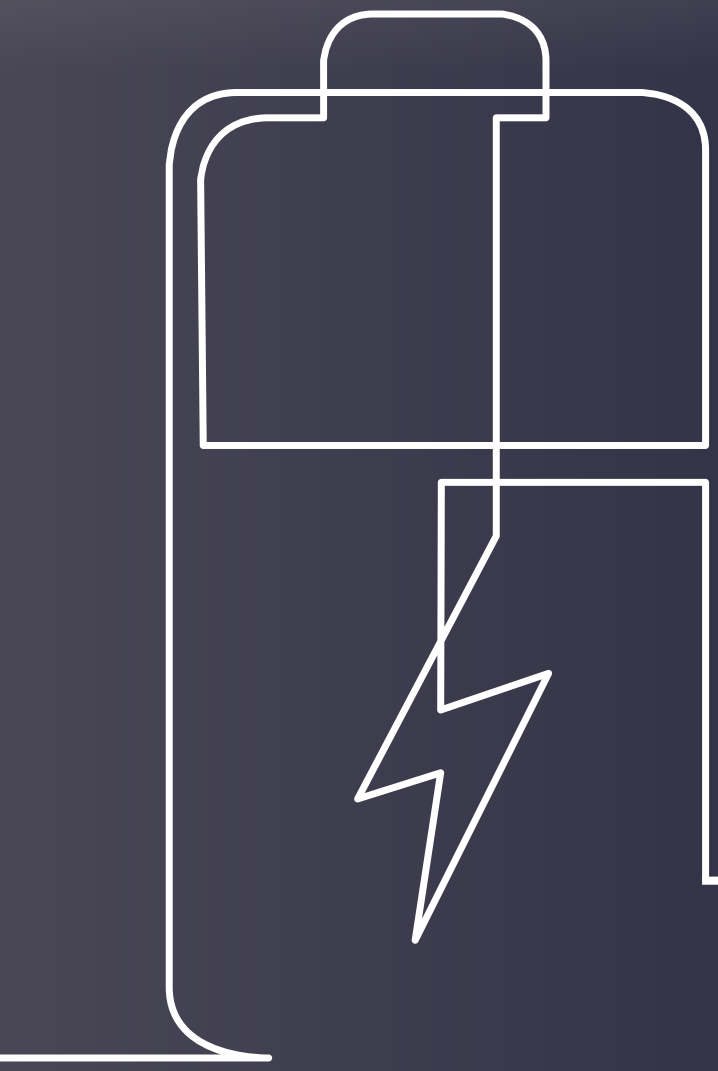


Regulamentação dos sistemas de armazenamento por baterias

Micro e Minigeração Distribuída

Cortez Pimentel & Melcop
ADVOGADOS

Quem somos

O Cortez Pimentel & Melcop Advogados é um escritório de advocacia comprometido em viabilizar projetos e investimentos no setor de infraestrutura, principalmente na área de energia elétrica, através da prestação de serviços de assessoria consultiva e contenciosa. Desde 2021 a equipe do CPMA auxilia os seus clientes no desenvolvimento das melhores soluções jurídicas e regulatórias para os seus negócios.

Lucas Cortez Pimentel

Sócio fundador do **Cortez Pimentel & Melcop Advogados**, com foco de atuação em direito contratual, societário e regulação de energia elétrica.

Graduado em Direito pela UFPE | LLM em Direito Empresarial pela FGV | Diretor Jurídico da ABRAPCH.

lucas@cortezpimentel.adv.br
+55 81 9458-0665

Luiza Melcop

Sócia do **Cortez Pimentel & Melcop Advogados**, com foco de atuação na assessoria jurídica consultiva e contenciosa em direito administrativo, infraestrutura e regulatório de energia.

Graduada em Direito pela UFPE | Mestranda em Economia pelo IDP / SP.

luiza.melcop@cortezpimentel.adv.br
+55 81 9979-0811

Índice

1. Regulamentação dos sistemas de armazenamento por baterias 5

2. Regulamentação proposta para o segmento de MMGD e unidades consumidoras de baixa / média tensão 8

3. Programa de Resposta à Demanda 12

4. É possível que as centrais de MMGD sejam objeto de curtailment / constrained-off? 12

1. Regulamentação dos sistemas de armazenamento por baterias

1. Regulamentação dos sistemas de armazenamento por baterias

1.1. Consulta Pública ANEEL nº 39/2023: Quais são as propostas da ANEEL para a regulamentação dos sistemas de armazenamento por baterias?

O setor elétrico brasileiro encontra-se diante de um **marco regulatório relevante com a regulamentação do uso de tecnologias de armazenamento de energia elétrica**, proposta pela ANEEL por meio da Consulta Pública nº 39/2023.

Iniciado com a abertura da primeira fase da Consulta em outubro de 2023, o processo é aguardado com grande expectativa pelo mercado, tendo em vista que a integração dessas tecnologias é essencial para garantir a continuidade dos avanços tecnológicos no setor e continuidade da transição energética.

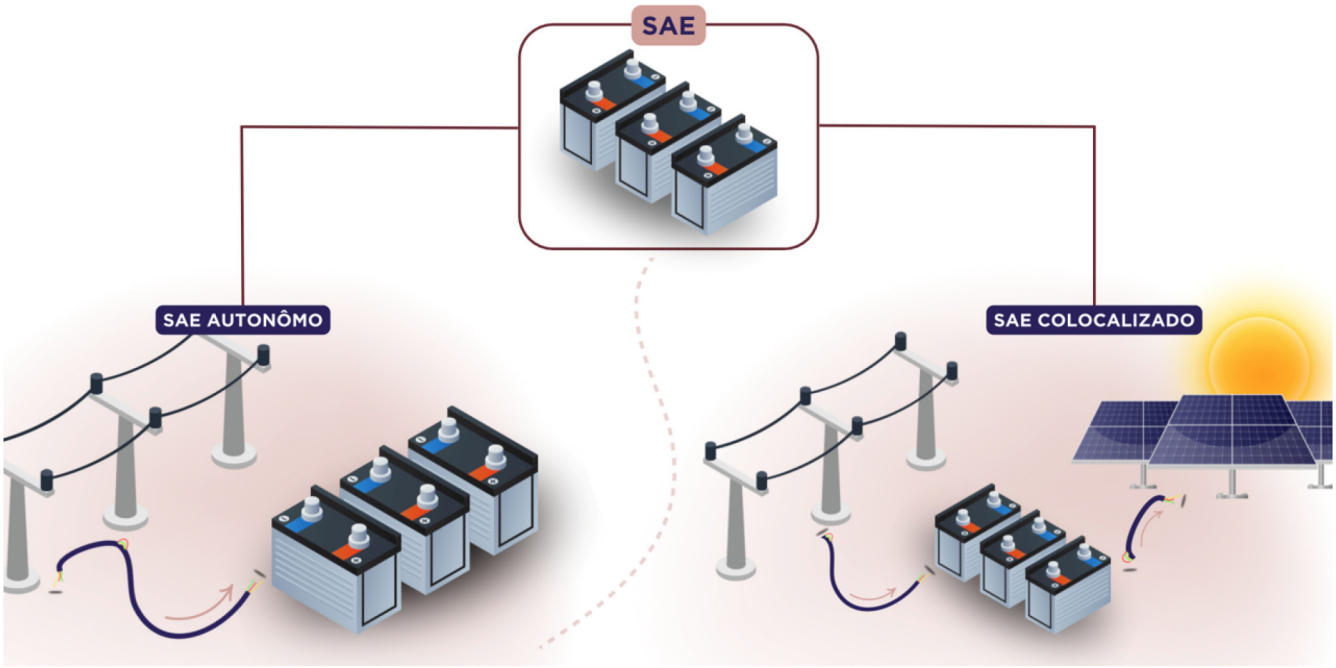
Na 2ª Fase da Consulta Pública nº 39/2023 a Agência propôs[1] a regulamentação das seguintes categorias para a utilização dos sistemas de armazenamento no setor elétrico:

(I) Sistema de armazenamento de energia elétrica (SAE): Conjunto de equipamentos, dispositivos e tecnologias que utilizam energia elétrica para armazenamento de energia em qualquer meio para posterior consumo, injeção na rede ou prestação de serviços ao sistema elétrico.

(II) Sistema de armazenamento de energia elétrica Autônomo (SAE Autônomo):
Sistema de armazenamento de energia que absorve potência elétrica integralmente da rede para posterior injeção ou prestação de serviços elétricos.

(III) Sistema de armazenamento de energia elétrica Autônomo (SAE Colocolizado):
Sistema de armazenamento que absorve potência elétrica, integral ou parcialmente, de central geradora colocolizada, para posterior injeção na rede ou prestação de serviços elétricos.

[1]Módulo 1 – Glossário – Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica. Doc. SIC. ANEEL nº 48550.002173/2024-00.



O período de contribuições a 2ª Fase da Consulta Pública nº 39/2023 foi encerrado em 30/01/2025. De acordo com a Lei nº 13.848/2019 ("Lei das Agências Reguladoras"), a Agência deverá processar as contribuições recebidas e encaminhar o tema para deliberação final da Diretoria Colegiada da ANEEL. A Agenda Regulatória da ANEEL previu que a regulamentação dos sistemas de armazenamento deverá ocorrer em 2025.

2. Regulamentação proposta para o segmento de MMGD e unidades consumidoras de baixa / média tensão

2. Regulamentação proposta para o segmento de MMGD e unidades consumidoras de baixa / média tensão

No âmbito da 2ª Fase da Consulta Pública nº 39/2023, a Agência[2] se manifestou no sentido de que **nos casos em que haja o SAE colocalizado em unidade consumidora de baixa ou média tensão, para a qual não há a outorga como PIE, não será possível a injeção de energia na rede elétrica proveniente do BESS**. Ou seja, deverá ser assegurado que o descarregamento do BESS atenda somente ao consumo interno da unidade.

Contudo, há uma exceção para os casos em que as unidades consumidoras possuem **sistemas de microgeração ou minigeração distribuída**, hipótese na qual o SAE poderá injetar energia na rede elétrica, sendo carregado por meio da rede e/ou da própria central geradora, sendo necessário, para tanto, o atendimento à REN 1.000/21 e a Lei 14.300/22, os quais já permitem a adição do BESS à MMGD.

Por meio da Consulta Pública nº 39/2023, a ANEEL[3] propõe o **aperfeiçoamento dos procedimentos de acesso dos sistemas de armazenamento à rede de distribuição**, com o objetivo de mitigar assimetrias de informação entre as distribuidoras e os usuários da rede de distribuição. Abaixo, destacam-se as principais propostas para a alteração da REN 1.000/21:

• A solicitação de orçamento de conexão será **obrigatória para a instalação de SAE colocalizado ou conexão de SAE autônomo**, devendo o usuário informar à distribuidora os valores máximos de potência de carga e descarga do sistema de armazenamento, medidos em kW.

• A distribuidora deverá elaborar um **único orçamento para essa instalação**, devendo incluir, dentre as informações dos sistemas de telecomunicações, proteção comando e controle, a comprovação de que as adequações atribuíveis a central geradora, armazenador autônomo, exportador ou importador são necessárias exclusivamente em função da conexão, de forma a manter grau equivalente de desempenho do sistema em relação à condição anterior à conexão.

• O **prazo de obras de responsabilidade da distribuidora**, indicado no Orçamento de Conexão, deverá ser **suspenso na hipótese de haver pendência da apresentação do ato autorizativo para o SAE autônomo**. Nessa hipótese, caso a suspensão seja superior a um ano, a distribuidora poderá encerrar os contratos celebrados com o usuário, excetuadas as hipóteses em que a ultrapassagem do prazo tenha ocorrido 1) por não conclusão dos processos na ANEEL e/ou no ONS; ou 2) por circunstâncias caracterizadas como excludente de responsabilidade do usuário e/ou configurado evento de caso fortuito e/ou de força maior. Nessas hipóteses, a prorrogação do prazo para a apresentação do ato autorizativo deverá ser prorrogada por períodos sucessivos de **90 dias**, contudo, o usuário deverá solicitar a prorrogação, fundamentada, com a **antecedência de 30 dias** em relação ao encerramento do prazo originário.

• Os **contratos relacionais com a distribuidora** (Ex.: CUSD/CCER/Acordo Operativo) deverão ser celebrados **pela central geradora ou pelo SAE autônomo** que faça o uso do mesmo ponto de conexão para consumir ou injetar energia, de forma a haver um único CUSD na modalidade de caráter permanente. Para os **casos em que já há contratos previamente celebrados, a distribuidora deverá proceder com o ajuste dos instrumentos**, devendo o usuário informar, no pedido do Orçamento de Conexão, a proposta com os novos valores a serem contratados. O CUSD deverá conter as datas para a entrada em operação em tese e comercial de cada unidade de central geradora e/ou do SAE, na hipótese de dessas etapas não ocorrerem de forma simultânea para os sistemas.

• Para **novas instalações de central geradora com SAE localizado, a demanda contratada de injeção deve ser o valor declarado de sua máxima potência injetável** (valor maior ou igual à diferença entre a potência instalada e a carga própria), com a possibilidade do desconto da potência máxima de carga do sistema de armazenamento em kW. Contudo, o desconto da potência será limitado até 15% da máxima potência injetável da central geradora (o percentual que deverá ser calculado com base apenas na potência do sistema de geração). O desconto da potência não será aplicável para os casos em que o SAE esteja comprometido com despachos de potência pelo ONS ou pela distribuidora.

• Os **benefícios tarifários de redução nas tarifas aplicáveis ao consumo destinado às atividades de irrigação e de aquicultura**, dispostos no art. 186 da REN 1.000/21, **não serão aplicáveis à unidade consumidora com SAE colocalizado**.

• Será constituída a **modalidade tarifária de armazenamento autônomo para o SAE autônomo conectado à rede de distribuição**. A modalidade será caracterizada por tarifas de demanda, independe das horas de utilização do dia, para a injeção de energia no sistema. Para o perfil de consumo deverão ser utilizadas as modalidades tarifárias aplicáveis às unidades consumidoras, de acordo com os subgrupos tarifários.

• O **faturamento da demanda contratada** para o SAE autônomo ou para a central geradora com o SAE colocalizado que faça o uso do mesmo ponto de conexão para consumir ou injetar energia deve contemplar **parcela associada à cada forma de uso do sistema**, se para consumir ou para injetar.

Dentre os pontos elencados, é possível ver que atualmente **não há previsão da atribuição de sinal de preço tarifário horário diferenciado** para os usuários que utilizam o SAE de forma autônoma ou colocalizado à central geradora / MMGD.

Assim, a constituição de um incentivo tarifário específico para o uso dessas tecnologias deverá ser precedida de proposta legislativa e/ou de opção fundamentada do regulador, inclusive se esta alternativa regulatória for desenhada como forma de mitigar os efeitos de curtailment que podem vir a afetar as centrais geradoras conectadas à distribuição e/ou de modo a eficientizar o uso da rede elétrica em face do problema da Curva do Pato.

3. Programa de Resposta à Demanda

4. É possível que as centrais de MMGD sejam objeto de curtailment / constrained-off?

3. Programa de Resposta à Demanda

A Agência[2] possui o entendimento de que atualmente é **viável a utilização do BESS pelos usuários cadastrados no Programa de Resposta da Demanda**, sem que seja necessário, para tanto, a edição de normativo específico. Nesses casos, os sistemas colocalizados são "*behind the meter*".

Um dos pontos de aperfeiçoamento mapeado pela Agência diz respeito à revisão da linha base de consumo desses perfis dentro do Programa, vez que esta linha é o parâmetro utilizado para o cálculo da redução do consumo e cujo comportamento poderá ser alterado pelos ciclos de carga e descarga do SAE.

4. É possível que as centrais de MMGD sejam objeto de curtailment / constrained-off?

Por definição concedida pela Resolução Normativa nº 1.030/2022, os eventos de *curtailment / constrained-off* ocasionam a redução da produção de energia por centrais geradoras despachadas centralizadamente ou conjuntos de centrais geradoras consideradas na programação decorrente de comando do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, que tenham sido originados externamente às instalações das respectivas centrais geradoras.

Assim, por definição, **tais eventos ainda não afetam as centrais de micro e minigeração distribuída**, inexistindo regulação própria para tanto até o presente momento. A possibilidade dessa regulamentação encontrará alguns desafios:

1) Cálculo dos benefícios dos recursos energéticos distribuídos: A proposta de regulação deve considerar as externalidades positivas e negativas advindos dos sistemas de MMGD, devendo ser calculados, a exemplo, os benefícios advindos dos REDs e o seu grau de influência na ocorrência e/ou no agravamento dos problemas ligados à Curva do Pato e/ou à (in)flexibilidade da operação da rede elétrica.

[2]Itens 346 – 352 da Nota Técnica nº 266/2024 – SGM – SCE-STD-STE/ANEEL, de 05/12/2024. Doc. SIC. ANEEL nº 48550.002173/2024-00.

2) Matriz de obrigações da REN 1.000/21: Com as alterações promovidas pela REN 1.059/23, nos casos de conexões novas e/ou do aumento da potência injetada proveniente de MMGD que implicassem na inversão do fluxo de potência, a distribuidora passou a ter a obrigação de estudar opções para eliminar essas ocorrências, por meio de alternativas como a redução da potência injetável de forma permanente ou a redução da potência injetável em dias e horários pré-estabelecidos ou de forma dinâmica. No entanto, para as conexões existentes à época de edição da resolução, deveriam ser preservadas as condições de acesso deferidas nos Orçamentos de Conexão (Pareceres de Acesso), contratualizadas por meio dos Contratos de Uso do Sistema de Distribuição (CUSDs) e dos Acordos Operativos. Nas hipóteses de conexão de MMGD, a distribuidora poderá interromper o atendimento ao usuário por questões de segurança operativa, no entanto, deverá observar os indicadores do serviço para o seu restabelecimento.

3) Regulação por *benchmark ou yardstick competition*: Especificamente dentro da regulação da ANEEL, a eficiência no atendimento e a qualidade do serviço público de distribuição é definido pelo modelo de regulação em que são estabelecidos critérios paramétricos, baseados nos custos e nos níveis de eficiência de outras empresas operantes no mesmo segmento. Nos casos que afetam a tensão e/ou implicam na interrupção do atendimento ao usuário, a exemplo, os quais podem indicar problemas da distribuidora na operação da rede de distribuição, o Módulo 8 do PRODIST estabelece procedimentos de apuração para a compensação financeira do usuário afetado pelo descumprimento do indicador do serviço da distribuidora. Nesses termos, uma alternativa à regulamentação do tema, caso necessário, é a revisão dos indicadores e/ou de sua forma de apuração. Contudo, não estando vinculado a métricas pré-fixadas, o regulador pode propor outras formas de endereçar o problema regulatório identificado.

Regulamentação dos sistemas de armazenamento por baterias

Micro e Minigeração Distribuída

Cortez Pimentel & Melcop Advogados
Lucas Cortez Pimentel // Luiza Melcop

Cortez Pimentel & Melcop ADVOGADOS

Desenvolvido por
www.manguestudiodigital.com