



CT REG nº 104/2024

São Paulo, 25 de outubro de 2024

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

À Secretaria Nacional de Transição Energética e Planejamento (SNTEP)
Ao Departamento de Planejamento e Outorgas de Geração de Energia Elétrica (DPOG)
Esplanada dos Ministérios - Bloco U - Brasília/DF
CEP: 70.065-900

Assunto: Contribuição da Atlas Renewable Energy à Consulta Pública MME nº 176 de 2024 – LRCAP Armazenamento 2025

Ref. 48360.000272/2024-22

Prezados,

A **ATLAS RENEWABLE ENERGY (Atlas)**, fundada em 2017, detentora de um portfólio de quase 90 usinas, distribuídas nos estados de BA e MG, vem, respeitosamente, congratular a iniciativa deste Ministério de Minas e Energia e apresentar suas contribuições acerca da Consulta Pública MME nº 176 de 2024 (CP 176/2024), acerca das diretrizes para realização do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência, por meio de sistemas de armazenamento, de 2025 – LRCAP Armazenamento de 2025.

ATLASRenewableEnergy.co
m
contacto@ATLASren.com

Av. Engenheiro Luis Carlos Berrini,
105, Ed. Berrini One, - 7º andar
04571-010, São Paulo – SP
BRASIL



Ademais, sendo o que nos cumpria para o momento, reforçamos nossos votos de elevada estima para com esse MME, bem como permanecemos à disposição para quaisquer esclarecimentos adicionais que se façam necessários pelo contato de Priscilla Albuquerque Carvalho, e-mail regulatorio@atlasren.com; telefone (11) 97511-5921

Atenciosamente,

DocuSigned by:

Manoel De Andrade

1F0920F99F3C4BB...

Manoel de Andrade Lira Neto
Representante Legal

1. A ATLAS RENEWABLE ENERGY

A Atlas é uma empresa internacional de geração de energia renovável que vem desenvolvendo, financiando, construindo e operando soluções de energia nas Américas desde o início de 2017. Com uma equipe de profundo conhecimento do mercado global de energia e energia renovável, e com o mais longo histórico na indústria de energia renovável na América Latina, possui quase 5 GW em projetos de energia renovável pelo Brasil, Chile Uruguai e México.

Sediada em Miami, atualmente possui cerca de 1,6 GW de parques em operação no Brasil e cerca de 1,2 GW na América Latina (Chile, México, Uruguai), além de um vasto portfólio de projetos de geração e armazenamento de energia a entrar em operação na América Latina (incluindo também a Colômbia) e Europa (incluindo a Espanha). Adicionalmente, no Brasil, possui cerca de 1,2 GW em construção a entrar em operação até fevereiro de 2026.

A Atlas é amplamente reconhecida por seus altos padrões no desenvolvimento, construção e operação de projetos de grande escala, bem como um histórico profundo e duradouro em ESG e desenvolvimento sustentável.

Líder em geração de energia limpa na América Latina, possui também experiência em soluções de armazenamento de energia, **tanto para projetos com bateria autônoma (standalone) quanto para projetos que integram baterias a sistemas de geração renovável**. Ambos os casos estarão operacionais até o início de 2026 no Chile e resultam em uma capacidade de armazenamento de 400 MW por 4 horas. Estes casos serão detalhados adiante.

2. INTRODUÇÃO

A contratação de reserva de capacidade foi regulamentada pelo Decreto nº 10.707, de maio de 2021, sob a necessidade de uma reserva de usinas para suprir os períodos de ponta do Sistema Interligado Nacional e garantir a manutenção dos reservatórios das UHEs e da saúde do SEB.

Em dezembro 2021, foi realizado o primeiro leilão desta modalidade, com suas diretrizes aprovadas pela Portaria 20/GM/MME de agosto de 2021. O leilão contou com dois produtos: (i) Produto Energia (compromisso de entrega de energia, por quantidade, em MWmédio) e (ii) Produto Potência (Disponibilidade de potência em MW).

O Leilão contou, apenas, com lances do produto Potência, por meio de participação de empreendimentos de geração térmica, deixando de fora, fontes renováveis e de armazenamento de energia, devido ao caráter de despacho das eólicas e solares e a necessidade de *“grande esforço legislativo e regulatório”* para permitir que as baterias fizessem parte dos produtos do leilão.

Em março de 2024, foi aberta a Consulta Pública nº 160/2024, para contribuições à minuta de Portaria de Diretrizes para realização do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência - LRCAP 2024. Na ocasião, os sistemas de armazenamento não faziam parte dos produtos a serem ofertados no referido Leilão.

Diante da visão ampla da Atlas sobre a implantação de sistemas de armazenamento, tornou-se oportuna a contribuição da Empresa favoravelmente à inclusão dos sistemas de armazenamento por meio de baterias, tal como já relato por este MME na NT N° 125/2024/DPOG/SNTEP, em linha com outras 124 contribuições, maior número de contribuições dentre as categorias, as quais originaram discussões mais aprofundadas por este Ministério, Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e Empresa de Pesquisa Energética – EPE.

Como resultado foi aberta a CP 176/2024, que traz as diretrizes para a realização de um Leilão de Reserva de Capacidade - LRCAP na forma de Potência, para contratação de potência elétrica, a partir de sistemas de armazenamento (baterias), a ser realizado no primeiro semestre de 2025.

Segundo o relatório PAR-PEL divulgado no ano 2024, apenas em relação às fontes eólicas e solares (incluindo a MMGD), espera-se um acréscimo de cerca de 25 GW até o ano 2027. Neste mesmo período, é identificado um aumento de apenas 8 GW de carga. Fica evidenciada uma sobre-oferta de energia no país, que deve ser melhor aproveitada na operação do Sistema Interligado Nacional existente, assim como sua expansão no médio prazo.

Tipo	2023	2024	2025	2026	2027
Hidráulica	101.167	101.167	101.217	101.217	101.217
Térmica ⁽¹⁾	26.281	26.296	26.915	27.545	26.337
PCH	7.286	7.396	7.598	7.774	7.889
MMGD	26.022	30.265 32.608	33.808 36.218	36.762 39.039	39.520 42.260
Biomassa	15.504	16.347	16.630	16.693	16.713
Eólica	27.428	32.405 35.630	34.427 37.030	34.737 38.180	34.737 38.180
Solar	10.754	15.747 31.810	18.627 40.480	20.224 44.220	20.424 44.220
Total	214.442	229.623 251.254	239.842 266.708	244.952 274.668	246.837 276.816

⁽¹⁾ Geração considerada no PAR/PEL 2023 que contempla CUST assinado.

⁽²⁾ Previsão de MMGD informada pelas distribuidoras para o PAR/PEL 2023 (Maio/2023).

⁽³⁾ EOL + UFV com parecer emitido ou em andamento: +19 MW em 2027.

⁽⁴⁾ Estão sendo desconsideradas as gerações das usinas termelétricas que não possuem Contrato de Compra de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) e excluídas as gerações a partir da data de término dos respectivos contratos

Figura 1: PAR-PEL 2024

Reitera-se a importância do LRCAP como um mecanismo que, além de atender os requisitos de suprimento à ponta de carga, permite também fomentar uma operação otimizada, uma vez que melhor aproveita as tecnologias renováveis, garantindo uma matriz de reserva diversa, com custo de disponibilidade muito mais saudável à modicidade tarifária, bem como aproximar, ainda mais, o Brasil dos parâmetros de excelência em sustentabilidade.

O LRCAP apresenta ao Brasil uma oportunidade histórica de abrir uma nova frente na redução de emissão de gases do efeito estufa, uma vez que, por meio de contratação de produto baseado em tecnologias de armazenamento, permite uma melhor modulação e otimização da cesta de fontes renováveis do país.

Portanto, pela presente, a Atlas vem, novamente, parabenizar este Ministério pelas ações interpostas e esforços implementados para que o LRCAP Armazenamento se torne concreto para o setor.

3. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL DA ATLAS NA IMPLANTAÇÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO

Toma-se como exemplo o Chile, um país vanguardista em termos de desenho de mercado energético, desde a desverticalização do seu setor elétrico, em meados dos anos 80, a qual promoveu forte competição entre novos players no mercado.

Quando a demanda por energia é alta e a oferta é limitada, os preços tendem a subir, por outro lado, caso a oferta seja abundante e a demanda for baixa, os preços tendem a cair, especialmente no âmbito do mercado de curto prazo. A maioria dos projetos de sistemas em implantação estão na região norte do país, a qual possui um forte potencial solar. O uso desses sistemas permitirá uma maior flexibilidade e segurança operativa, conforme pode ser observado a seguir (para o dia 05 de agosto de 2024):

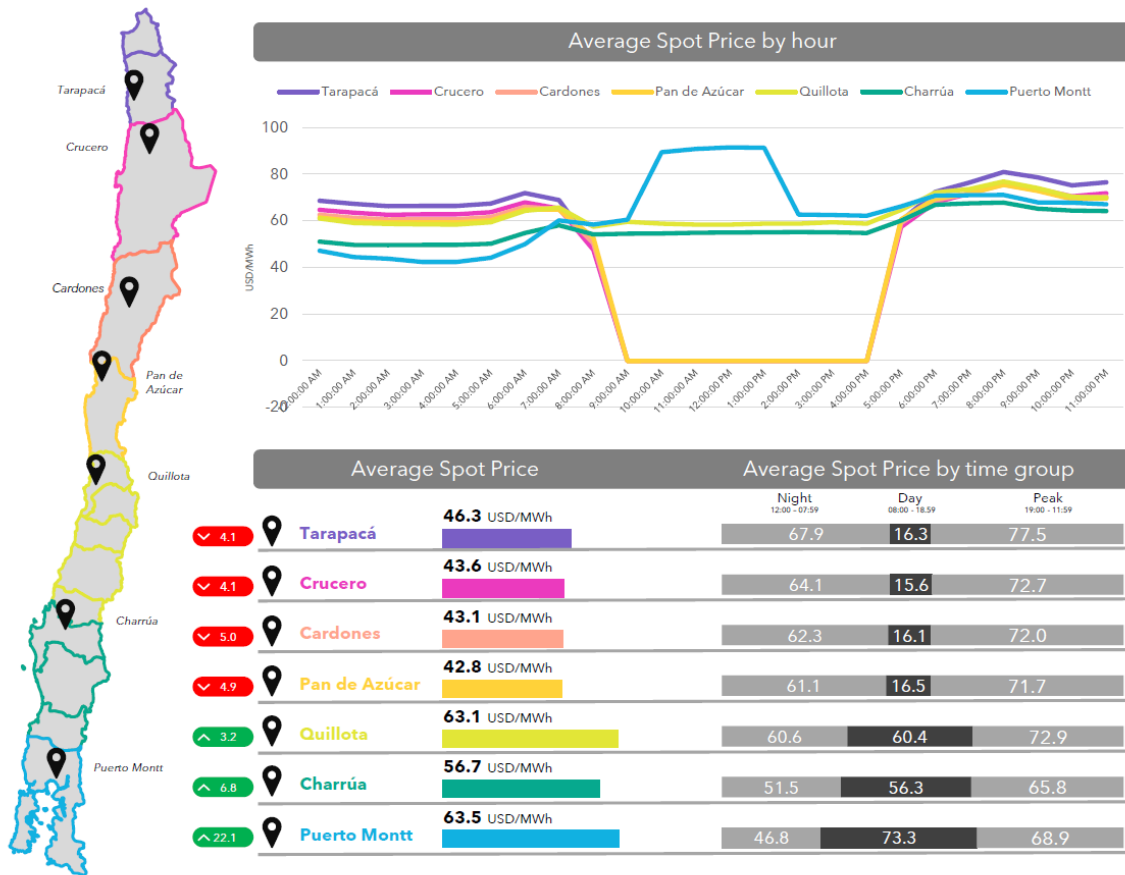


Figura 2 - Grid & zero energy consulting

No contexto de armazenamento, em função dos sinais de mercado, o Chile também tomou a dianteira no tema e o desenvolvimento de projetos impulsionou a atualização da regulamentação. Embora ocorram operações para atendimento de energia, **a regulação chilena está consolidando o arcabouço de reconhecimento de potência (capacidade) e de novo regramento de operação para os SAE.** Este conjunto de regramentos deve estar definido até o primeiro trimestre de 2025.

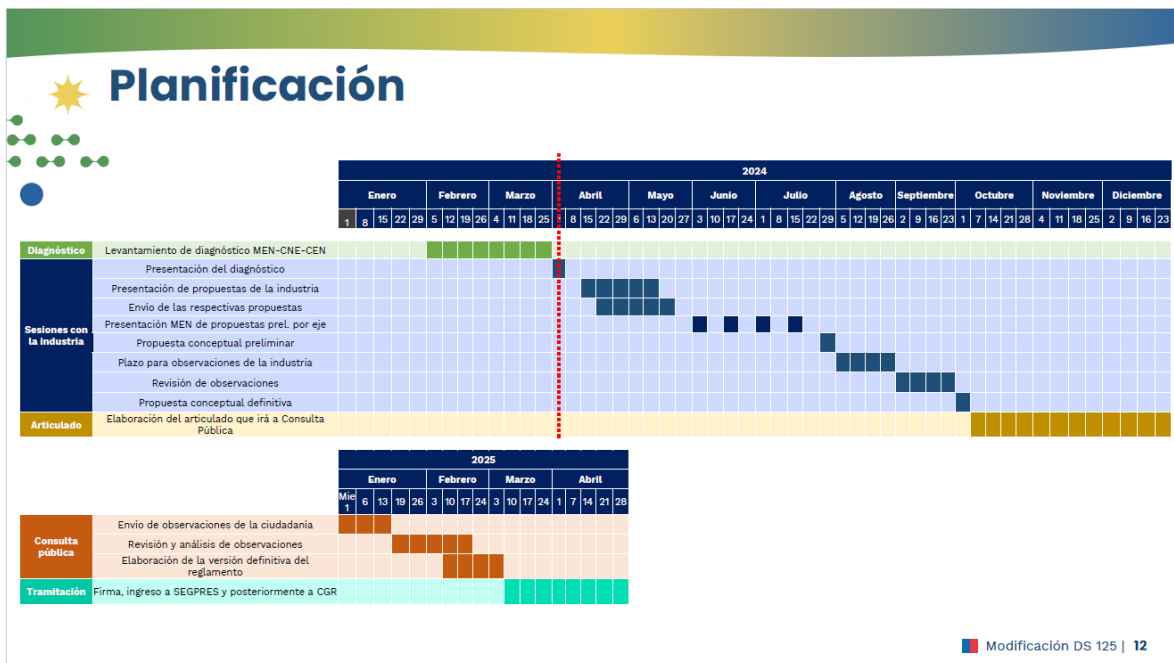


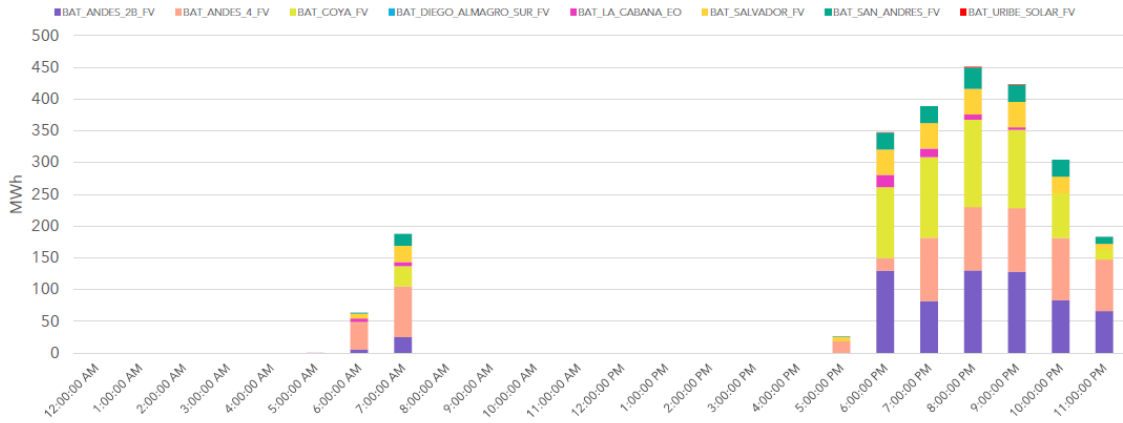
Figura 3 - Diagnóstico Modificación Reglamento de Coordinación y Operación DS125/2017 – Ministerio de Energía – Gobierno de Chile

A proposta atual é que ocorra um reconhecimento de potência a partir da capacidade de horas que os SAEs podem ofertar, conforme tabela a seguir:

Capacidade (horas)	Reconhecimento
<1	0
1	36%
2	65%
3	85%
4	98%
>5	100%

Retomando a análise verificada no início da seção, para o dia 05 de agosto de 2024, destaque para um exemplo de operação de alguns sistemas de armazenamento:

BESS Average Injections by hour



Average Contribution of Main BESS Injections

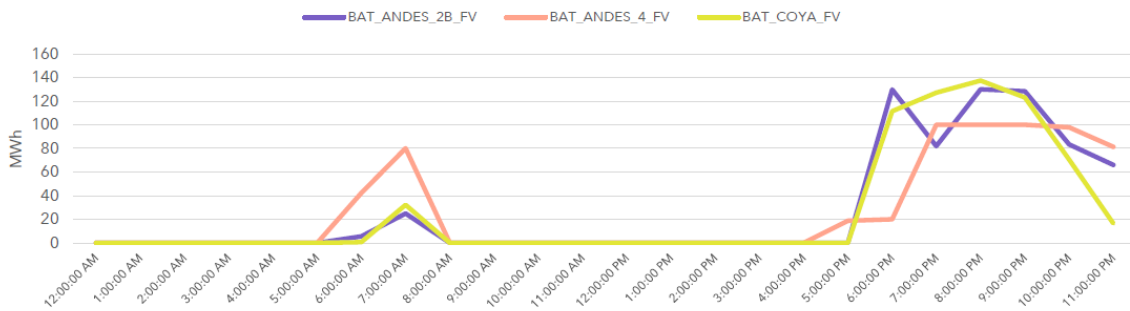


Figura 5 - Grid & zero energy consulting

SAE-CRCA-PFV-ANDES2B	112MW/560MWh/5hrs
SAE-CRCA-PFV-SALVADOR	50MW/250MWh/5hrs
SAE-CRCA-PFV-COYA	139MW/638MWh/4,5hrs
SAE-CRCA-PFV-URIBE-SOLAR	2,5MW/5MWh/2hrs
SAE-CRCA-PFV-SAN-ANDRES	35MW/175MWh/5hrs
SAE-CRCA-PFV-ANDES4	130MW/650MWh/5hrs

Até o início de 2026 estarão operacionais no Chile projetos de sistemas de armazenamento concebidos e a serem operados pela Atlas em duas modalidades

distintas: um sistema autônomo e outro integrado a um projeto de geração. O primeiro, **“BESS del Desierto”**, está em construção e desponta como um dos maiores contratos de armazenamento no Chile, sendo o primeiro sistema independente (bateria autônoma - *standalone*) em grande escala, com capacidade de armazenamento de 200 MW e 4 horas. O segundo é um **sistema integrado de geração solar + armazenamento de energia** e visa fornecer energia “constante (*flat*)” a um acordo de compra e venda de energia, similarmente com capacidade de armazenamento de 200 MW e 4 horas.

O sistema de armazenamento “BESS del Desierto” foi concebido a partir do acordo entre a Atlas Renewable Energy e a COPEC, através de seu “*trader*” de energia, a EMOAC, e prevê o armazenamento de energia para a descarga de aproximadamente 3,6 TWh de energia sustentável na rede em horários de pico de demanda **durante 15 anos**. Ademais, o projeto “BESS del Desierto” irá descarregar cerca de 280 GWh por ano na rede, evitando a redução da oferta da energia renovável gerada durante o dia a partir de fontes solares e garantindo maior segurança e disponibilidade ao fornecimento de eletricidade na região e no país.

O segundo caso é um projeto de energia renovável com um sistema integrado de armazenamento de energia em bateria no Chile. Este fornecimento está sob a égide de um acordo de compra de energia (PPA) entre a ATLAS e Codelco, empresa estatal de mineração chilena e a maior produtora de cobre do mundo, para o fornecimento de 375 GWh de energia 24 horas por dia, 7 dias por semana, 365 dias por ano.

Um resumo é apresentado no quadro abaixo:

Cliente	COPEC	CODELCO
Modalidade receita	Receita fixa	Entrega de energia 24 horas / 7 dias da semana para contrato de compra e venda de energia usando geração solar e SAE
Energia [GWh/ano]	292	375
Projeto	BESS del Desierto	Estepa Solar + BESS
Capacidade instalada [MWp]	200	202

Figura 6: Quadro Resumo de Contratos de BESS Atlas no Chile

Embora sejam firmadas diversas transações comerciais para atendimento de suprimento de energia, ainda que em outras jurisdições, entende-se que os sistemas de armazenamento estão habilitados a operar também com o fornecimento de potência (capacidade). Este tema está intimamente associado a um volume de potência entregue em períodos relativamente mais curtos quando comparados à entrega de energia.

4. DA OUTORGA

Em 22 de setembro de 2020, por meio da Nota Técnica nº 094/2020-SRG/ANEEL, foi instaurada a Tomada de Subsídios nº 011/2020 com o objetivo de obter subsídios para a elaboração de propostas de adequações regulatórias necessárias à inserção de sistemas de armazenamento no setor elétrico brasileiro.

Em outubro de 2023 a ANEEL estabeleceu a abertura da Consulta Pública 39/2023 visando obter subsídios para aprimoramento do Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR, sobre a regulamentação para o Armazenamento de Energia Elétrica, incluindo Usinas Reversíveis.

Na proposta, foi estabelecido um *Roadmap* para debate e regulamentação dos diversos temas e subtemas do Armazenamento de energia elétrica. Especificamente para o 1º ciclo, foram estabelecidas as discussões de armazenamento, com exceção de Usinas

Hidroelétricas Reversíveis de ciclo aberto, a saber: (i) definição; (ii) outorga; (iii) acesso a rede; (iv) acesso a comercialização, (v) eventuais ajustes para a retirada de barreiras regulatórias: Serviços Ancilares, Leilões de Capacidade, Resposta da Demanda, e Leilões Sistemas Isolados. Para fins de conhecimento, à época, de acordo com a Agenda Regulatória do biênio 2022/2023 a previsão de conclusão do o 1º ciclo era 2º semestre de 2024.

A ANEEL apresentou no documento de Análise de Impacto Regulatório – AIR a análise da possibilidade da emissão de outorga, tanto para empreendimentos *standalone*, quanto para usinas já outorgadas, por meio de alteração da outorga, via alterações de características técnica.

Cabe ressaltar que a Atlas reconhece os esforços da ANEEL e MME para publicação da regulamentação, previamente ao Leilão, notadamente corroborada pela aprovação da Agenda Regulatória 2024/2025, aprovada pela Portaria N° 6.904/2024, a qual indica que a aprovação ocorrerá na mesma época do LRCAP.

Ainda que não tenha sido publicado o resultado da referida CP, nota-se pelas contribuições que diversos agentes são favoráveis às duas possibilidades, ou seja, a expectativa do mercado é que não haja restrições quanto ao tipo de autorização de armazenamento para o LRCAP,

Neste sentido, pela avaliação da documentação da CP 176/2024 percebe-se que a Nota Técnica com a minuta da Portaria do Leilão não deixa claro a possibilidade de participação dos dois tipos de outorgas. Ora, restringir a participação de projetos vai na contramão do fomento da fonte, de forma otimizada e certamente de que o empreendedor possa considerar em seu preço vantagens competitivas, benéficas a todos aos consumidores.

Como exemplo, as principais vantagens inerentes à associação de um sistema de armazenamento com geração renovável são: (i) possibilidade de mitigação de perdas por *curtailment* através do deslocamento de energia; (ii) redução do MUST contratado, armazenando a energia deste *clipping* proposital e tornando o perfil de geração mais *flat*. O que resultara na otimização dos recursos existentes e liberação de MUST para novos acessos; (iii) compartilhamento da infraestrutura de transmissão, deixando o custo mais competitivo.

Historicamente em processos licitatórios o MME já emitiu outorgas a despeito da ANEEL, por exemplo, em Leilões de Energia Nova (A-5). Portanto, não tratamos aqui com um mecanismo regulatório inovador, como o setor elétrico já vivenciou processos licitatórios, que necessitavam de refino regulatório após a publicação de diretrizes dos leilões, a Atlas entende que não há óbices para este MME em inserir na Portaria as diretrizes, de forma simplificada, para fins de autorização.

A Atlas entende que é fundamental que este MME não restrinja a participação de empreendedores que já desenvolvem projetos de armazenamento tanto em conjunto à geração, quanto para usinas previamente projetadas para operarem de forma autônoma e, preveja em Portaria a autorização de sistemas de armazenamento com e sem geração independente de regulamentação a ser aprovada pela ANEEL. Isto, em benefício de a atividade de armazenamento de energia no âmbito do setor elétrico brasileiro ser considerada prioritária e de grande relevância para o interesse público.

Portanto, a Atlas propõe que os empreendimentos contratados no LRCAP Armazenamento 2025, sejam autorizados pelo MME, mediante outorga de geração de energia, no caso de sistemas de armazenamento autônomo e para sistemas de armazenamento integrantes de geração nova e, para o caso de sistemas de armazenamento de geração existente.

Atualmente os modelos já consagrados de outorgas de energia, tanto para uma fonte única quanto para fontes associadas preveem esquemas de medição independente, conforme será detalhado seção exclusiva, os quais permitem a devida separação e segurança quanto à produção e injeção de energia no sistema. Essa medição permitirá e deverá compreender por completo as métricas acerca dos períodos de recarga e despacho das baterias.

Para fins de faturamento, a contribuição de despacho de potência dos sistemas de armazenamento para o leilão pode ser medida do lado de alta (incluindo, assim, todas as perdas elétricas) e feita a ponderação com medições no lado de média. Tal qual feita para centrais geradoras compostas por diferentes SPEs. Portanto, não há de se falar a respeito de dificuldades da separação das medições para baterias e as fontes de energia renováveis. Sendo possível assim, a implantação tanto de *standalone*, quanto o armazenamento associado à geração renovável.

Não se deve criar barreiras quanto às possibilidades e versatilidades dos sistemas de armazenamento autônomo e em associação à parques já outorgados ou em processo de desenvolvimento. Assim, a Atlas sugere que não sejam feitas restrições quanto aos modelos de outorga para implantação dos sistemas de armazenamento e que conste nas diretrizes, bem como nas próximas fases de aprimoramento, a possibilidade de associação a usinas de geração renovável:

Art. 4...

I – Serão considerados sistemas de Armazenamento Autônomos, Sistemas de Armazenamento associados à geração, permitindo inclusive o compartilhamento de infraestrutura de acesso.

II - Os empreendimentos contratados no LRCAP Armazenamento de 2025 serão autorizados pelo Ministério de Minas e Energia mediante:

I - outorga de geração de energia elétrica mediante, no caso de Sistemas de Armazenamento Autônomo; e

II - outorga de geração, no caso de Sistemas de Armazenamento Integrantes de Geração existente

5. DO PRODUTO A SER ENTREGUE E ASPECTOS ASSOCIADOS

5.1 DA CONTRATAÇÃO DO MUST

As regras vigentes, a Resolução Normativa 1.001 de 18 de janeiro de 2022, o módulo 5 das Regras de Transmissão, atestam a possibilidade de redução do MUST, no valor anual, de até 5%, sem aplicação de penalidades. Considerando os novos modelos de negócio, associações de empreendimentos regulamentada pela REN 1071/2024 e ainda com adicional de sistemas de armazenamento com baterias, uma redução maior, sem previsão de penalidade, torna-se fundamental para fomentar o Leilão de Reserva de Capacidade em referência.

Acerca do tema, cabe ressaltar o caso específico de sistemas de armazenamento integrantes de geração existente, com MUST previamente contratado, com a possibilidade de otimização desse montante por meio de redução, já que a disponibilização do despacho simultâneo da geração e sistema de armazenamento não são obrigatórias, além de liberar margem no sistema de transmissão.

Neste contexto, é importante analisar profundamente o mapa de margem divulgado pelo ONS, o qual apresenta evidente escassez de margem de transmissão em pontos de conexão próximos aos melhores recursos energéticos, mesmo após o horizonte 2029.

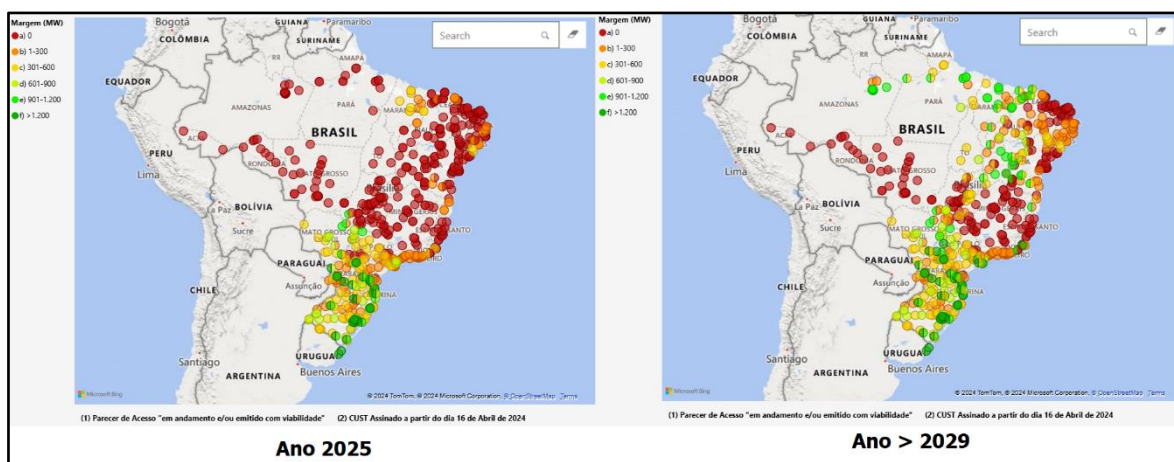


Figura 7: Mapa de Margem ONS

Do ponto de vista de otimização da rede existente e do arcabouço de acesso ao Sistema Interligado Nacional, há uma possibilidade de permitir novos acessos e flexibilizar o cronograma de novas expansões de transmissão reduzindo a necessidade imprescindível de contratação destes montantes, já cobertos, pelo menos em parte, pelos sistemas de geração que permitiriam o compartilhamento de instalações.

O racional baseia-se, inclusive, no uso esperado das tecnologias de armazenamento. Entende-se que a carga se daria em períodos em que o custo da energia valorado a mercado de curto prazo é mais reduzido. Similarmente, entende-se que a descarga se dará no período de ponta onde, normalmente, o custo é igual ou mais elevado. Este comportamento pode ser observado a seguir, por submercado escolhido, em uma janela média horária dos últimos 03 (três) anos.

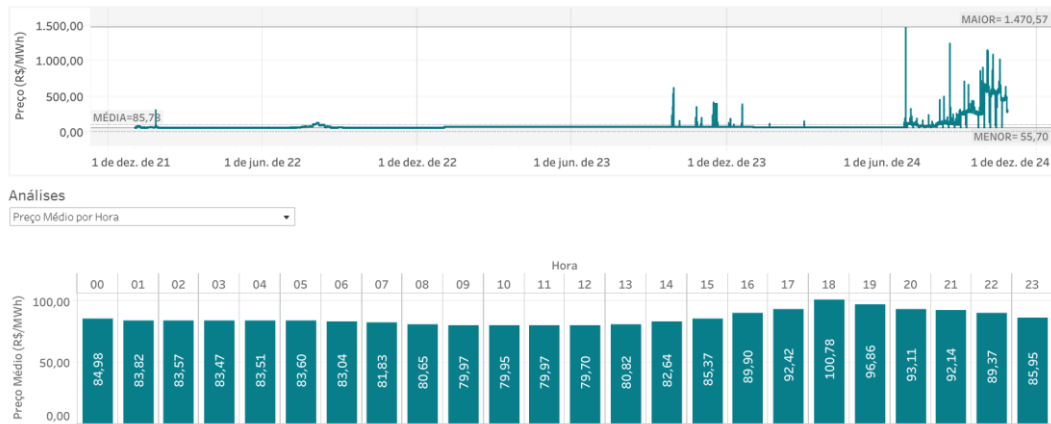


Figura 8: PLD Subsistema Sudeste/Centro Oeste

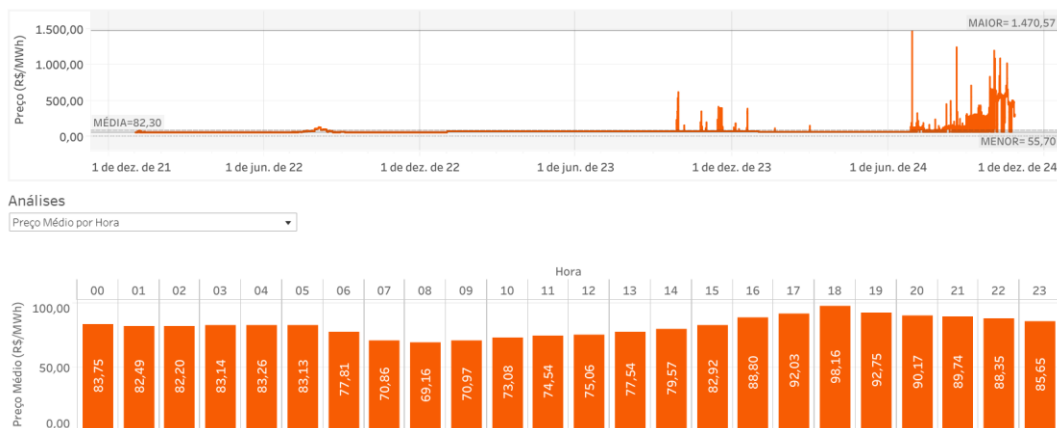


Figura 8: PLD Subsistema Nordeste

Pelos gráficos anteriores, observa-se que, para períodos diurnos, onde há bastante geração solar e expressivo potencial eólicos em algumas regiões, por exemplo, a bateria deverá ser carregada nestes momentos. Isto significa que haveria uma redução “virtual” da injeção de energia vista pela rede elétrica e, portanto, o montante de uso contratado da rede pode diminuir. **A consequência evidente disto é a abertura de potencial margem de transmissão adicional para os anos subsequentes à entrada em operação dos sistemas de armazenamento**, pelo menos em pontos da rede com sinergia elétrica com estes SAEs.

Portanto, ainda que não haja previsibilidade na regulação, especificamente para o Leilão de Reserva de Capacidade de Armazenamento 2025, tal redução também poderia estar prevista na Portaria do Leilão, de forma específica para os vencedores do certame, sendo necessária a declaração do interesse de redução, bem como o montante a ser reduzido no momento do cadastramento.

A Atlas entende ser fundamental que o LRCAP Armazenamento 2025 traga a previsão de redução de MUST, sem aplicação de penalidades, para os casos sistemas de armazenamento integrantes de geração. Isto permitirá a abertura de novas capacidades na rede existente, sem acarretar quaisquer prejuízos ao atendimento à ponta de carga.

5.2 DOS ENCARGOS DE REDE

Propõe-se assegurar que não haja tarifação em duplicidade pelo uso dos sistemas de transmissão. Naturalmente, a contratação do sistema de armazenamento poderá indicar a ponderação de valores associados aos períodos de carga e descarga. De forma pragmática, a cobrança poderia ser realizada conforme proposta a seguir:

Projetos autônomos para fins de apuração tarifária de EUST

- Carga: cobrar 50% da TUST associadas ao período fora ponta do ponto de conexão
- Descarga: cobrar 50% da TUST associadas à geração no ponto de conexão
- Somar as tarifas anteriores como valor total

Projetos híbridos e associados para fins de apuração tarifária de EUST

- Carga: cobrar 50% da TUST associadas ao período fora ponta do ponto de conexão caso carregado da rede e não cobrar caso a energia seja carregada a partir do parque acoplado
- Descarga: cobrar 50% da TUST associadas à geração no ponto de conexão caso injete em concomitância com o parque acoplado e não cobrar caso injete em período distante da geração do parque acoplado

- Somar as tarifas anteriores como valor total

5.3 DA INFRAESTRUTURA DE MEDIÇÃO PARA FATURAMENTO

A contribuição de despacho de potência dos sistemas de armazenamento para o leilão pode ser medida do lado de alta (incluindo as perdas elétricas) e feita a ponderação com medições no lado de média, assim como já realizado para centrais geradoras compostas por diferentes plantas Tipo II-C.

Nota-se, portanto, que a diferença básica entre um projeto integrado e autônomo é basicamente o compartilhamento ou não apenas da infraestrutura da rede de alta tensão, sendo as demais instalações físicas totalmente separadas. Ver diagrama a seguir:

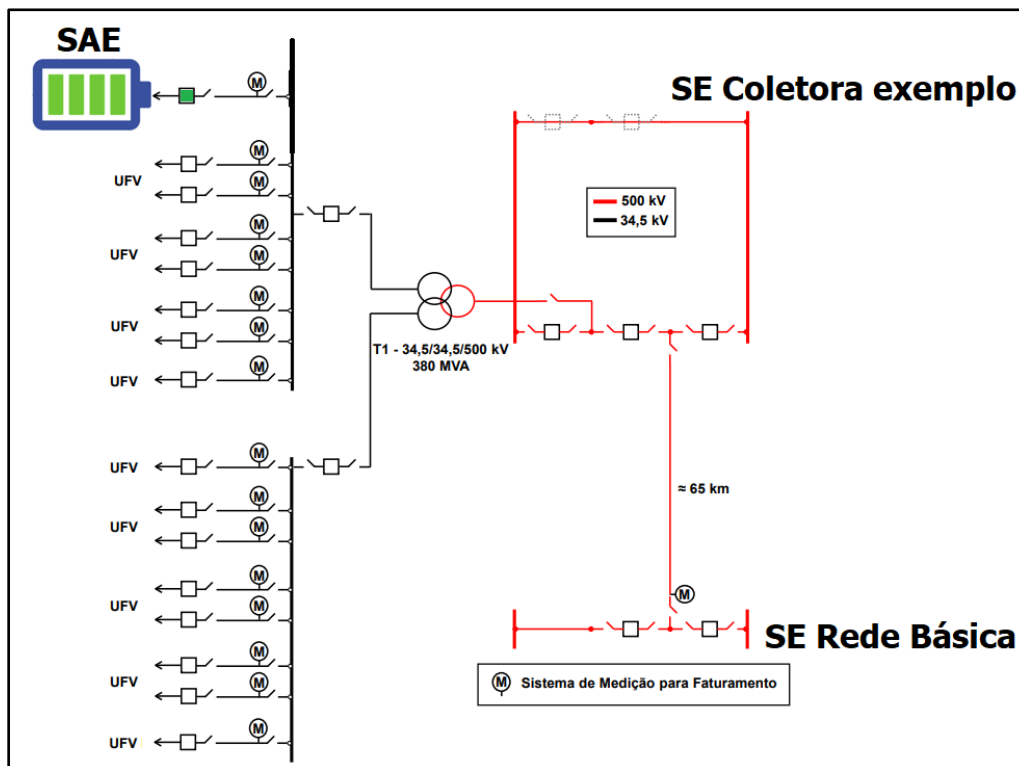


Figura 10: Exemplo de unifilar SAE associado

5.4 DA GARANTIA FÍSICA DE PROJETOS DE GERAÇÃO ASSOCIADOS A SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO

Considerando determinados critérios de suprimento, a garantia física determina a quantidade de energia que um equipamento de geração consegue suprir. Um dos objetivos principais desta métrica é definição da quantidade máxima de energia que um equipamento **pode comercializar e contribui para assegurar a adequabilidade** da oferta de energia do sistema elétrico brasileiro.

É amplamente conhecido no setor elétrico, que o cálculo da Garantia Física dos empreendimentos de geração, assim como suas revisões, é de competência da Empresa de Pesquisa Energética e seguem metodologias e premissas definidas por regulamentações específicas. Por outro lado, é importante discutir acerca do eventual impacto que sistemas de armazenamento podem ocasionar, em termos da garantia física, nos projetos de geração associados.

Eventualmente, alguns itens podem ser revisados nos contratos de compra e venda de energia que lastreiam a oferta de energia dos projetos de geração, observa-se que, sob a ótica da operação, a rede elétrica “enxergaria” ambos os SAE, autônomos ou associados, de maneira similar, conforme figura a seguir:

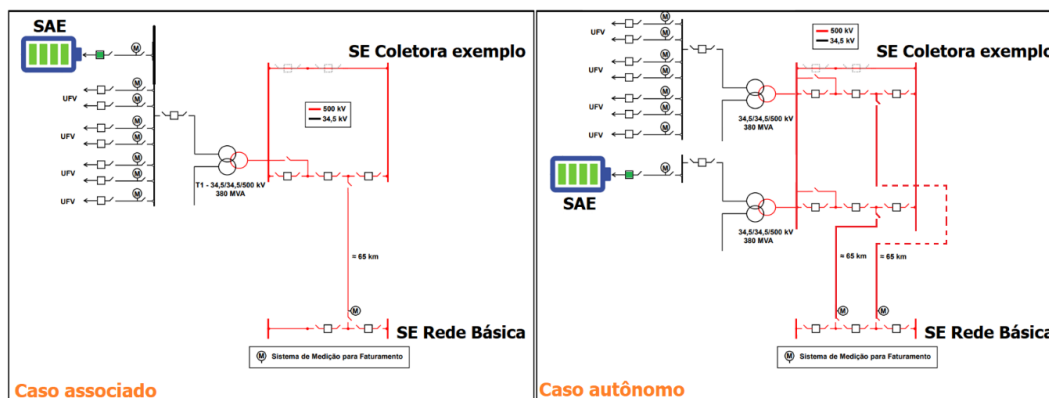


Figura 11: Unifilar SAE Autônomo e Associado

Do ponto de vista de medição, uma vez que cada planta e os sistemas de armazenamento possuem pontos de medição distintos em média tensão, similarmente, a garantia física dos parques de geração não necessitaria ser objetivamente alterada. Embora exista uma tendência de geração líquida de cada parque um pouco superior em alguns momentos, em função de diminuição das perdas (em períodos de carga os SAE passariam a ser vistos como uma “demanda” sem a necessidade de grandes blocos de energia fluírem pela infraestrutura de alta tensão e, portanto, reduzindo as perdas).

Conforme pode ser observado na figura acima, da perspectiva do sistema elétrico, uma melhor otimização de custos e perdas diz respeito à configuração associada e as tecnologias de medição atualmente utilizadas permitem a aplicação deste conceito. É possível exemplificar este racional com um caso prático.

Defina-se um caso hipotético, para testar o racional posto, no qual o período definido para a carga de um SAE (associado a um projeto de geração) é de 08 às 12 horas da manhã em um determinado dia. A descarga programada ocorrerá de 18 às 19 horas da noite. Adicionalmente, pode-se supor que neste período há geração no projeto associado para suprir esta carga. Do ponto de vista do ONS, o sistema irá observar uma demanda por energia neste período, independentemente da configuração do SAE (se é associado ou autônomo) e esta carga, portanto, será suprida pelos fluxos advindos dos caminhos de menor impedância.

Do ponto de vista de comercialização, independentemente da configuração do SAE, os medidores localizados na média tensão continuarão a medir a energia injetada pelas plantas de geração. Sob a ótica da otimização, o “elétron” que supre esta demanda não teve que fluir por meio de instalações adicionais de alta tensão (transformadores elevadores e linhas de alta tensão), reduzindo as perdas para o sistema elétrico e assim privilegiando a modicidade tarifária.

Cumprir destacar que, ainda que as plantas de geração associadas não tivessem, neste dia específico do caso hipotético formulado, capacidade de geração suficiente para carregar o SAE, este poderia ser suprido por meio do sistema elétrico. Como os medidores são distintos, novamente, este aspecto é suficiente para provar o racional ora posto de que eventuais óbices de associação em virtude de impactos na garantia física dos projetos de geração sejam mitigados. Pelo contrário, **a associação otimiza o sistema elétrico por acarretar menores perdas**, entre outros ganhos associados ao escoamento de rede discutido na seção de margem de transmissão.

Portanto, a associação de SAE produz benefícios sistêmicos inquestionáveis e a concretização deste tipo de arranjo é possível considerando as tecnologias de medição e faturamento implantadas no Brasil, não havendo qualquer impeditivo para este tipo de configuração.

6. PREVISIBILIDADE DO TIPO DE DESPACHO

Acerca do regime de despacho é fundamental que os vencedores do certame possam ter previsibilidade quanto a programação de despacho de potência de seus empreendimentos, para garantir o compromisso de entrega de disponibilidade de potência.

É necessário que ONS adote o regime de despacho *ex-ante*, com no mínimo de 12 horas de antecedência para atendimento pleno aos contratos do LRCAP Armazenamento 2025.

Ademais, outro critério importante a ser destacado é a janela de tempo de recarga e a programação do dia anterior. Ainda que o empreendedor seja responsável pela recarga do sistema de armazenamento para atender um ciclo completo por dia, ou 365 completos por ano, para atendimento completo é necessário considerar um tempo mínimo de recarga. Consta na Nota técnica que o período de recarga será coordenado com o ONS, portanto, há necessidade de regras prévias para o intervalo de carregamento e descarregamento. Neste sentido, propõe-se que uma **programação determinativa da**

operação seja divulgada no dia anterior pelo operador do sistema elétrico, respeitando o prazo mínimo posto. De mesma forma, o período de recarga de armazenamento deve ser previamente alinhado entre o empreendedor e o operador do sistema elétrico nacional.

Em função da necessidade de suprimento de ponta (período em que a oferta de recurso para atender carga instantânea é escassa), propõe-se definir **uma janela de tempo para períodos de descarga** do SAE, que pode ser reajustada anualmente, no primeiro mês do ano, pelo ONS.

Isto é, o sistema de armazenamento necessita estar disponível a todo momento dentro da janela de tempo dedicada ao despacho de potência (ponta). Utilizando-se do tempo restante para recarregar, conforme alinhamento prévio do empreendedor com o operador do sistema elétrico nacional. **Isto visa garantir tempo hábil para a recarga e otimização do uso dos recursos.** Esta lógica é a mesma de procedimentos no Chile² e Espanha³.

Propõe-se que uma **programação determinativa** da operação seja divulgada no dia anterior pelo operador do sistema elétrico, respeitando o prazo mínimo de 12 horas. O período de recarga **deve ficar a cargo do empreendedor**, porém alinhado previamente com o Operador no dia anterior. O período de descarga é, evidentemente, prerrogativa do ONS para atender a **finalidade de suprimento de ponta da carga, por exemplo, entre 17h e 22h**. Adicionalmente, sugere-se que o edital defina uma janela (período) de descarga, que poderá ser anualmente revisada.

Neste quesito, em consonância às últimas contribuições, de grande parte dos empreendedores, nos processos que tratam acerca da programação do sistema, reiteramos que é de extrema importância que a programação de despacho por parte do ONS seja claro, antecipado e detalhado. Essa forma de garantir a prestação ótima do serviço abre espaço, em segundo plano, para prestação de outros serviços de extrema importância para o sistema, conforme art. 11 da minuta de Portaria.

A obrigação da disponibilidade dessas informações de planejamento com tempo hábil, 12 horas antes, permite com que os empreendimentos que se saírem vencedores possam atuar com excelência no cumprimento de seus serviços, bem como expande a segurança do ONS nos casos de necessidade de despachos superiores as 4 horas garantidas pelo certame. Desta forma, torna-se factível o atendimento das premissas de 1 ciclo completo por dia, e máximo de 365 ciclos completos por ano.

Alinhado a esse argumento, quanto ao tema da recarga, é necessária também a coordenação do ONS quanto à programação de recarga dos SAE, informando os horários via programação, considerando as características das fontes renováveis do setor, respeitando os períodos de geração e, de forma otimizada, mitigando o curtailment de diversas fontes.

7. DA POSSIBILIDADE DE ANTECIPAÇÃO

Outro ponto que necessita de aprimoramento para este LRCAP de Armazenamento é a data de início da prestação dos serviços de entrega de potência. Atualmente tanto o MME, quanto ONS e a EPE subsidiam o setor com diversas argumentações acerca das necessidades tanto do presente, quanto do futuro do SIN. Dentre essa argumentação técnica, destacamos a leitura do estudo realizado pela EPE para o Leilão de Reserva de Capacidade de 2024, contemplado na NOTA TÉCNICA EPE-DEE-NT-050/2023-R0, que subsidiou as análises quanto às oportunidades apresentadas na CP/MME 160/24. Conforme o gráfico abaixo é possível verificar a expressiva necessidade das soluções de reserva de capacidade para atendimento as demandas a partir de 2027. Adicionalmente, vale lembrar os produtos apresentados para a contratação no LRCAP 2024, é evidente a necessidade do sistema de soluções para atendimento de potência inclusive nos anos antecedentes à 2029.

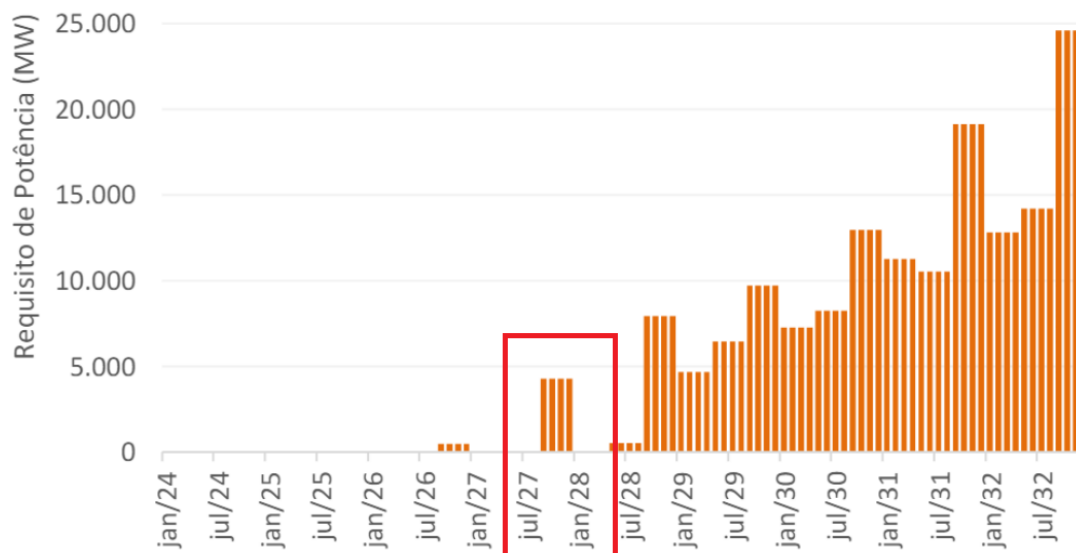


Figura 12: NT EPE Necessidade de Potência

Neste contexto, é importante observar que o prazo de implantação de sistemas de armazenamento, inclusive em projetos de grande porte, costuma ser inferior a 24 meses. Atualmente no Brasil, temos o caso prático do Banco de Baterias da SE Registro, teve sua permissão de instalação por meio da Resolução Autorizativa 10.892, de 16/11/2021 e iniciou sua operação comercial em 18/11/2022.

No caso da experiência internacional da Atlas, em seus 02 projetos em implantação no Chile, o prazo para construção e operação é inferior a 02 anos. Em termos do LRCAP em destaque, isto implica que há factibilidade de implementação da solução do leilão para o **segundo semestre de 2027**, além de tempo suficiente para amadurecimento da cadeia nacional, conforme mapeado pela companhia a nível internacional e nacional junto aos fabricantes e integradores de soluções de SAE.

Um ponto de atenção, cabe mencionar que consta no documento "Regulamento Setorial para o Credenciamento de Sistemas Estacionários de Armazenamento de Energia com Baterias e com Hidrogênio no âmbito do CFI do Sistema BNDES" que a **Etapas 2 de**

credenciamento finaliza em 31.12.2027, ou seja, anteriormente ao prazo previsto para entrada em operação comercial prevista do Leilão. Desta forma, é importante garantir a antecipação para o enquadramento financiamento pelo BNDES.

Adicionalmente, a proposta é que **a data de necessidade anterior à entrega máxima prevista seja expressamente indicada no leilão**, de forma a ser independente de decisões do CMSE. O racional deste ponto é mitigar incertezas e riscos junto às entidades financiadoras e permitir projetos mais competitivos que busquem beneficiar a modicidade tarifária, uma vez que está mapeada a factibilidade de antecipação e necessidade de atendimento à ponta anterior ao ano de 2029.

O poder público entende a importância e os riscos atribuídos à questão temporal atrelado à essa tecnologia, no sentido de que uma possível demora na implantação das soluções pode fazer com que os empreendedores, que se saírem vencedores do certame, sofram com variações cambiais, obsolescência e depreciação extraordinárias de equipamentos e sistemas de proteção e operação. Ainda, em evento realizado em meados de maio, este MME expressou sua posição favorável à realização de leilões considerando o uso de SAE de maneira periódica, com o propósito fomentar a fonte, que indiscutivelmente reduz a exposição aos altos preços, atualmente praticados pelos empreendimentos, que atendem essa demanda de potência.

Por fim, aliado aos pontos expostos acima gostaríamos de propor aprimoramentos no sentido de: (i) assegurar em edital a antecipação da data de necessidade para 2027, semelhante ao praticado em leilões de transmissão; (ii) não restringir a participação no LRCAP dos próximos anos somente às fontes térmicas; (iii) mesmo no caso do empreendimento que se saírem vencedor do produto 2029, será possível a antecipação da operação do empreendimento.

8. DO EMPILHAMENTO DE RECEITAS E DA CONTRATAÇÃO DE SERVIÇOS ANCILARES

O tema de prestação de serviços ancilares, previsto no art.11, merece atenção para a construção de pilares regulatórios que garantam a eficiência e devido sinal econômico para os empreendimentos.

Propõe-se que serviços ancilares devem possuir uma modalidade de pagamento à parte do serviço de reserva de capacidade, referente a esta consulta pública. Ademais, necessariamente, apenas os empreendimentos que possuem a modalidade *grid forming* (formação de rede) devem estar habilitados para executar tais serviços à rede, sendo esta consideração expressa no certame. O racional deste ponto é a partir da experiência internacional, conforme detalhado a seguir.

Atualmente, a maioria dos inversores de rede são do tipo “seguidores de rede” – perseguem potência constante, tendo por referência os sinais oriundos da rede elétrica. A ideia de prover um sistema “formador de rede” (do inglês, *grid forming*) seria prover um conjunto de instalações formado exclusivamente por fontes renováveis variáveis, a capacidade de prover funções que historicamente apenas máquinas rotatórias possuem, perseguindo também controle de frequência e tensão. Este arcabouço é possível com a implementação de sistemas de armazenamento em pontos específicos da rede. Evidentemente, a remuneração por esses serviços deve ser corretamente endereçada pela regulação promovida à época e permitida pelo certame licitatório do LRCAP.

Portanto, por meio de controle coordenado pelo ONS, o acionamento otimizado de vários sistemas de armazenamento (que atuam em uma janela temporal bastante curta) poderia evitar, inclusive, a necessidade de resposta de máquinas rotatórias para compensar desvios acentuados de frequência, promover uma resposta de inércia sintética consistente e apoiar a recomposição do sistema de forma mais robusta,

promovendo folga e margem à resposta das máquinas hidrelétricas, especialmente em redes com baixos níveis de curto-circuito.

Um exemplo do estado da arte nessas aplicações de *grid forming*, em sistemas de potência de grande porte, reside na Austrália. O projeto ESCRI Dalrymple BESS, realizado com uma empresa de transmissão australiana, é o primeiro sistema de armazenamento de energia em larga escala do tipo formador de rede na grade da Austrália e o maior do mundo. A Agência Australiana de Energia Renovável anunciou um financiamento de 08 (oito) sistemas de armazenamento formadores de rede de grande escala em toda a Austrália, com capacidade total de projeto de 2 GW / 4,2 GWh, para entrar em operação até 2025. Na Grã-Bretanha, cinco novos sistemas formadores de rede de grande porte serão implantados entre 2024 e 2026. Grandes fabricantes de equipamentos como SMA, Tesla e Hitachi já possuem ofertas comerciais.

Para fins de ilustração, por outro lado, é possível extrapolar o comportamento esperado para sistemas de armazenamento se tivermos em consideração a operação atual de sistemas de geração conectados à rede por meio de conversores de potência, tendo em conta que as baterias são conectadas, da mesma forma que parques solares, por meio de dispositivos de eletrônica de potência.

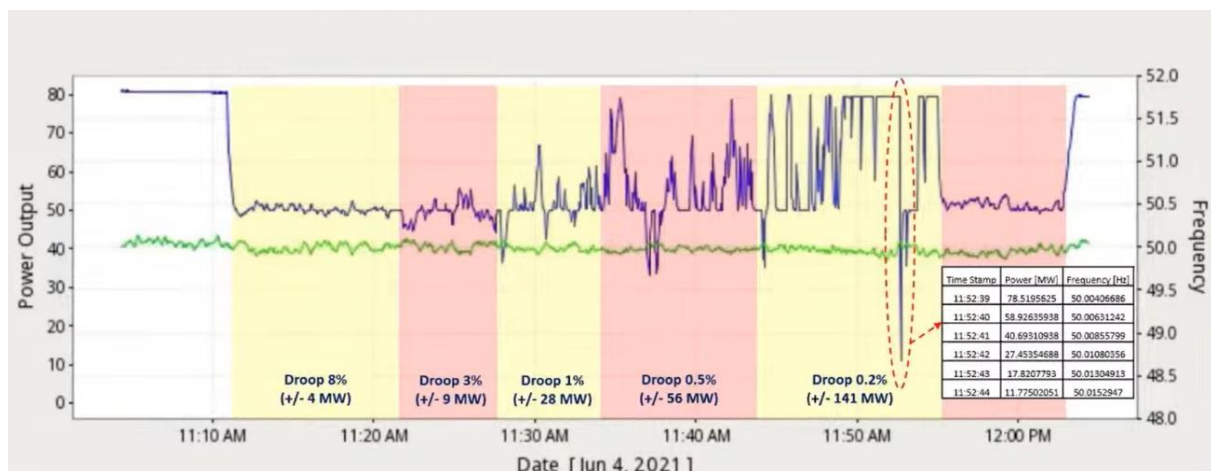


Figura 13 – Inversores Grid Forming para garantir la estabilidad de la red eléctrica.

Na figura acima é possível observar um comportamento de resposta rápida de potência fornecido por um parque solar conectado na região desértica do Atacama - Chile, de capacidade instalada de 141 MW. Às 11:52, quando havia grande disponibilidade de geração, o parque contribuiu na compensação de desvios de frequência da rede elétrica ao desconectar cerca de 67 MW em apenas 5 milissegundos em um momento que os sistemas começavam a experimentar uma sobre-oferta de geração e aumento de frequência.

Comportamento de resposta similar pode ser esperado de sistemas de armazenamento, acoplados ou não a fontes de geração, respeitando-se as limitações técnicas de projeto (por exemplo, o nível de carga remanescente das baterias, do inglês, *State of Charge*). Cumpre destacar, no entanto, que as oscilações percentuais das injeções de corrente de sistemas de armazenamento são menores que as de máquinas rotatórias, caracterizando-se como outra vantagem competitiva desta tecnologia, passível de prestação de serviço ancilar. Ademais, o empilhamento de receitas acaba por acarretar na redução no valor do *bid* ou seja, benéfico para a modicidade tarifária.

É assegurado o direito ao empilhamento de receitas, tanto para prestação de serviços ancilares quando para comercialização de energia elétrica, **por conta e risco do empreendedor**, inclusive sobre a comercialização da energia, a serem coordenados com o ONS.

9. DA MARGEM E DO DOCUMENTO DE ACESSO

Considerando os critérios adotados Nota Técnica ONS DPL 0131/2021 - LRC/2021, que subsidiou o acesso ao LRCAP, contribuímos no sentido de sugerir ao ONS a adoção de premissas e critérios que reflitam a otimização da rede, as melhorias realizadas nos últimos anos, bem como considerar também o efeito da redução de MUST por parte dos sistemas que forem associados. Essa inclusão de variáveis a esse cálculo de margem

permite termos não só uma imagem real do que o sistema realmente necessita, bem como considerar, justamente, os benefícios trazidos por esse processo licitatório.

Os dados associados à conexão contemplando a capacidade margem de escoamento para cada ponto de conexão, com as especificidades de um sistema de armazenamento, em no mínimo 60 dias antes do cadastramento do Leilão.

Propõe-se que não haja restrições locais para implantação do sistema de armazenamento. É importante que este item esteja explícito no edital para proporcionar isonomia de bancabilidade entre os participantes do leilão, **à luz do que já ocorre** nos leilões de capacidade que considera as tecnologias de geração térmica e hidráulica.

O racional para este item baseia-se no fato de que o suprimento à ponta de carga do sistema pode ser realizado a partir de qualquer nó de rede, desde que haja capacidade de escoamento disponível no momento da descarga, cuja expectativa de demanda energética é que ocorra, em geral, ao final da tarde.

A Atlas ratifica, conforme está previsto atualmente na portaria do LRCAP, que não haja restrições locais para implantação do sistema de armazenamento. Sugere-se, contudo, que este item esteja explícito no edital para proporcionar isonomia entre os participantes do leilão.

10. DO LICENCIAMENTO

Os órgãos ambientais, até o presente momento, não possuem regimento do licenciamento ambiental específico para sistemas de armazenamento. Diante da incerteza, e se assim o órgão licenciador entender, pode ser solicitada uma dispensa de licença ou documento equivalente. Da mesma forma, nos casos em que há a possibilidade de posicionamento do sistema de armazenamento inseridos em usinas existentes, tais atividades podem ser incorporadas no processo de licenciamento

ambiental da usina, assumindo-se como documento vigente, a licença ambiental do empreendimento.

Os documentados supracitados, podem ser apresentados sem prejuízos ao cadastramento e habilitação no leilão. A qualquer tempo a licença ambiental a ser apresentada deve estar condizente com a regulamentação vigente.

11. VIDA ÚTIL E DEPRECIÇÃO DOS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO

Considerando que a vida útil dos sistemas de armazenamento é compatível com 15 anos e que prazos maiores para depreciação e amortização do investimento contribuem para a modicidade tarifária, o período de disponibilidade contratual deve ser maior que 10 anos.

Com relação à vigência do contrato, inicialmente definido em 10 (dez) anos, é importante observar que a vida útil de sistemas de armazenamento com baterias de lítio de pelo menos 6.000 ciclos completos. Sendo assim, a vigência de contrato por 10 anos, com base na expectativa de 365 ciclos completos anuais, parece curta resultando no aproveitamento de apenas 60% da vida útil dos equipamentos.

Tendo em vista que os participantes do leilão ainda não teriam nenhuma expectativa concreta do reaproveitamento dos seus sistemas após o encerramento dos seus CRCAPs, toda a amortização do investimento teria que acontecer durante a vigência dos referidos contratos, resultando em um aumento da receita fixa necessária para viabilizar os projetos.

Diante do exposto sugerimos que o prazo de vigência dos CRCAPs para o leilão em questão seja estendido para 15 (quinze) anos¹, permitindo um melhor aproveitamento dos investimentos a serem realizados e nivelando a vigência do CRCAPs para sistemas de armazenamento com aqueles para usinas termoelétricas.

¹ Considerando um ciclo completo de carga e descarga em todos os dias do horizonte contratual.

A degradação é a perda de capacidade do sistema de armazenamento de reter e fornecer energia ao longo do passar do tempo. Ela pode ser causada por fatores como ciclos de carga e descarga, condições ambientais, e a química interna das baterias. Isto é, varia para cada fornecedor, projeto e o próprio uso.

Abaixo é apresentado um gráfico que indica, conforme benchmarking de alguns fabricantes, a curva de degradação de um sistema de 20 anos de vida útil, 1 ciclo por dia.

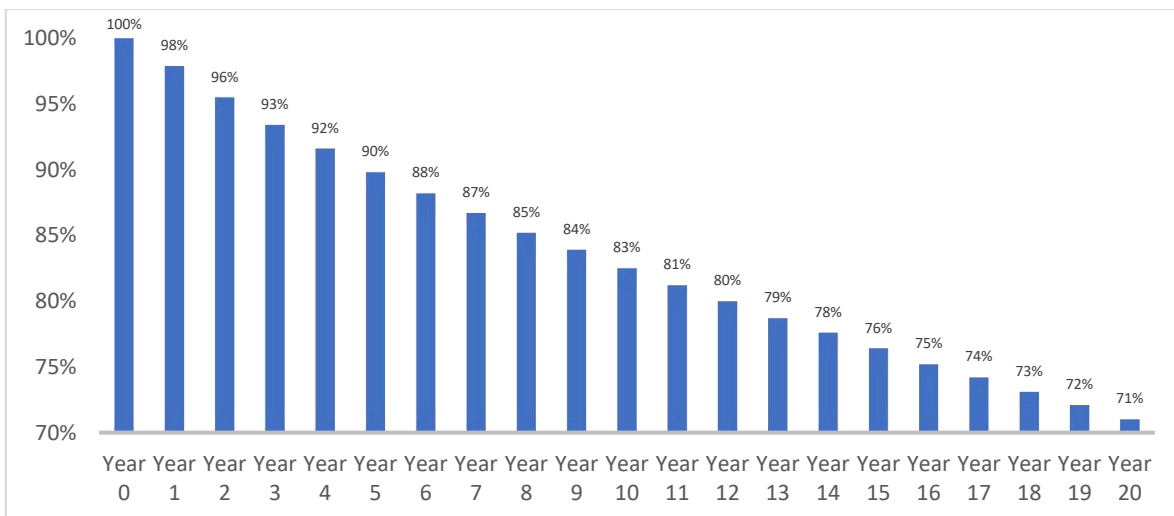


Figura 14 – Valores extraídos de benchmarking com fabricantes

Uma vez que a energia despachável é o produto da potência pela duração de descarga, propõe-se aqui que, como estratégia para manter a autonomia desejada, diminua-se a potência disponível a ser entregue. Ou seja, conforme o gráfico, para um contrato de 10 anos, o sistema poderá garantir a injeção de um montante de potência de até 83% da nominal durante as 4 horas de autonomia. Já para 15 anos de contrato, seria até 76% da potência nominal por 4 horas.

Portanto, diante do exposto, sugere-se a adoção de um percentual da potência nominal a ser estabelecido pela EPE com o passar dos anos, conforme degradação específica do projeto, de forma a proporcionar maior eficiência no momento do *bid* do Leilão, agregando benefícios ao consumidor final.

12. PENALIDADE POR INDISPONIBILIDADE

Para garantir o funcionamento adequado do sistema de armazenamento é necessário garantir tempo hábil para manutenções. Este é um tipo de possível indisponibilidade do empreendimento, porém existem outras fontes a serem consideradas também. É proposto aqui uma taxa única simplificada de 5% ao mês, que abrange:

- Indisponibilidades programadas: devido a manutenções preventivas, preditivas e corretivas. De acordo com benchmarking de fornecedores, o padrão de mercado coloca a disponibilidade do BESS entre 97 e 98% a fim de manter custos de "garantia" acessíveis;
- Tolerância de exatidão da potência entregue: assume-se que se deve injetar potência constante durante toda a duração necessária, porém existem mínimas oscilações de 1% da potência durante o despacho, que devem ser toleradas.
- Risco de *constrained-off*: devido a razões elétricas ou energéticas, deixando sob risco de o empreendedor estar sujeito a valores maiores que a taxa proposta.

É preciso considerar e esclarecer os padrões para TEIF e TEIP dos empreendimentos vencedores, como é conhecido dos LRCAPs anteriores que tiveram em suma vencedores de fonte térmica, essa disponibilidade descrita nas diretrizes alcança o valor de 70%. Conforme estudos setoriais e experiências internacionais, a indisponibilidade dos SAEs são, de fato, menores do que esse limite exposto pelas térmicas.

Não é razoável a aplicação de penalidades para indisponibilidades dentro dos limites da TEIF de 5% ao mês.

13. DECLARAÇÃO DE UTILIDADE PÚBLICA

A Declaração de Utilidade Pública é amplamente utilizada no setor elétrico com a finalidade de desapropriação e de instituição de servidão administrativa de áreas de terras necessárias à implantação de instalações de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, por concessionários, permissionários e autorizados.

A DUP tem por objetivo facilitar a liberação fundiária, permitindo a construção empreendimentos de geração, subestações (desapropriação) e Linhas de Transmissão, de Distribuição e de Transmissão de Interesse Restrito de Central de Geração (instituição de servidão administrativa).

Portanto, os sistemas de armazenamento de energia contratados no Leilão poderão requerer Declaração de Utilidade Pública – DUP de áreas de terra e benfeitorias para fins de instituição de servidão administrativa ou de desapropriação, a ANEEL examinará o requerimento, nos termos da legislação e das normas aplicáveis e, se atendidas, deferirá a solicitação, cabendo ao agente as providências necessárias para efetivar as servidões administrativas e/ou a desapropriação, com o consequente pagamento das indenizações.

14. ENQUADRAMENTO NO REIDI E COMO PROJETOS PRIORITÁRIOS

De acordo com a minuta da Portaria a atividade de armazenamento de energia, em alguns momentos entende-se ser semelhante à atividade de geração, portanto, os empreendimentos contratados deverão ser considerados como projetos de infraestrutura de geração de energia elétrica, com direito a enquadramento no REIDI e em debêntures incentivadas.

A atividade de armazenamento de energia é prioritária para o setor elétrico, de grande relevância para o interesse público por seus benefícios técnicos, ambientais e sociais e, portanto, são passíveis de enquadramento no REIDI e em debêntures incentivadas.

Ademais, sendo o que nos cumpria para o momento, reforçamos nossos votos de elevada estima para com esse MME, bem como permanecemos à disposição para quaisquer esclarecimentos adicionais que se façam necessários pelo contato de Priscilla Albuquerque Carvalho, e-mail regulatorio@atlasren.com; telefone (11) 97511-5921.

Referências:

1. Decreto nº10.707 de maio de 2021
2. Portaria 20/GM/MME de agosto de 2021
3. NT N° 125/2024/DPOG/SNTEP
4. Nota Técnica nº 094/2020-SRG/ANEEL
5. Portaria N° 6.904/2024 de setembro de 2024
6. Resolução Normativa 1.001 de janeiro de 2022
7. Resolução Normativa 1.071 de agosto de 2023
8. minuta_consulta_ciudadana_modificacion_reglamento_potencia.pdf
9. <https://renewablesnow.com/news/spain-proposes-rules-to-set-the-stage-for-capacity-market-738557/>
10. <https://blog.fluenceenergy.com/effectively-utilising-energy-storage-capacity-markets-increase-energy-security-europe>
11. NOTA TÉCNICA EPE-DEE-NT-050/2023-R0
12. Resolução Autorizativa 10.892 de novembro de 2021
13. Nota Técnica ONS DPL 0131/2021 - LRC/2021