 12.600/2022, por um período de até dois anos, com vigência até 1º de outubro de 2024.

De acordo com a REA ANEEL nº 12.600/2022, o participante deve sagrar-se vencedor em um Mecanismo Competitivo a ser realizado pelo ONS, conforme necessidade sistêmica, mediante a assinatura de um contrato específico com vigência de até um ano e que deverá conter diversos parâmetros tais como: número mínimo e máximo de despachos do produto por período; antecedência da entrega do produto, duração e penalidades por descumprimento dos despachos. Os valores para os respectivos parâmetros e o estudo técnico de base deverão constar no Edital que será submetido ao processo de participação social pelo ONS e posterior avaliação pela ANEEL.

Cabe ao ONS a definição do preço-teto do Mecanismo Competitivo, considerando as necessidades operativas do SIN e os custos das usinas termelétricas do país. A remuneração do produto Disponibilidade será composta por parcela de receita fixa, objeto do seu lance no mecanismo e, quando da entrega do produto, pela parcela variável liquidada ao PLD. Estão previstas penalidades por descumprimento da entrega do produto Disponibilidade, contemplando ressarcimento referente à receita fixa recebida, associada a não entrega do produto, além de multa e, em caso de reincidências, suspensão da participação do Agente no programa de RD.

Para apoiar o desenvolvimento do *Sandbox* de RD, o ONS investiu em evoluções de estudos energéticos com o objetivo de alcançar prospecções de condições de atendimento ao sistema para o horizonte de até 1 ano, a fim de identificar com maior antecedência as necessidades de atendimento à ponta do sistema e de realização do Mecanismo Competitivo de RD para o produto disponibilidade.

Adicionalmente, para auxiliar na construção de metodologia para definição de parâmetros associados ao produto, o ONS contou com o apoio da Consultoria PSR e, a partir das discussões iniciais, o ONS desenvolveu uma metodologia própria para avaliação das necessidades sistêmicas e definição de parâmetros.

O objetivo desta Nota Técnica é apresentar os elementos necessários para subsidiar a construção de um *sandbox* regulatório para aquisição, via Mecanismo Competitivo, de reduções de demanda na modalidade disponibilidade. Esta NT está estruturada da seguinte forma: 1) Esta introdução apresentando um breve histórico das diversas iniciativas no setor para aprimoramento e evolução do mecanismo de RD no Brasil; 2) *Benchmarking* internacional considerando a experiência da implantação de mercados de RD nos Estados Unidos e Europa em mecanismos de contratação de longo prazo; 3) Visão geral das etapas do Mecanismo Competitivo em desenvolvimento no âmbito do *Sandbox* regulatório; 4) Processo para Avaliação da necessidade sistêmica quanto ao atendimento à ponta de demanda; 5) Metodologia ONS para definição dos parâmetros do Mecanismo Competitivo; 6) Considerações finais; 7) Referências; 8) Legislação pertinente; 9) Resumo da proposta preliminar; 10) Proposta de Cronograma.

2. *Benchmarking* Internacional

Em muitos países, a RD já foi incorporada como um recurso nos diferentes mercados do setor elétrico (mercados spot, capacidade, reserva etc.), de forma totalmente neutra tecnologicamente e abrangendo compromissos de mais longo prazo.

A fim de subsidiar o desenvolvimento do produto disponibilidade pelo ONS, foram avaliados estudos de casos com aplicabilidade no SEB de alguns mercados em que a utilização de produtos de longo prazo de RD já esteja mais consolidada. No processo de análise de experiências internacionais, foram selecionados 2 sistemas europeus (França e Espanha) e 2 sistemas norte-americanos (PJM³ e CAISO⁴), com distintas características e formas de participação do mecanismo de RD.

Nos mercados de **energia**, todos os sistemas analisados permitem que a demanda participe no mecanismo de mercado. No entanto, a flexibilidade e formato da oferta variam um pouco entre sistemas. Na Espanha, o formato da oferta da demanda é o mesmo do oferecido para outros Agentes. No CAISO e no PJM são permitidas ofertas de preço-quantidade. Na França, a participação no mercado de energia exige um intermediador (agregador de demanda). Este intermediador faz ofertas de quantidade e preço, sendo remunerado ao preço spot, mas repassa aos consumidores uma remuneração com base em preço acordado em um contrato bilateral entre as partes.

Nos mercados de **confiabilidade** (capacidade e reserva), a França, o PJM e o CAISO também permitem a participação da demanda no mercado, enquanto a Espanha restringe a participação da demanda – ficando restrita ao mercado de energia e ao mecanismo específico para RD.

A RD no caso espanhol foi concebida para atuar como um mecanismo de ajuste e equilíbrio do mercado, cujo acionamento será dependente da ausência ou insuficiência de ofertas de Agentes geradores no Mercado de Reserva (regulação terciária), cabendo aos ofertantes o recebimento de uma receita fixa e variável, conforme prevê o Real Decreto-Lei nº17, de 20 de setembro de 2022. A remuneração fixa e por disponibilidade consiste na quantidade de horas para as quais o vendedor se obrigou no Leilão, valoradas pelo preço marginal decorrente do certame. O cálculo desta remuneração prevê o desconto das indisponibilidades verificadas na capacidade de RD efetivamente disponibilizada. A remuneração variável e por energia decorre da ativação do serviço, sendo valorada ao preço do serviço de regulação terciária para cada 15 minutos.

Dentre os programas analisados, o PJM é o que está vigente há mais tempo, embora não se trate de um programa exclusivo para a RD. No outro extremo, tem-se o programa espanhol, no qual destaca-se uma única rodada de leilão realizada em 2022 após a identificação de necessidades emergenciais para o sistema.

É interessante destacar ainda alguns elementos da experiência internacional no que diz respeito ao desenho do mecanismo de leilão em si e seleção dos Agentes vencedores.

³ O PJM (*Pennsylvania - New Jersey - Maryland Interconnection*) é um dos principais mercados de energia elétrica do mundo e o maior mercado dos EUA, tendo além de leilões no mercado para o dia seguinte (*day-ahead*) e intradiário (*intraday*), mercados de serviços ancilares e de capacidade.

⁴ California Independent System Operator (California ISO).

Na Espanha e na França envolvem uma representação “tradicional” da demanda do leilão no formato de uma quantidade fixa e um preço-teto, enquanto os outros três programas avaliados envolvem a representação de uma curva sensível à preço para a demanda a ser contratada. A maioria dos programas avaliados não considerou restrições de localidade para os participantes (com exceção do PJM).

A remuneração dos vencedores, com exceção da Califórnia, foi definida a um preço uniforme dado pelo preço marginal do leilão, e não com base no valor ofertado dos vencedores do leilão (*pay-as-bid*). Cabe observar ainda que, nos programas exclusivos para a RD analisados, há algum tipo de restrição ao uso de geração própria local para o atendimento ao programa.

Na maioria dos países, há uma restrição de horário para os momentos em que a RD pode ser acionada; e há uma distinção entre os países que adotam um acionamento com um dia de antecedência (ambos os mecanismos da França e um dos produtos no mecanismo californiano) e os países que adotam um acionamento mais curto, da ordem de minutos ou horas (o segundo produto californiano, além da Espanha e PJM).

Outro elemento interessante são os “limites de acionamento” que, de um modo geral, estão associados a um compromisso assumido pelo operador de que a disponibilidade dos Agentes não seria acionada mais do que determinado número de vezes por ano – garantindo mais previsibilidade aos Agentes consumidores que ofertam o produto e mitigando os seus riscos. No PJM, por exemplo, não há nenhum limite máximo de acionamentos explícito; e na Espanha, embora haja um acionamento máximo de 3 horas por dia, não há nenhum limite adicional de natureza anual. Na Califórnia, embora exista um limite explícito, correspondente a 30 horas por ano, este é na verdade um compromisso de despacho mínimo pelo operador – isto é, o produto de RD deverá necessariamente ser acionado para redução de carga por ao menos 30 horas ao ano.

Ressalta-se que todos os mecanismos analisados apresentam remuneração **por parcela fixa** e são aplicadas **penalidades** pelo não atendimento do produto ofertado, a depender da performance da entrega, que de uma forma geral pode ser expressa pela seguinte expressão:

$$\text{Receita} = \text{Montante_Contratado} \times \text{Fator de Performance (\% da entrega)} \times \text{Preço_Leilão}$$

Tipicamente, um Agente que entrega 100% do seu compromisso contratual (“% entrega” igual a 1) terá um fator de performance da sua remuneração igual a 1, o que implica que a receita do Agente será igual ao montante contratado multiplicado pelo preço do leilão (como seria de se esperar). À medida que o percentual de entrega se reduz, é de se esperar que a remuneração do Agente também caia – e, quanto mais acentuada for essa queda do fator de performance, mais “rigoroso” é o mecanismo avaliado. Apesar das ressalvas e particularidades de cada mercado, um efeito notável é que, em todos os países avaliados, uma redução no montante de RD entregue, em geral, tende a corresponder a uma queda mais do que proporcional na receita, partindo do ponto de referência de 100% de entrega. Para a maior parte das experiências internacionais, a inclinação da curva do fator de performance corresponde a uma perda de remuneração da ordem de **1,2 a 2 vezes** a redução da entrega. Ressalta-se que todos os mercados analisados permitem que a remuneração do Agente (tipicamente positiva) eventualmente torne-se negativa caso o percentual de entrega seja suficientemente ruim.

As Tabelas 2 e 3 apresentam um resumo das principais características de cada um desses sistemas e mecanismos competitivos avaliados.

Tabela 2 – Resumo das Principais Características dos Sistemas Analisados – Fonte: PSR

Mercado	França	PJM	CAISO	Espanha
Referência	2021	2020/2021	2021/2022	2021/2022
Demanda	468 TWh 88 GW pico	767 TWh 152 GW pico	211 TWh 44 GW pico	256 TWh 42 GW pico
Mercado spot de energia				
Iterações de mercado	Dia Seguinte e Intradiaário	Dia seguinte e Tempo Real	Dia seguinte e Tempo Real	Dia Seguinte e Intradiaário
Demanda participa do mercado spot?	Sim	Sim	Sim	Sim
Oferta da demanda	Ofertas de quantidade	Ofertas preço-quantidade	Ofertas preço-quantidade	Idênticas às ofertas de outros Agentes
Granularidade espacial	Único	Nodal	Nodal	Único
Granularidade Temporal	Horário (a incluir 15 min)	Horário/5 min	Horário/15min/5 min	Horário (a incluir 15 min)
Preço-teto	Até 3000 €/MWh (com reajuste)	Até 2000 €/MWh (com reajuste)	Não tem limite explícito	Até 3000 €/MWh (com reajuste)
Mercados Suplementares				
Tipo	Capacidade/Reserva	Capacidade/Reserva	Reserva	Restrições/Reserva
Demanda Participa?	Sim	Sim	Sim	Não

Tabela 3 – Principais Características de Mecanismos de RD de Longo Prazo – Fonte: PSR

Características	França (Leilão de LP)	França (Leilão de RD)	PJM	CAISO	Espanha
Início Programa	2018	2017	2007	2015	2022
Nº de Rodadas	4	6	17	8	1
Duração do contrato	7 anos	1 ano ou até 10 anos (pequenos consumidores).	1 ano	1 ano	1 ano
Exclusivo RD	Não	Sim	Não	Sim	Sim
Mercados	Capacidade	Capacidade e Energia	Capacidade	Capacidade e Energia	Reserva
Data do último Leilão	12/dez/2019	30/jun/2022	Dez/21	02/mar/22	20/out/22
Montante vendido último Leilão	124 MW	2702 MW	8096 MW	200 MW	497 MW
Preço resultante	28,5 €/kW. Ano	59,9 €/kW. Ano	27,3 US\$/kW. Ano	78,7 US\$/kW. Ano	189,9 US\$/kW. Ano
Pagamento aos vencedores	Preço Marginal	Preço Marginal	Preço Marginal	<i>Pay-as-bid</i>	Preço Marginal
Limites de acionamento	25 dias/ano	25 dias/ano ou 20 dias/ano a escolha do consumidor	Sem restrição	Mínimo 30h/ano	3 horas dias (15 dias/no)
Antecedência de acionamento	<i>Day-ahead</i>	<i>Day-ahead</i>	30, 60 ou 120 min	<i>Day ahead</i> e 1h (tempo real)	15 min
Restrição de horário de acionamento	7 – 15h e/ou 18 – 20h	Sem restrição	Jun a Out: 10 – 22h Nov a Mai: 6 – 21h	Abr a Out: 13 – 18h Nov a Mar: 16 – 21h	Abr a Set: 18 – 0h Out a Mar: 8 – 0h
Tratamento para ativos de geração	Limite de emissão (CO ₂ /kWh)	Não pode ter ativo fóssil	Sem restrição	Não pode ter ativo fóssil	Não pode usar nenhum ativo de geração

3. *Sandbox* Regulatório para o Mecanismo Competitivo de RD

O *sandbox* regulatório é um ambiente em que entidades do setor são autorizadas pelo Regulador a testar, por período determinado, um projeto inovador, observando um conjunto específico de disposições regulamentares que amparam a realização controlada e delimitada de suas atividades. Durante o período de testes, as empresas e instituições do setor ficam sujeitas a requisitos regulatórios diferenciados, ao mesmo tempo que o Regulador monitorará a implementação e os resultados dos projetos.

A implementação de um produto disponibilidade de RD foi autorizado pela ANEEL dentro da concepção de um ambiente experimental em que ONS, CCEE e Agentes participantes do programa de RD testem inovações no mercado por um período de até dois anos, conforme diretrizes estabelecidas pela REA ANEEL nº 12.600/2022.

O objetivo do Mecanismo Competitivo para aquisição de reduções de demanda no âmbito do *sandbox* regulatório é avaliar soluções alternativas de mercado, abrangendo nova forma de contratação, que viabilize a aquisição de recursos com melhor custo-benefício para atendimento à ponta do SIN, considerando a segurança do sistema na disponibilidade de recursos acionáveis que incorram na redução dos custos da operação e maior previsibilidade ao Agente por meio do recebimento de uma receita fixa limitada a um número de acionamentos pré-definidos.

A Figura 1 apresenta uma visão geral das principais etapas previstas na implantação do *sandbox* regulatório para o produto Disponibilidade de RD.



Figura 1: Etapas previstas para implantação do Sandbox de RD – Fonte: ONS

3.1. Estudos do ONS

A etapa de estudos do ONS prevê a realização de **diagnóstico** para identificação das necessidades do SIN relativas ao atendimento à ponta de demanda, a avaliação dos recursos disponíveis no horizonte de estudo, a definição da quantidade potencial de redução de demanda a ser contratada no horizonte máximo de um ano e a respectiva disponibilidade máxima do Operador em “pagar” pela redução (Curva de Demanda⁵). Por se tratar de uma informação estratégica para o Mecanismo Competitivo, a Curva de Demanda não será divulgada.

O ONS deverá, conforme as necessidades sistêmicas, estabelecer os demais parâmetros relativos ao **desenho do Mecanismo Competitivo**, tais como definição do preço-teto considerando as necessidades operativas e os custos das usinas termelétricas do SIN; desenho do produto por subsistema (submercado), considerando os dias (úteis ou

⁵ Conforme previsto na REA ANEEL nº 12.600/2022 na definição da quantidade total a ser contratada para o produto Disponibilidade, o ONS deve considerar tanto os requisitos referentes à operação do sistema como a necessidade de fomentar adequadamente a competição no procedimento concorrencial.

sábados) e horários de entrega da redução conforme janela de acionamento⁶ ou grade horária a ser definida; modelo de contratação com início de vigência e duração do contrato; número mínimo e/ou máximo de acionamentos por período; definição dos critérios de participação incluindo regras de garantias financeiras⁷; forma de acionamento do produto na etapa de programação e interação entre o produto Disponibilidade (*Sandbox*) e o produto de curto-prazo (Programa Estrutural), metodologia de apuração e remuneração da receita fixa em parceria com a CCEE, considerando penalidades por indisponibilidade e não entrega dos produtos e suspensão de participação, entre outros aspectos.

Adicionalmente, o ONS deverá definir junto ao provedor de Solução a ser contratado para fornecer a plataforma para a realização do Mecanismo Competitivo, a **sistemática** envolvida na operacionalização tais como formato, número e limites das ofertas, número de rodadas, tempo de execução, divulgação de resultados preliminares e finais, critério para seleção e remuneração dos vencedores, entre outros parâmetros.

3.2. Edital

Após a etapa de diagnóstico das necessidades sistêmicas e detalhamento do desenho do mecanismo, será elaborado pelo ONS um Edital com a descrição das principais diretrizes necessárias para a realização do Mecanismo Competitivo.

Anexo ao Edital será disponibilizada uma Nota Técnica contendo a descrição da metodologia empregada na definição dos parâmetros, juntamente com uma proposta de sistemática do Mecanismo Competitivo, cronograma, modelo de contrato e modelo de termo de aceitação das regras do Mecanismo Competitivo a ser realizado no âmbito do *Sandbox*.

3.3. Participação Pública

O Edital será submetido à avaliação em um processo de participação pública a ser organizado pelo ONS.

O resultado da participação pública será consolidado e divulgado pelo ONS em relatório específico e encaminhado à ANEEL para **aprovação** antes da publicação final.

Também será necessária a elaboração de procedimento operativo pelo ONS específico para o *sandbox*, bem como as Regras e Procedimentos de Comercialização provisórios pela CCEE para realizar a contabilização e liquidação da disponibilidade declarada e entrega verificada da redução de demanda contratada. Esses documentos também deverão ser encaminhados previamente à ANEEL para conhecimento e no caso do Edital para avaliação.

⁶ Dependendo da necessidade de flexibilidade do Operador, poderá ser definido para o Mecanismo Competitivo em Edital/Contrato, uma janela de acionamento mais ampla para cada subsistema – Ex. Sul (15h às 22h) e optar pela divulgação de uma grade horária mensal antes de cada mês da entrega das reduções, conforme duração do produto (ex. 4h) e dentro da janela de acionamento Ex. Sul (16h às 20h).

⁷ Neste *sandbox* não está previsto o aporte de garantias financeiras de participação no Mecanismo Competitivo.

3.4. Mecanismo Competitivo

A publicação do Edital pelo ONS após a avaliação pela ANEEL conterà, além do produto alvo de contratação, a data e o cronograma final detalhado de todos os passos necessários para a participação no Mecanismo Competitivo do produto Disponibilidade de RD no âmbito do *Sandbox* Regulatório.

Para a realização do Mecanismo Competitivo o ONS prevê uma etapa prévia de cadastro no ambiente SINtegre do ONS, a habilitação técnica na qual o Operador avaliará o atendimento aos requisitos mínimos e outra etapa de avaliação comercial em que poderia ser solicitado o aporte de garantias de participação dos Agentes interessados com o objetivo de vincular os participantes às ofertas. Cabe destacar que não serão solicitadas garantias financeiras de participação neste *Sandbox*.

3.4.1. Cadastro, habilitação técnica e inscrição

Conforme estabelecido na Resolução Normativa nº 1.040, de 30 de agosto de 2022, e a Resolução Autorizativa nº 12.600, de 30 de agosto de 2022, estão habilitados a participar do Mecanismo Competitivo Agentes consumidores do Ambiente de Contratação Livre (ACL) inclusive aqueles modelados sob Agentes varejistas ou **agregadores** desses consumidores **devidamente representados na CCEE**, conforme Procedimento de Comercialização⁸, desde que **adimplentes** com suas obrigações junto à CCEE e ao ONS e em conformidade com os critérios de participação definidos em Edital.

Para efetivar sua participação no programa, os Agentes deverão:

1. Validar junto à CCEE a conformidades das cargas e, no caso de agregadores, criar o perfil de agente, conforme estabelecido nos Procedimentos de Comercialização Provisórios.
2. Cadastrar o Agente na plataforma de Relacionamento do ONS – SINtegre, para:
 - a. Indicação e acesso dos representantes responsáveis pelas etapas do Mecanismo Competitivo: simulação, negociação, assinatura contratual, entre outras;
 - b. Inscrição no Mecanismo Competitivo e aceite do termo de conhecimento das regras de participação no referido mecanismo;
 - c. Habilitação para acesso à Plataforma de negociação contratada pelo ONS para que os agentes apresentem suas ofertas na ocasião do Mecanismo Competitivo; e
 - d. Para os vencedores celebrantes do Contrato de Resposta da Demanda na modalidade Disponibilidade, habilitar o acesso à Plataforma de Resposta da Demanda, onde será a operacionalização do produto contratado.

⁸ Especificamente para o produto Disponibilidade, a formalização da representação na CCEE do agregador e respectivas unidades consumidoras (UCs) agregadas prevista no Procedimento de Comercialização provisório e inscrição deverá ocorrer até o dia útil anterior à simulação do Mecanismo Competitivo realizado pelo ONS. Também é vedado ao Agregador vencedor alterar a representação de UCs agregadas após a realização do Mecanismo Competitivo realizado pelo ONS, durante a vigência do contrato específico assinado junto ao ONS.

Para realização do cadastro no SINtegre o Agente deverá solicitar o acesso ao ambiente por meio do endereço eletrônico: relacionamento.agentes@ons.org.br, fornecendo os seguintes dados:

- Razão Social, CNPJ e Nome Fantasia da empresa;
- Domínio de e-mail corporativo;
- Nome, telefone e e-mail de um representante para contato;
- Assunto: Participação no *Sandbox* de RD - Produto Disponibilidade.

Após o recebimento da confirmação do cadastro da empresa no SINtegre pela Central de Relacionamento do ONS, será providenciado o acesso dos representantes responsáveis devidamente habilitados a (i) Página de Inscrição e aceite do termo de participação do mecanismo Competitivo, (ii) Plataforma do Mecanismo Competitivo contratada pelo ONS para a submissão das ofertas para o produto Disponibilidade no âmbito do *Sandbox* e a (iii) Plataforma de RD para acesso às trocas de informações entre os Agentes vencedores e o ONS, referentes ao acionamento do produto contratado após o início de vigência do contrato de disponibilidade de RD.

Ainda nesta etapa de inscrição e aceite do termo de participação do Mecanismo Competitivo, serão solicitadas informações relativas ao ID CCEE das Unidades Consumidoras (UCs), montante ofertado por produto, subsistemas, o Barramento da Rede de Simulação do ONS no qual a carga do consumidor encontra-se diretamente ou indiretamente conectado, dentre outras.

3.4.2. Eventos e materiais de apoio

Durante esta etapa prévia também está prevista a realização de *workshops* e preparação de documentos com respostas para perguntas frequentes – “FAQs” (*Frequently Asked Questions*) e publicações para disseminação de informações relevantes ao processo, além da simulação que visa a preparação dos Agentes para a participação no referido mecanismo.

3.4.3. Submissão de ofertas, seleção e remuneração de vencedores

O ONS contratará e disponibilizará uma plataforma específica para realização do Mecanismo Competitivo.

Os Agentes inscritos deverão submeter oferta de preço (R\$/MWh) e quantidade (MW) por produto Disponibilidade de seu interesse indicado no ato da inscrição.

Com base nas informações recebidas no momento de realização das ofertas, o ONS avaliará os vencedores considerando critérios técnicos e econômicos. Vale ressaltar que não serão aceitos montantes parciais das ofertas realizadas, podendo o Operador aceitar ou não a oferta marginal, conforme será definido em Edital.

O Mecanismo Competitivo será do tipo leilão de venda com preços crescentes, de acordo com a discretização da curva de demanda em Lotes, conforme sistemática definida no Edital.

Como remuneração, o Agente vencedor receberá uma receita fixa, objeto de seu lance (modalidade *pay-as-bid*) e uma parcela variável liquidada ao PLD⁹, quando da entrega da redução, a ser apurada pela CCEE.

Após o fechamento do Mecanismo Competitivo está prevista uma etapa de divulgação das principais estatísticas gerais do mecanismo e informações dos Agentes vencedores.

Vale destacar que todo o processo de execução do Mecanismo Competitivo será acompanhado pelas áreas jurídica e de auditoria interna do ONS durante a vigência do *Sandbox*.

3.5. Assinatura dos Contratos de Redução de Demanda (CRD-D)

Após a definição dos vencedores no Mecanismo Competitivo estará previsto no cronograma de execução um prazo para assinatura eletrônica dos contratos que terá o ONS como contraparte¹⁰. A Figura 2 sumariza as etapas envolvidas na realização do Mecanismo Competitivo.

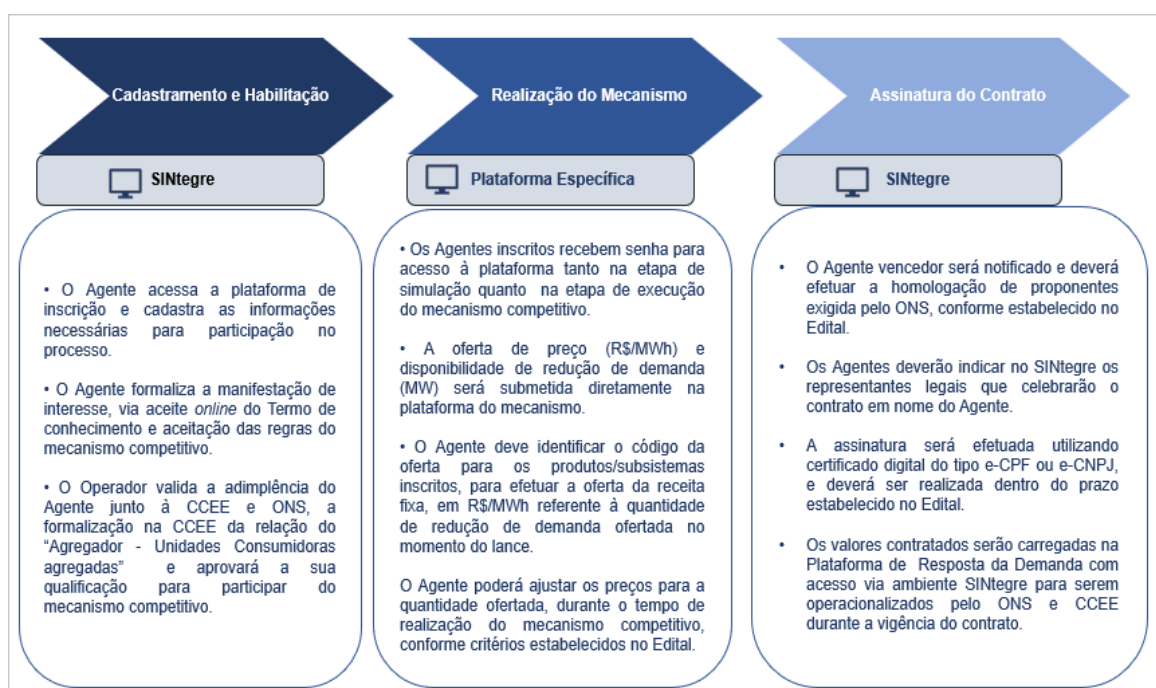


Figura 2: Principais Etapas previstas para a realização do Mecanismo Competitivo

⁹ O recebimento da integralidade da parcela fixa dependerá da disponibilidade do Agente e da entrega da redução contratada em caso de acionamento pelo ONS. A parcela variável liquidada referente à liquidação da redução pelo PLD, dependerá do resultado do próprio Agente no que diz respeito ao nível de exposição no MCP. O valor financeiro final percebido na liquidação financeira realizada pela CCEE dependerá de todas as parcelas que compõem o resultado do Agente na contabilização do MCP, além dos efeitos devido ao rateio da inadimplência.

¹⁰ Especificamente para o produto Disponibilidade, é vedado à unidade consumidora (UC) Autorrepresentada e ao Agregador inadimplentes na CCEE: i) participar do procedimento concorrencial realizado pelo ONS e ii) assinar o contrato específico junto ao ONS.

3.6. Operação

Após a assinatura dos contratos, as informações do “produto Disponibilidade” serão carregadas na Plataforma de Resposta da Demanda que é utilizada atualmente no Programa Estrutural para registro e confirmação das ofertas referentes ao produto de curto prazo (“D-1”) pelos Agentes e confirmação de sua utilização pelo ONS no dia anterior à redução.

Durante todo o período de vigência do contrato, ou até que seja atingido o número máximo de acionamentos contratado, o Agente deverá declarar sua eventual indisponibilidade na Plataforma de RD, até às 10h do dia anterior ao despacho, para não ser considerada na programação da operação.

O Agente que se declarar indisponível (até que o número máximo de acionamentos contratados seja atingido) estará sujeito à apuração de penalidades e redução da sua receita fixa no processo de apuração realizado pela CCEE, conforme previsto nas Regras de Comercialização e Contrato de RD firmado com o ONS para o produto Disponibilidade.

O produto Disponibilidade que for acionado será representado na etapa de pós processamento do modelo de curtíssimo prazo DESSEM (etapa “pós-DESSEM”).

O Agente deverá acompanhar na Plataforma de RD o acionamento de seu produto Disponibilidade pela programação da operação (etapa pós-DESSEM), até às 23h do dia anterior ao despacho da operação e efetivar a redução do consumo em caso de acionamento conforme condições contratadas.

A Figura 3 apresenta uma visão do processo de acionamento do produto contratado pelo ONS durante toda a vigência do contrato.

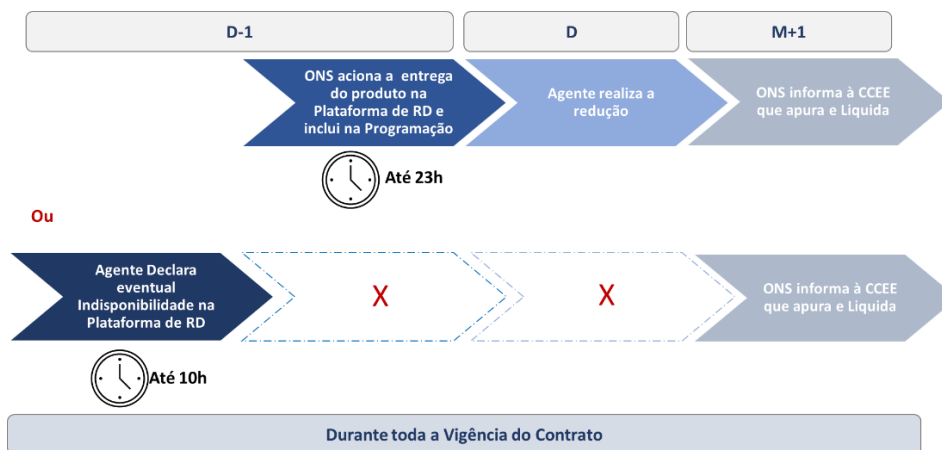


Figura 3: Principais etapas previstas no acionamento do produto pelo ONS

O gatilho para o acionamento na etapa da programação do produto Disponibilidade é a manutenção da Folga de Potência Monitorada (FPM), que será detalhado na seção 4, ou no limite, o acionamento máximo contratado a critério do ONS, sendo o primeiro recurso a ser utilizado na etapa pós-DESSEM e em ordem crescente de custo das ofertas aprovadas.

O critério de empilhamento das ofertas contratadas a serem acionadas pelo Operador deverá considerar os valores ofertados no Mecanismo Competitivo referente às receitas fixas (R\$) e respectivos montantes (MWh), conforme ordem crescente de custo implícito associado (R\$/MWh).

Vale destacar que o produto Disponibilidade no âmbito do *Sandbox* regulatório **será prioritário ao produto de curto prazo “D-1” do Programa Estrutural**, sendo que o produto de curto prazo “D-1” poderá ser considerado após terem sido esgotados o número de acionamentos máximos contratados para o produto Disponibilidade.

O ONS divulgará os acionamentos dos produtos considerados na etapa da Programação Diária da Operação no Relatório Executivo da Programação Diária da Operação Eletroenergética (“REPDOE”).

3.7. Disponibilização de Informações do ONS à CCEE

O ONS encaminhará à CCEE as informações referentes às indisponibilidades do Agente, bem como aos acionamentos mensais do produto contratado, para serem consideradas na apuração pela CCEE do montante de receita fixa e/ou pagamento de penalidade a que faz jus o Agente vencedor do Mecanismo Competitivo.

3.8. Apuração do Pagamento da Receita Fixa pela CCEE

A partir do início de vigência do contrato de disponibilidade no âmbito do *Sandbox* é esperado que os Agentes vencedores atendam aos seus deveres previstos no Edital, no contrato e nos procedimentos operativos, devendo estar disponíveis ao SIN e, quando acionados pelo ONS, efetivar a entrega da redução de demanda contratada, no montante e horários acordados¹¹.

Considerando as informações de acionamentos pelo ONS do produto contratado, a CCEE procederá a apuração da redução verificada em relação à linha base¹² divulgada previamente pela Câmara conforme Procedimento de Comercialização.

Vale ressaltar que reduções de demanda em valores menores do que o montante contratados implicarão em redução da receita fixa, enquanto reduções maiores que o contratado não geram receita adicional.

Está sendo proposto o recebimento de receita fixa em (R\$), proporcional ao produto entre redução contratada em (MW), horas do produto (h) e preço da oferta em R\$/MWh.

¹¹ Serão permitidos deslocamentos diários da demanda apenas nos horários fora dos estabelecidos para os produtos em cada submercado. O descumprimento por um eventual deslocamento de carga no dia de acionamento do contrato, em horas proibidas, terá como consequência o abatimento de tal deslocamento do montante reduzido para atendimento à oferta, de maneira uniforme (*flat*), em todas as horas do produto.

¹² Para verificação da entrega do produto Disponibilidade no *Sandbox*, em caso de acionamento, serão utilizadas as mesmas linhas base divulgadas pela CCEE (definidas para dias úteis e/ou sábados, conforme produto) consideradas para a apuração da entrega do produto de curto prazo “D-1” no Programa Estrutural de RD. Para fins de apuração da entrega no caso de cargas representadas por Agregadores, estas serão somadas no perfil criado pelo Agregador e por produto contratado, conforme indicação do Agente das cargas participantes de cada produto de RD.

O recebimento integral da receita fixa estará condicionado ao cumprimento de todas as exigências contratuais quanto à disponibilidade do Agente e redução integral conforme produto contratado em caso de acionamento, sem a realização de deslocamento de demanda em horários não permitidos e quanto a estar em dia com todas as obrigações setoriais; incluindo adimplência na CCEE e ONS.

No processo de apuração pela CCEE deverão ser aplicadas penalidades financeiras pela não entrega das reduções de RD contratadas, com implicações na redução da receita fixa do Agente, podendo inclusive incorrer em pagamento de valores no âmbito do MCP pela indisponibilidade e/ou não entrega, até suspensão do Programa, conforme previsto nas Regras e Procedimento de Comercialização e no contrato de disponibilidade de RD, a fim de garantir a segurança e a adequada remuneração dos Agentes pelos consumidores do SIN.

A suspensão dos Agentes¹³ no âmbito deste *Sandbox* está prevista nos casos de **inadimplência** dos Agentes vencedores **durante toda a vigência do Contrato** de RD por disponibilidade, com respectivos abatimentos no recebimento de sua receita fixa e eventuais sanções, até que a situação do Agente referente à inadimplência seja regularizada. O Agente também estará sujeito a suspensão de participação em Mecanismo Competitivo futuro em caso de não performance, conforme Regras e Procedimento de Comercialização provisórios e Rotina Operacional.

Especificamente para o produto disponibilidade, em caso de saída voluntária ou compulsória de UC Agregada, o Agregador está sujeito ao não recebimento de receita fixa, nos termos das Regras de Comercialização provisórias.

Os pagamentos serão realizados no processamento de contabilização e liquidação financeira da CCEE, de forma mensal, e resultará em encargos¹⁴ a serem arcados por todos os Agentes com consumo do SIN, rateados de forma proporcional ao consumo, conforme Regras de Comercialização.

A seguir serão apresentadas propostas em avaliação pela CCEE para penalização devido à indisponibilidade e/ou não entrega do montante de redução contratada em caso de acionamento pelo ONS.

As Regras de Comercialização poderão, no âmbito do *Sandbox*, contemplar um parâmetro para limitar o **percentual máximo** de aplicação das penalidades financeiras, além de redução na receita fixa em caso de indisponibilidade ou não entrega do produto (ex. 10% do valor da receita fixa), considerando as duas componentes “indisponibilidade” e/ou “não entrega do produto”, a fim de incentivar tanto a participação, como o correto comportamento dos Agentes.

¹³ Caso o Agente (UC Autorrepresentada e o Agregador) fiquem inadimplentes na CCEE durante a vigência do contrato específico assinado junto ao ONS, haverá diminuição de sua receita fixa relativa ao período da inadimplência, e estará sujeito ao pagamento de penalidade por indisponibilidade nos termos das Regras de Comercialização provisórias.

¹⁴ Os efeitos de encargos para cargas representadas serão assumidos pelos agregadores.

3.8.1. Penalização por indisponibilidade

Ao se sagrar vencedor no Mecanismo Competitivo instaurado para contratação do produto Disponibilidade de RD, o Agente automaticamente se declara disponível em todos os dias do período contratado ou pelo menos até que tenha sido atingido o número máximo de acionamentos previstos no contrato.

Dessa forma, em caso de indisponibilidade, está prevista penalização e glosa da receita fixa do Agente (desde que não tenha sido atingido o número máximo de acionamentos previsto no contrato).

Vale ressaltar que a proposta de penalização tem como conceito a aplicação de valores exponenciais, que tem como finalidade evitar que existam ganhos para Agentes que declarem níveis elevados de indisponibilidade, ao mesmo tempo que penaliza de forma mais atenuada os casos de baixa declaração de disponibilidade.

O cálculo proposto pela CCEE para o fator de degradação da receita fixa devido à declaração de dias indisponíveis é apresentado a seguir:

$$FATOR_{indisponibilidade} = \left(e^{\left(\min\left(1, \frac{Horas\ Indisponíveis}{Horas\ totais\ do\ produto}\right)\right)} - 1 \right)$$

A Figura 4 ilustra as variações potenciais para um caso hipotético, considerando um total de horas mensais do produto igual a 300 horas (produto de 10 horas em um mês com 30 dias).

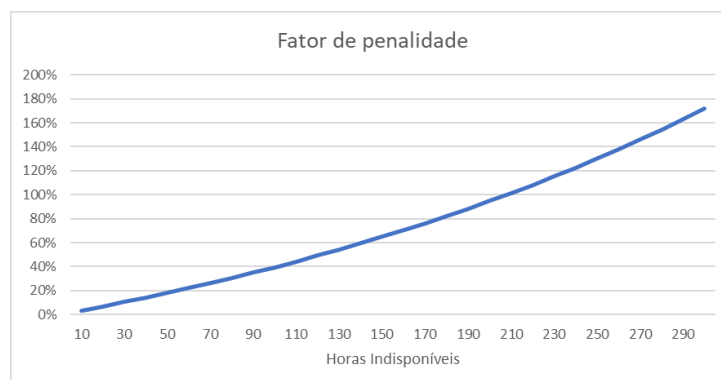


Figura 4: Fator de Penalidade por Indisponibilidade para caso hipotético – Fonte: CCEE

Observa-se na Figura 5 que a máxima penalização seria no caso de indicação de indisponibilidade em todas as horas do produto ofertado no mês, resultando em uma penalização com fator de 172% da receita fixa, ou seja, além de não receber a receita fixa, o Agente ainda teria um valor a pagar de 72% em relação a oferta original, que será revertido em favor dos demais Agentes consumidores através de abatimento de encargos.

3.8.2. Penalização por não entrega total do produto

No caso de entrega inferior ao montante originalmente contratado, também estão sendo previstas penalizações exponenciais, em função da diferença entre redução efetiva e o montante ofertado original conforme a seguir:

$$\begin{aligned} FATOR_{entrega inferior} &= \text{Fator multiplicador} \\ & * \sum_{\text{horas do mes}} \left(\frac{e^{\min(1, \frac{\text{oferta de redução} - \text{redução efetiva}}{\text{oferta de redução}})} - 1}{\text{número de horas máximas de acionamento}} \right) \end{aligned}$$

A Figura 5 ilustra um exemplo de variação da penalização horária pela não entrega do produto considerando a redução contratada de 50 MW, o número máximo de horas de acionamento de 50 horas (5 acionamentos de um produto de 10 horas), com a variação da redução efetiva no intervalo entre 0 e 100% em relação ao montante original contratado, e um fator multiplicador igual a 1.3.

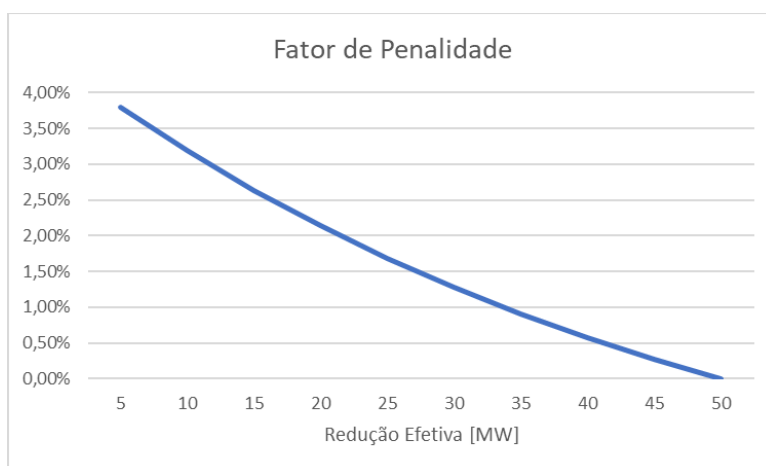


Figura 5: Fator de Penalidade por não entrega integral do produto contratado para caso hipotético – Fonte: CCEE

3.9. Disponibilização de Informações da CCEE ao ONS

A CCEE deverá informar ao ONS os resultados finais por participante, abrangendo, ao menos, o percentual de entrega com relação à quantidade contratada acionada na Programação Diária da Operação, as penalidades incorridas e a receita fixa recebida.

3.10. Avaliação do Sandbox

Semestralmente e no final da vigência do *Sandbox*, o ONS e a CCEE deverão enviar a ANEEL relatório contendo as lições aprendidas e oportunidades de aprimoramento que poderão subsidiar as evoluções regulatórias relativas às novas formas de contratação e remuneração dos mecanismos por incentivo de RD do SEB.

4. Necessidades Sistêmicas de Atendimento à Ponta

Visando a realização do Mecanismo Competitivo de RD, nesta seção será apresentado o processo elaborado pelo ONS para a estimativa futura da necessidade de recursos adicionais aos identificados no despacho resultante do modelo DESSEM, para o atendimento à demanda horária na etapa de Programação Diária da Operação Eletroenergética.

Os resultados deste processo definirão a necessidade de realização do Mecanismo Competitivo de RD, e caso se confirme esta necessidade, a **Curva de Demanda** (com os montantes em MW e respectivos custos de operação em R\$/MWh), que será considerada para balizar a decisão de aquisição dos produtos de RD.

Para tal, este processo se baseará em uma avaliação das condições de atendimento ao SIN, em um horizonte de até um ano, com foco na avaliação do atendimento à demanda horária por potência, denominada de “Avaliação de Potência”.

Neste contexto, nos itens que se seguem, serão apresentadas as etapas do processo de definição dos parâmetros que serão utilizados no Mecanismo Competitivo de RD.

4.1. Considerações Iniciais

A programação diária de operação e a operação em tempo real devem manter uma folga de potência em usinas selecionadas de forma a manter segurança operativa no SIN que atenda, em tempo real, às variações instantâneas de carga e de geração em outras fontes. Essa folga, denominada Folga de Potência Monitorada (FPM), é calculada diariamente na fase de programação e monitorada na operação em tempo real.

Pode-se definir FPM como sendo o somatório das folgas de potência nas usinas pré-selecionadas pelo ONS, que possuem grande capacidade de geração e com despachabilidade aderente aos tempos de variações em tempo real para atendimento à ponta de carga, devendo ser maior que 5% da carga de referência¹⁵ do SIN.

A FPM representa um insumo fundamental para a manutenção da segurança operacional elétrica, pois mitiga os riscos de não atendimento à demanda do SIN e garante margem para atuação eficaz do Controle Automático de Geração (CAG).

A FPM leva em consideração as manutenções e restrições informadas pelos Agentes por meio do Sistema de Gestão de Intervenções (SGI). Desta forma, apenas máquinas que estejam sincronizadas ou disponíveis e Desligadas por Conveniência Operativa (DCO) são utilizadas nos cálculos dos valores de FPM.

Para a avaliação do atendimento à demanda horária com recursos de RD por Disponibilidade assume-se que os produtos contratados no Mecanismo Competitivo serão acionados na etapa Pós-DESSEM da Programação Diária do ONS, quando do

¹⁵ Carga de Referência: i) Carga do SIN, quando existir disponibilidade de transmissão dos subsistemas Norte e Nordeste para os subsistemas SE/CO e Sul ou ii) carga dos subsistemas Sul e SE/CO, quando não existir disponibilidade de transmissão dos subsistemas Norte e Nordeste para os subsistemas SE/CO e Sul - Manual de Procedimento da Operação (MPO) – Conforme Módulo 5 – S.M. 5.12 - Instrução de Operação IO-CG.BR.01 - Controle da Geração em Condição Normal

atingimento da Folga de Potência Monitorada (FPM). Nestas situações, o acionamento da RD visa substituir o acionamento de recursos adicionais de custo mais elevado na programação diária da operação para atendimento à demanda de ponta.

A Figura 6 ilustra a condição de substituição das usinas termelétricas de valores mais elevados, GTA3, GTA2 e parte de GTA1, pela RD contratada no Mecanismo Competitivo, com vista a reduzir o custo de operação, quando da necessidade de recursos adicionais para o atendimento à ponta de demanda.

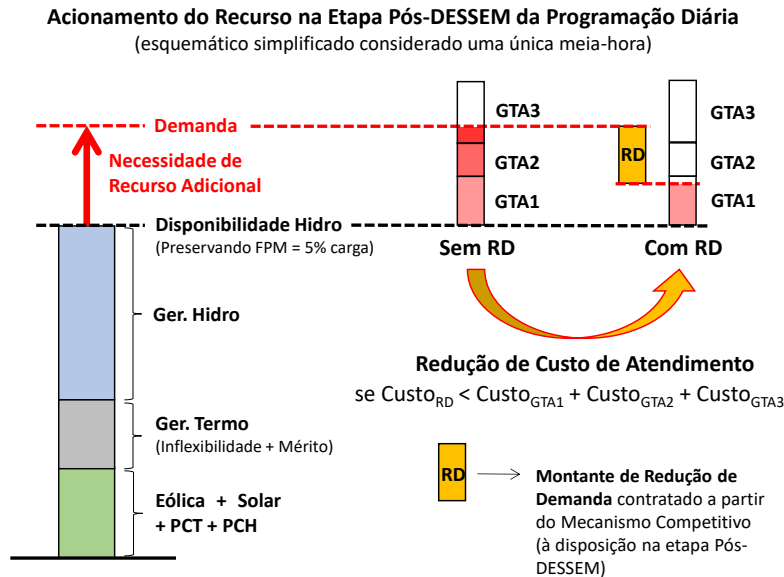


Figura 6: Acionamento de RD em substituição ao despacho de Geração Termelétrica

4.2. Avaliação Energética

Visando o processo de definição dos recursos necessários para o atendimento às demandas horárias, para cada mês, a Avaliação Energética define a geração termelétrica por ordem de mérito e/ou inflexível, assim como a disponibilidade de geração hidrelétrica, em função das condições hidroenergéticas esperadas no horizonte do estudo.

Neste contexto, a partir das premissas energéticas consideradas no modelo NEWAVE para a elaboração do Programa Mensal da Operação Energética – PMO vigente, a Avaliação Energética é elaborada a partir de execução do modelo SUSHI¹⁶, considerando-se duzentos cenários de vazões naturais afluentes.

Desta forma, para cada um dos duzentos cenários de vazão considerados, obtém-se a evolução da disponibilidade mensal da geração hidrelétrica e a geração termelétrica por inflexibilidade e ordem de mérito. Os duzentos cenários de geração termelétrica e disponibilidade hidrelétrica irão compor os balanços de potência resultantes da etapa de Avaliação de Potência. Para tal, faz-se necessário definir as demais premissas destes balanços.

¹⁶ Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas em Sistemas Hidrotérmicos Interligados

4.3. Avaliação de Potência

Além dos duzentos cenários de geração termelétrica e disponibilidade hidrelétrica, a Avaliação de Potência considera, para cada mês, o atendimento à uma Curva de Demanda horária, vinte e quatro valores, considerando o perfil horário típico de um dia útil deste mês.

As premissas de demanda, geração fotovoltaica e de Microgeração e Minigeração Distribuída (MMGD) são definidas considerando perfis horários únicos, enquanto a geração eólica será considerada a partir de dez perfis horários, conforme descrito nas seções a seguir.

4.3.1. Demanda

Os vinte e quatro valores horários de demanda máxima, para cada mês, são obtidos multiplicando-se o valor de demanda máxima mensal prevista, em MW, pelos vinte e quatro valores do perfil típico de carga global diária máxima, em p.u..

4.3.2. Disponibilidades nas Usinas Eólicas e Solares Fotovoltaicas

De modo a considerar as variações sazonais e horárias destas fontes, a partir do histórico de geração verificada e da capacidade instalada são construídas Curvas de Permanência dos fatores de capacidade horários para cada uma das vinte e quatro horas do dia e mês do ano.

Ainda, para melhor considerar o efeito espacial, além da divisão por subsistema e fonte, há a representação em separado da contribuição eólica localizada no litoral e no interior do subsistema Nordeste.

Sendo um percentil P_n definido como um valor, dentro de uma distribuição estatística, onde a probabilidade de ocorrerem valores inferior a ele seja de $n\%$, a partir das Curvas de Permanência referidas acima, foram obtidos os fatores de capacidade associados a diferentes percentis, a saber:

- **Perfil único para a fonte solar (P50):** Esse percentil, mesmo sendo uma medida central da distribuição pode ser vista como conservadora, em função da alta correlação existente entre dias de maior carga com momentos de maior radiação solar. Dessa forma, em períodos de temperaturas mais elevadas e, portanto, maior demanda por potência, devido à maior radiação solar, espera-se também elevado desempenho da geração solar.

Além disso, em função, da relevante participação da geração solar, centralizada e distribuída, no atendimento à carga horária, os horários de maior necessidade de disponibilidade das demais fontes têm ocorrido no início do período noturno, quando a fonte fotovoltaica já não contribui para o atendimento à demanda. Dessa forma, o perfil considerado para essa fonte tem pouca influência nos resultados obtidos.

- **10 perfis para a fonte eólica (P5, P15, ..., P85 e P95):** Em função da relevante participação dessa fonte no atendimento à demanda horária e da variabilidade da sua disponibilidade ao longo de todo o dia, foram considerados dez perfis horários de geração para cada mês avaliado.

A partir dos fatores de capacidade obtidos, conjugados com a evolução da capacidade instalada das fontes eólica e solar fotovoltaica, são definidas as contribuições de potência destas fontes para cada hora/mês ao longo do horizonte de estudo.

4.3.3. Microgeração e Minigeração Distribuída (MMGD)

De forma análoga à geração solar, os fatores de capacidade para a MMGD se baseiam no P50 da distribuição e, conjugados com a evolução da capacidade instalada, definem as contribuições de potência destas fontes para cada hora/mês ao longo do horizonte de estudo.

4.3.4. Disponibilidade de potência das PCHs e PCTs

As disponibilidades de potência das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e Pequenas Centrais Termelétricas (PCTs) são consideradas iguais aos respectivos valores de energia mensal adotados nas simulações energéticas do PMO vigente que, por sua vez, resultam da aplicação da Resolução Normativa ANEEL nº 1.032/2022.

4.4. Resultados da Avaliação de Potência

Ao se agregar os duzentos cenários de geração termelétrica e disponibilidade hidrelétrica, aos dez perfis horários de geração eólica e aos perfis únicos horários de demanda, geração solar fotovoltaica, PCH, PCT e MMGD, obtém-se ao final desta etapa dois mil cenários de balanços de potência. A Figura 7 ilustra este processo da Avaliação de Potência.

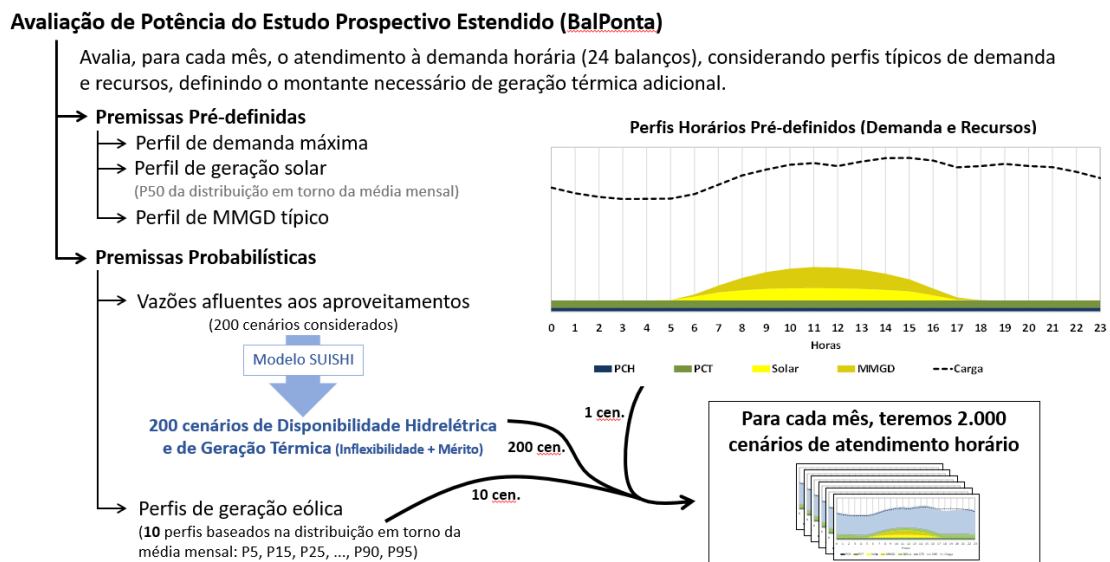


Figura 7: Etapas de Avaliação Energética e de Potência do Estudo Prospectivo

A partir destes cenários de atendimento horário, faz-se um tratamento estatístico com foco na necessidade de despacho adicional de geração termelétrica, nos horários em que houve o esgotamento do recurso hidrelétrico, considerando-se a preservação do montante a ser alocado para a FPM.

Tendo em vista a possibilidade, na etapa da Programação Diária da Operação, dos produtos resultantes do mecanismo de RD serem acionados em substituição à geração termelétrica adicional, visando a redução dos custos de operação, este tratamento estatístico, que será detalhado na seção 5 a seguir, permitirá a definição dos parâmetros operativos necessários para a caracterização dos produtos de RD a serem demandados no Mecanismo Competitivo. Vale ressaltar que as figuras integrantes das seções 4 e 5 deste documento são meramente ilustrativas, visando apenas facilitar o entendimento do leitor, e não apresentam validade quantitativa.

5. Metodologia para Definição dos Parâmetros do Mecanismo Competitivo

Conforme apresentado na seção 4, a identificação das necessidades sistêmicas de atendimento à demanda horária de ponta será utilizada como insumo para subsidiar a decisão do ONS de realização de um Mecanismo Competitivo de RD até 12 meses à frente. A partir deste estudo, serão definidos os principais parâmetros para a contratação do Produto Disponibilidade de RD.

A metodologia busca estimar o valor máximo a ser pago para diferentes parcelas de RD para o SIN, simulando, para diferentes cenários de disponibilidade hidrelétrica e geração termelétrica despachadas por ordem de mérito, a redução dos custos de operação do sistema com acionamento de RD, em relação ao atendimento adicional à demanda horária sendo realizado exclusivamente com geração termelétrica.

Ao longo da execução da metodologia proposta consegue-se a definição de parâmetros para apoiar a definição das características dos produtos de RD a serem contratados, culminando na definição da curva de demanda que será considerada na seleção das ofertas vencedoras. A metodologia envolve:

- (i) Simulações prospectivas da operação do sistema com o objetivo de avaliar a necessidade de despacho de recursos adicionais para atendimento a demandas horárias elevadas;
- (ii) Estimativa do custo de operação utilizando-se exclusivamente geração termelétrica para atendimento à demanda horária, nas situações descritas no item i;
- (iii) Cálculo da curva de demanda quantidade (MWmed) x preço (R\$/MWh) que representa a disposição a pagar do ONS para os produtos disponibilidade de RD, visando reduzir os custos identificados no item ii.

Na Figura 8, tem-se uma visão geral das principais etapas envolvidas na metodologia para desenho do produto e definição dos parâmetros, tais como os meses de contratação, duração do produto e limite de preço relativo a cada quantidade potencial de redução de RD conforme a seguir.

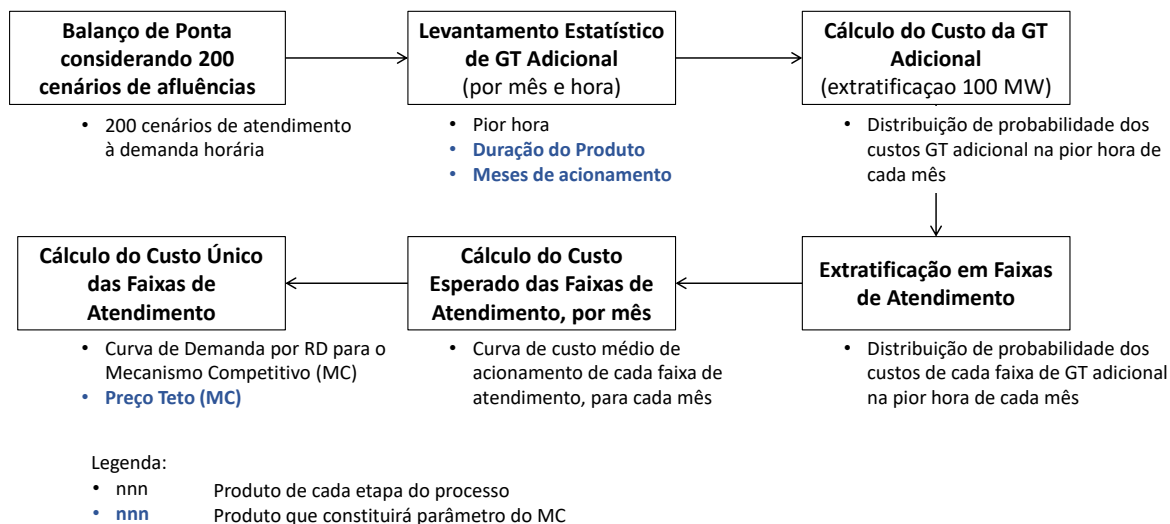


Figura 8: Visão geral das etapas envolvidas na identificação da necessidade de potência, definição dos Parâmetros e Curva de Demanda.

5.1. Meses e Duração do Produto, pior horário e acionamento máximo mensal

Com base nos dois mil cenários de atendimento horário definidos na Avaliação de Potência, em cada mês considerado no Estudo Prospectivo, os montantes de geração térmica (GT) adicional para atendimento de ponta são agrupados nas vinte quatro horas da curva típica do mês.

Dessa forma, tem-se, para cada mês e para cada hora, uma distribuição estatística de dois mil valores de geração térmica adicional para atendimento de ponta. De forma ilustrativa, a Figura 9 mostra Curvas de Permanência, que podem ser elaboradas a partir das distribuições obtidas, associando os montantes de GT adicional à probabilidade do acionamento de valores inferiores ou igual a estes montantes.

Nesta ilustração, considerando por exemplo um estudo que contemplou um período de setembro/2023 a fevereiro/2024, cada gráfico está associado a um horário do dia e, dentro do gráfico, cada curva representa um determinado mês.

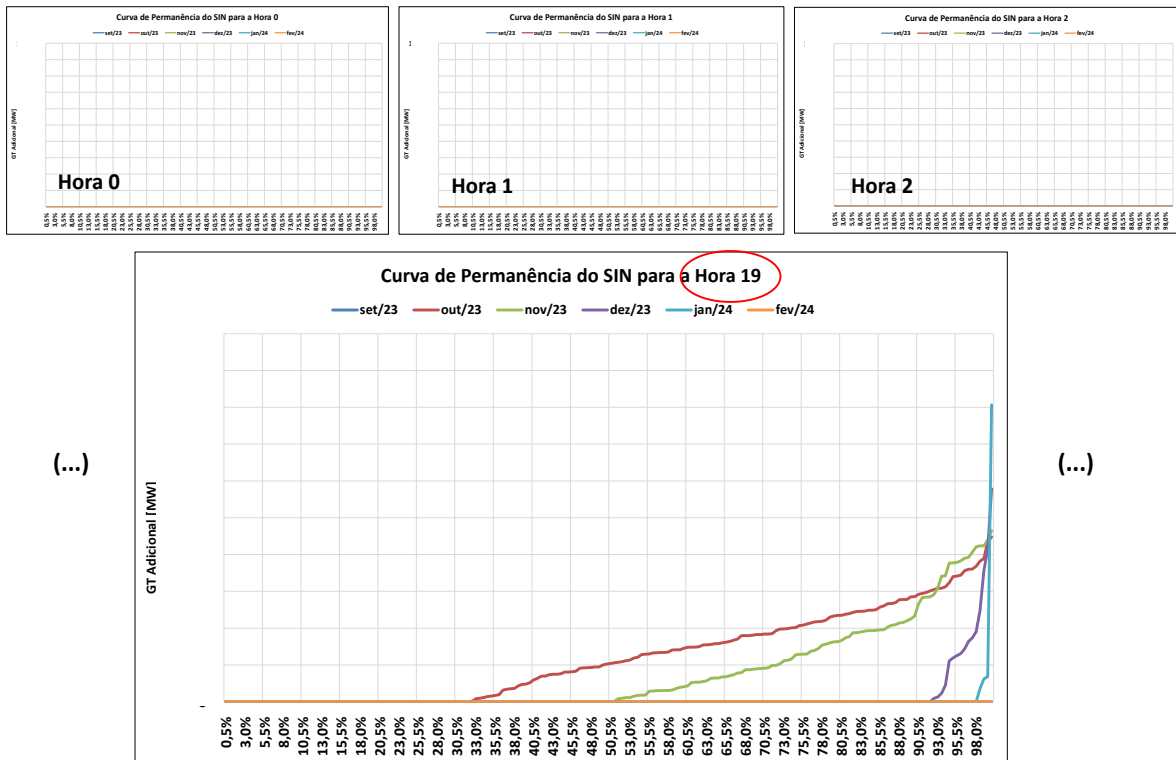


Figura 9: Distribuição acumulada dos montantes de GT adicional

Percebe-se que para as horas 0 a 2, não houve necessidade de despacho de GT adicional em mês nenhum. Para a hora 19, ilustrada no gráfico maior, houve necessidade de despacho nos meses de outubro/2023 a janeiro/2024.

Para a definição dos meses e duração do acionamento de geração termelétrica que poderia ser substituída pelos produtos de RD, será considerado um risco de 10%, para o qual a geração térmica adicional não será plenamente substituída. Em outras palavras, será considerado o percentil 90 (P90) da distribuição. A Figura 10 mostra os horários e meses em que houve acionamento de geração térmica adicional, na consideração do P90 da distribuição.

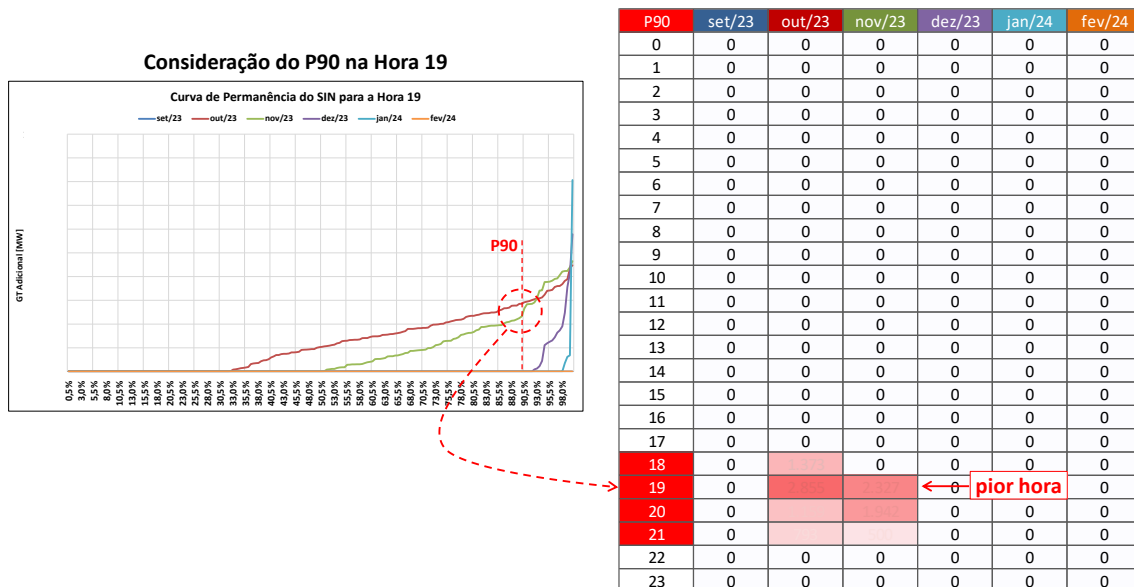


Figura 10: Meses e duração dos períodos de acionamento de GT Adicional

Na consideração do P90, neste exemplo, nota-se a necessidade de potência adicional nos meses de outubro/2023 e novembro/2024, com duração, no mês de pior condição, de quatro horas.

Os montantes de acionamento ainda não são considerados nesta etapa, porém, de forma ilustrativa, e visando a identificação da hora com os maiores montantes de despacho, foi utilizado um mapa de cores para destacar a intensidade deste acionamento. A hora 19 apresentou os maiores montantes de acionamento e será a partir daqui denominada de pior hora.

Após definida a duração pelo método acima, tal valor deverá ser validado com a equipe responsável pela Programação Diária da Operação, que poderá indicar um montante maior, de forma a acomodar até duas horas adjacentes para a realização de procedimentos operativos de transição, visando garantir o pleno atendimento da operação no período inicialmente indicado no estudo.

O período de necessidade sistêmica de adicional de potência, já validado com a equipe de Programação Diária da Operação, será representado por Δt_{RD} , e definirá o parâmetro duração do produto de redução de demanda para aplicação no Mecanismo Competitivo.

Sendo assim, nesta etapa, são definidos os parâmetros número de meses (nm_{RD}), contemplados no Mecanismo Competitivo, os meses propriamente ditos, mes_{RD} (1... nm_{RD}) e a duração do produto (Δt_{RD}).

5.2. Custo de Operação da Geração Térmica Adicional

Considerando que o objetivo do acionamento dos produtos de RD é a redução dos custos de operação, em relação ao despacho puramente com geração térmica adicional, é necessário se calcular este despacho.

Nesta etapa, considerando n_{dias} dias consecutivos de necessidade de potência adicional, em períodos Δt_{RD} cada dia, será calculado o custo de operação desse atendimento sendo realizado exclusivamente com as usinas termelétricas.

O custo de operação com GT, além de considerar somente a geração térmica disponível para atendimento à demanda horária, ou seja, não contemplada no despacho por ordem de mérito, deverá considerar a operação de menor custo respeitando-se as restrições operativas referentes ao *unit commitment* nas usinas termelétricas a serem acionadas adicionalmente:

- Geração mínima;
- Trajetória de acionamento, até atingir a geração mínima;
- Trajetória de desligamento, a partir da geração mínima;
- Taxa de variação na tomada de carga, entre a geração mínima e a disponibilidade;
- Taxa de variação no alívio de carga, entre a disponibilidade e a geração mínima;
- Tempo mínimo com a Unidade Geradora (UG) ligada (T_{ON});
- Tempo mínimo com a UG desligada (T_{OFF}).

A partir do custo de operação ($CO_{p_{\text{GT}}}$), em R\$, para atender um adicional de potência ($GT_{\text{adic}_{\text{total}}}$) em MW, por Δt_{RD} horas em n_{dias} dias consecutivos, pode-se definir um custo médio de operação ($CMedOp_{\text{GT}}$) em R\$/MWh como:

$$CMedOp_{\text{GT}} = CO_{p_{\text{GT}}} / (GT_{\text{adic}_{\text{total}}} \times n_{\text{dias}} \times \Delta t_{\text{RD}})$$

Dessa forma, considerando esta condição, o custo de acionamento dos produtos de RD tem que garantir uma redução de custos em relação ao despacho puramente com GT.

5.3. Discretização do Custo de Operação

Considerando a substituição da geração térmica por produtos de RD, a discretização do montante total necessário em parcelas menores permite uma diferenciação quanto ao custo de oportunidade de se substituir estas parcelas menores. Em outras palavras, considerando esta discretização, as primeiras parcelas de RD apresentam um custo de oportunidade maior, por estarem substituindo as usinas térmicas com o maior $CMedOp_{\text{GT}}$, que compõem o despacho adicional originalmente. À medida que outras parcelas de RD vão promovendo esta substituição, menor é o custo de oportunidade da próxima parcela.

A Figura 11 ilustra a diferenciação dos custos de oportunidade obtida a partir da discretização dos montantes de geração térmica substituída, em parcelas menores desta substituição.

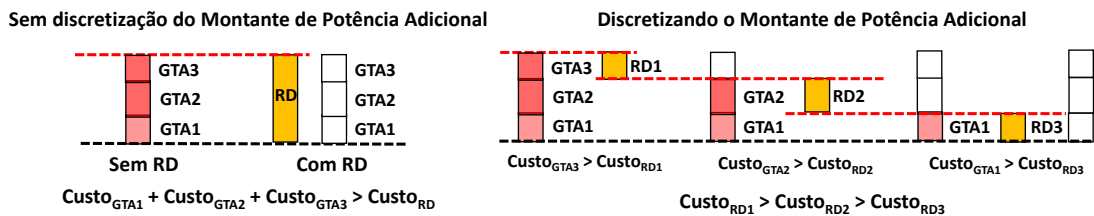


Figura 11: Discretização dos Montantes de Geração Térmica Substituída por RD

No Mecanismo Competitivo, a discretização da geração térmica adicional total em parcelas menores vai permitir a construção da Curva de Demanda pelos produtos de RD, com custos decrescentes. Em função do limite máximo proposto para o tamanho dos montantes a serem ofertados no Mecanismo Competitivo a discretização adotada na análise será de 100 MW.

5.4. Distribuição de probabilidade do acionamento de cada parcela de GT

Dessa forma, considerando-se as distribuições de potência adicional necessária explicadas no item 5.1, para cada condição de acionamento, associada à probabilidade, serão definidas parcelas menores, acionadas até atender o adicional de potência ($GT_{adic_{total}}$) e os respectivos custos médios.

Vale lembrar que, em cada condição de acionamento, apesar das parcelas serem de mesmo tamanho, o custo associado poderá ser diferente, a depender das térmicas já despachadas por ordem de mérito, que não irão compor o despacho adicional.

A partir das associações calculadas, entre parcelas de potência adicional e os custos médios de acionamento, e considerando que cada parcela terá a sua probabilidade associada, os custos médios de acionamento de cada parcela são rearranjados em novas distribuições de probabilidade. Desta forma, obtém-se novas Curvas de Permanência de custos de acionamento com GT, para cada mês e cada parcela de potência adicional, conforme ilustra a Figura 12 que, de forma ilustrativa, considera a discretização em parcelas de 100 MW.

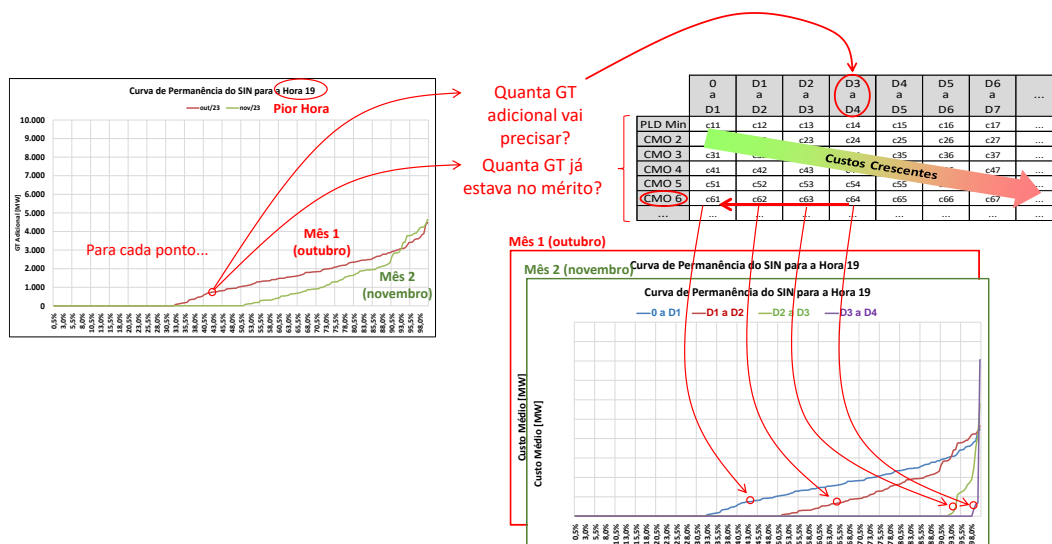


Figura 12: Obtenção das Curvas de Permanências dos Custos de Acionamento/Parcela

5.5. Curva de Demanda dos produtos de RD do Mecanismo Competitivo

Desta forma, obtém-se, para cada mês de acionamento, uma série de Curvas de Permanência, referente aos custos médios das parcelas de acionamento. A partir destas distribuições, calcula-se o valor esperado do custo de acionamento de cada parcela, como mostrado na Figura 13.

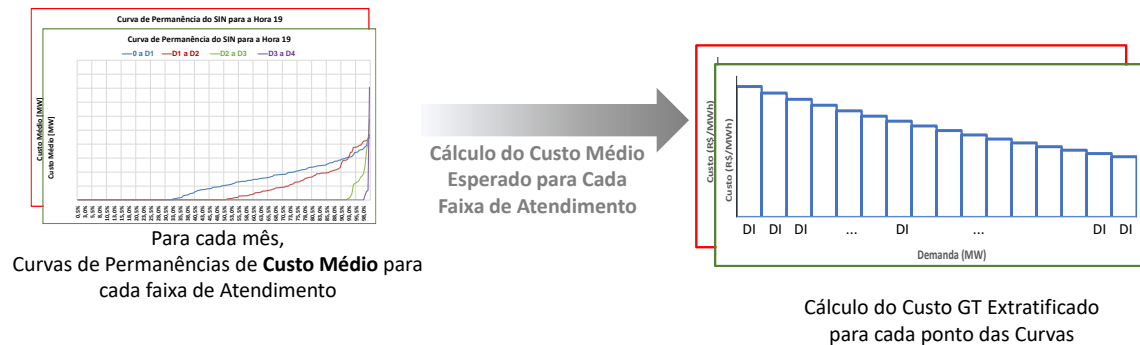


Figura 13: Obtenção das Curvas de Permanências dos Custos de Acionamento/Parcela

A curva única de demanda dos produtos do mecanismo definitivo será obtida pela média das curvas mensais, por parcela, como mostrado na Figura 14.

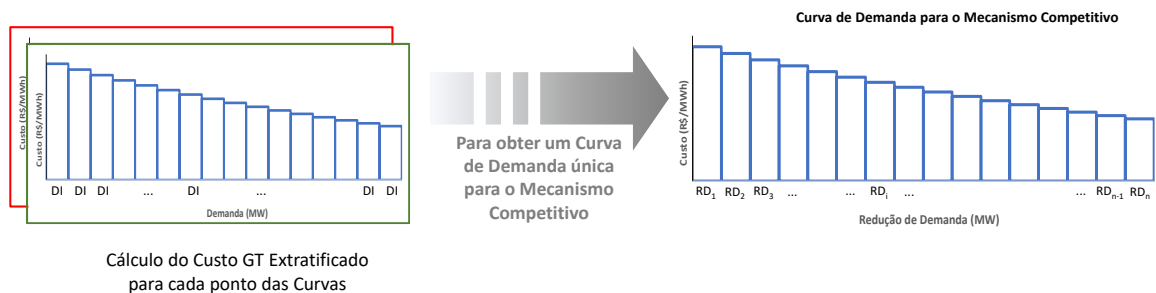


Figura 14: Obtenção da Curva de Demanda do Mecanismo Competitivo / Parcela

A partir da Curva de Demanda acima determinada, pode-se definir o limite orçamentário do Mecanismo Competitivo como a área da Curva.

Além disso, devido ao caráter do processo de *Sandbox*, para o qual ainda não se conhece a confiabilidade do cumprimento das ofertas em operação, e devido à ausência de um histórico de acionamento de RD no SIN, poderá ser estabelecido um limite máximo também para o montante total a ser contratado no Mecanismo Competitivo.

Este limite poderá ser definido com base em um valor de demanda cujo não atendimento consiga ser absorvido pelos procedimentos já estabelecidos para a operação em tempo real, sem conduzir risco ao SIN.

A Figura 15 ilustra a Curva de Demanda dos produtos de RD que balizará as decisões de contratação das ofertas durante a realização do Mecanismo Competitivo.

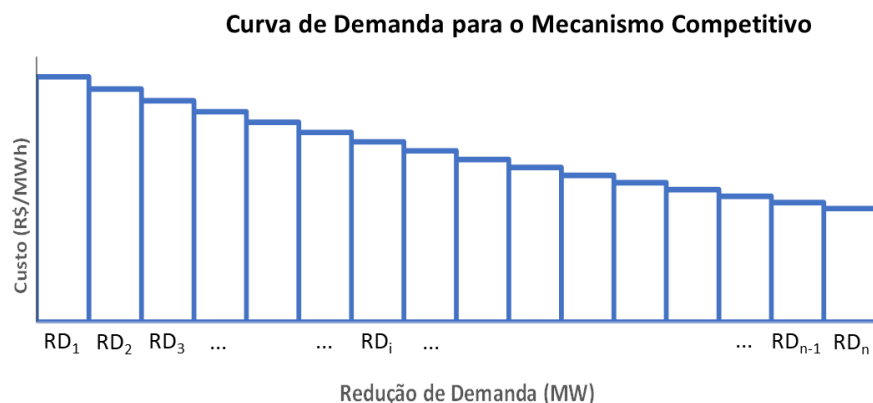


Figura 15: Curva de Demanda dos produtos do Mecanismo Competitivo

Ressalta-se que, caso os preços das ofertas aceitas sejam iguais aos preços máximos de cada faixa definida pela metodologia, não haverá redução de custos em relação ao despacho exclusivo com geração térmica. Desta forma, poder-se-á, em etapa posterior à metodologia de definição da Curva de Demanda dos produtos para o Mecanismo Competitivo, aplicar um fator de redução de todos os custos das parcelas.

5.6. Receita Total

Para a definição da receita total (R_{TOTAL}), em R\$, faz-se necessária a definição do número máximo de acionamentos dos produtos de RD por mês ($n_{AccionRD}^{17}$) para os meses indicados no Mecanismo Competitivo.

Definido este valor, a receita total do acionamento do produto contratado no Mecanismo Competitivo será dada por:

$$R_{Total} = M_{RD} \times Preço_{RD} \times \Delta t_{RD} \times n_{mRD} \times n_{AccionRD}, \text{ onde:}$$

M_{RD} : Montante do produto contratado de RD no Mecanismo Competitivo;

$Preço_{RD}$: Preço, em R\$/MWh, do produto contratado no Mecanismo Competitivo.

A Receita Total (R_{TOTAL}) dará origem à receita fixa a que o ofertante terá direito no caso do cumprimento pleno aos comandos, por parte do ONS, de despacho da redução de demanda, durante a vigência do programa.

6. Considerações Finais

O objetivo deste trabalho foi apresentar uma **visão geral do processo e da metodologia** que estão sendo propostos pelo ONS para operacionalização da contratação do produto Disponibilidade de RD via Mecanismo Competitivo a ser realizado pelo ONS no âmbito deste *Sandbox* regulatório.

Conforme definido na REA ANEEL nº 12.600/2022 que autorizou a realização do *Sandbox* de RD, os parâmetros do Mecanismo Competitivo deverão estar embasados por estudo

¹⁷ O número máximo de acionamentos será definido a partir de avaliação do histórico recente de acionamento de recursos adicionais para atendimento aos requisitos de potência.

técnico elaborado pelo ONS e divulgado no processo de participação social do respectivo Edital de contratação. Nesse sentido, o ONS vem envidando esforços tanto nas evoluções de estudos energéticos para avaliar as condições de atendimento à demanda de ponta, com até um ano de antecedência, bem como no desenvolvimento de metodologia para definição dos parâmetros do Mecanismo Competitivo.

Vale a pena destacar que, para a realização do Mecanismo Competitivo na data prevista, será necessária a extensão de prazo de fim de vigência do *Sandbox* definido pela REA ANEEL nº 12.600/2022 para 1º de outubro de 2024, bem como a aprovação Edital pela ANEEL.

7. Referências

E. M. A. Neves, et al. “Avaliação dos mecanismos de gestão pelo lado da demanda utilizados nos mercados de energia elétrica e oportunidades de evolução para o setor elétrico brasileiro”, SNPTEE, **2015**.

C. Dornellas., E.M.A. Neves, L. Barroso, et al. “*Evaluation of Demand Side Management Mechanisms and Opportunities for their Development in The Brazilian Power Industry*”, Cigré Session, SC C5, **2016**.

Nota-Tecnica-n-054-**2019**-SRG-ANEEL

Nota Técnica EPE-DEE-NT-022/**2019**-r0 - Resposta da Demanda: Conceitos, Aspectos Regulatórios e Planejamento Energético

ONS. Relatório Técnico DTA nº 91/**2022** – Avaliação do Mecanismo de Resposta Voluntária da Demanda;

PSR. Suporte à Implantação de Mecanismo Estrutural de RD - Relatórios 1- 4 (**2023**).

E. M. A. Neves, et al.” Implantação do Programa Estrutural de Resposta da Demanda e Oportunidades de Aprimoramento – Cigré/ERIAC – Foz do Iguaçu – **2023**

E. M. A. Neves, et al. ”Experiência do ONS na Implantação do Mecanismo Competitivo de RD para o produto Disponibilidade” – Cigré/SNPTEE – Brasília – **2023**

Plano da Operação Energética PEN 2023/2027 - **2023**

Minuta de Rotina Operacional Provisória – **2024** (*Em elaboração*)

Minuta de Edital – Mecanismo Competitivo para contratação de produto Disponibilidade de Resposta da Demanda em **2024** (*Em elaboração*)

Minuta de Regras de Comercialização Provisória – **2024** (*Em elaboração*)

Minuta de Procedimento de Comercialização Provisória - **2024** (*Em elaboração*)

8. Legislação

- LEI 13360 2016
- REN ANEEL 792 2017
- REN ANEEL 849 2019
- REN ANEEL 866 2019
- REN ANEEL 887 2020
- REN ANEEL 911 2020
- REN ANEEL 938 2021
- REA ANEEL 12600 2022
- REN ANEEL 1030 2022
- REN ANEEL 1040 2022
- PORTARIA MME 460 2022
- PORTARIA MME 22 2021

9. Resumo Proposta de Mecanismo Competitivo

Características	Descrição preliminar (a definir)
Modalidade	Disponibilidade
Tipo de Recurso	Redução de demanda para atendimento à ponta
Participantes	Agentes Consumidores do ACL e Agregadores
Habilitação	Agente da CCEE, adimplente com as obrigações setoriais; Relação Agregador e Unidade Consumidora agregada formalizada na CCEE, conforme o caso.
Periodicidade do Mecanismo	Sob demanda, conforme necessidade sistêmica.
Quantidade demandada	Não será divulgada. Ex. % da Carga do SIN - Δ a fim de estimular a competição
Preço-teto	Limite orçamentário conforme Edital.
Requisitos Técnicos	Não serão exigidos requisitos de comunicação, supervisão e controle. Necessário declarar disponibilidade na Plataforma de RD durante toda a vigência do contrato.
Garantias Financeiras de Participação	Não neste <i>Sandbox</i>
Tipo de Mecanismo Competitivo	Leilão de venda com preços crescentes, com Lotes discretizados conforme curva de demanda.
Precificação	<i>Pay as bid</i>
Remuneração	Oferta (Receita fixa) + PLD (Receita variável) conforme posição do Agente no Mercado de Curto Prazo e Regras de Comercialização da CCEE.
Formação do Preço	Não. Será considerado no pós-DESSEM
Contrato	Sim
Duração Contrato	Até 1 ano - Ex. 4 meses
Vigência	A definir - Ex: de 1/10/24 a 31/01/25
Janela de disponibilidade ou Grade Horária	Grade horária por subsistema com duração entre 4 às 17h. Ex 6 horas
Linha Base	Dias úteis.
Gatilho de Acionamento	Manutenção da Folga de Potência Monitorada (FPM) e/ou decisão do ONS de utilizar o número máximo mensal de acionamentos contratados.
Interação entre o Programa Estrutural e o Sandbox	Prioritário em relação ao Produto RD "D-1", ou seja, só serão aceitas ofertas do produtos de curto prazo, em caso de ter sido utilizado o número máximo de acionamentos contratados.
Nº min acionamentos	Igual ao número máximo de acionamentos
Nº máx acionamento	A definir: Ex. 16 em toda vigência do contrato.
Oferta Mínima/Máxima	Valores inteiros de 5 MW a 100 MW
Nº de Ofertas permitida por Unidade Consumidora participante	1
Critério de Seleção	Atendimento à Demanda de Referência definida para cada Lote, conforme sistemática estabelecida no Edital.
Antecedência do Acionamento	Dia anterior (D-1) ao despacho até 23h.
Penalidades	Penalidade financeira por indisponibilidade e não entrega da RD acionada pelo ONS, com impactos na contabilização. Pode-se considerar um fator atenuador das penalidades nesta etapa do <i>Sandbox</i> .
Suspensão do Programa em caso de não entrega/indisponibilidade	Eventual inadimplência financeira durante a vigência do contrato será tratada como indisponibilidade e sujeita a aplicação de penalidades até a sua regularização, conforme Regras e PdC. O Agente também estará sujeito a suspensão de participação em Mecanismo Competitivo futuro em caso de não performance.

10. Cronograma Mecanismo Competitivo de RD (preliminar)

Atividades	Datas
• Extensão do Prazo do <i>Sandbox</i>	Até Abril/24
• Desenho Mecanismo Competitivo (Provedor)	Até Abril/24
• Revisão Estudos ONS e Workshop ONS-CCEE	Maio/24
• Minuta de Edital, Rotina Operacional, Regras e PdC	Maio/24
• Participação Pública Edital e Rotina Operacional	Maio/24
• Relatório para ANEEL com Edital para aprovação	Junho/24
• Aprovação e Publicação Edital	Setembro/24
• Registro de Participantes e habilitação	Setembro/24
• Simulação plataforma do Mecanismo	Setembro/24
• Realização do Mecanismo Competitivo	Setembro/24
• Divulgação dos Resultados	Setembro/24
• Assinatura dos Contratos	Setembro /24
• Vigência	Out/24 a Jan/25
• Relatório ONS-CCEE com Análises do <i>Sandbox</i>	Abr/25