



ABEEólica

Associação Brasileira
de Energia Eólica

Contribuição à Tomada de Subsídios ANEEL 011/2020

Inserção de Sistemas de Armazenamento no Setor Elétrico Brasileiro



Elaborado com
suporte da

VOLT ROBOTICS

São Paulo, 1 de março de 2021.

Sumário

1	SUMÁRIO EXECUTIVO	5
2	INTRODUÇÃO	9
3	SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO	13
3.1	Tecnologias	15
3.1.1	Usinas Reversíveis	15
3.1.2	Baterias	18
3.1.3	Ar Comprimido	23
3.1.4	Ar Liquefeito	25
3.1.5	Hidrogênio	27
3.1.6	Mapa de Tecnologias	29
3.2	Mapa de Aplicações	30
4	EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL	32
4.1	Sistemas Eólicos com Armazenamento na Austrália	32
4.2	Arbitragem de Preços	34
4.3	EU-Sysflex	36
4.4	European Battery Alliance – EBA	37
4.5	Sistemas Isolados	40
4.5.1	Ilhas da Sicília	41
4.5.2	Ilhas Canárias	42
4.5.3	Havaí	44
4.5.4	Alaska	45
4.6	Sistemas Isolados no Brasil	47
4.7	Sistemas de Hidrogênio	48
4.8	Mercado de Capacidade	51
4.9	Mercado de Serviços Ancilares	52

5	BOAS PRÁTICAS REGULATÓRIAS	53
5.1	Caracterização da Atividade de Armazenamento	53
5.2	Definição de Armazenamento de Energia Elétrica	54
5.3	Transparência de Custos Sistêmicos	55
5.4	Sinais de Preço Efetivos	57
5.5	Tributos	60
5.6	Tarifas e Uso da Rede	61
5.7	Participação nos Mercados	63
5.8	Outorgas	65
5.9	Tarifas de Distribuição	66
5.10	Reavaliar o <i>Net Metering</i>	67
5.11	Interoperabilidade de Equipamentos	68
5.12	Base de Dados de Sistemas e Projetos	68
6	ESTUDOS QUANTITATIVOS	70
6.1	Arbitragem contra o PLD	71
6.2	Otimização da Contratação de MUST de Usinas Eólicas	76
6.3	Otimização da Garantia Física	81
6.4	Usos Múltiplos	83
6.5	Custos da Bateria e Viabilidade	85
6.6	Principais Conclusões das Análises Quantitativas	88
7	ARMAZENAMENTO E EÓLICAS NOS MODELOS DO SETOR ELÉTRICO	89
7.1	Modelo NEWAVE	90
7.1.1	Passo 1: SISTEMA.DAT	91
7.1.2	Passo 2: REE.DAT	91
7.1.3	Passo 3: CONFHD.DAT	92

7.1.4	Passo 4: MODIF.DAT	93
7.1.5	Passo 5: POSTOS.DAT	93
7.1.6	Passo 6: VAZOES.DAT	93
7.1.7	Passo 7: VAZPAST.DAT	94
7.1.8	Passo 8: HIDR.DAT	94
7.2	Modelo DECOMP	96
7.2.1	Passo 1: HIDR.DAT, VAZOES.DAT e POSTOS.DAT	97
7.2.2	Passo 2: DADGER.RVn – Bloco 3	97
7.2.3	Passo 3: DADGER.RVn – Bloco 9	97
7.2.4	Passo 4: DADGER.RVn – Bloco 18	98
7.2.5	Passo 5: DADGER.RVn – Bloco Fator de Disponibilidade de Usinas Hidráulicas	98
7.2.6	Passo 6: DADGER.RVn – Bloco 33	98
7.2.7	Passo 7: MLT.DAT	99
7.2.8	Passo 8: PREVS	99
7.3	Modelo DESSEM	100
8	PERGUNTAS REALIZADAS PELA ANEEL NA TOMADA DE SUBSÍDIO	102
9	CONCLUSÕES E PROPOSTA DE ROADMAP REGULATÓRIO	111
10	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	112

1 Sumário Executivo

Esta Tomada de Subsídios realizada pela ANEEL é muito bem-vinda no entendimento da ABEEólica, pois o desenvolvimento dos sistemas de armazenamento é fundamental para a segurança energética e para o pleno aproveitamento do vasto potencial de energia renovável existente no Brasil.

Na elaboração desta contribuição, a ABEEólica buscou conciliar a experiência de um amplo conjunto de agentes que investem em sistemas de armazenamento, além de ouvir a experiência da academia e de reguladores de diversos países. O objetivo foi estabelecer convicções e uma base de contribuição que concilia o conhecimento adquirido desses agentes com a experiência de atuação no Setor Elétrico Brasileiro.

Como resultado, para que os sistemas de armazenamento possam ser desenvolvidos no Brasil, visualiza-se uma estratégia de atuação baseada em três macro conjuntos de medidas que se potencializam:

A. Medidas Estruturantes

São ações que visam trazer estabilidade jurídico regulatória para os sistemas de armazenamento, além de previsibilidade em temas que se mostraram muito controversos em outras geografias:

Definição do Armazenamento de Energia Elétrica

O fato dos sistemas de armazenamento se diferenciarem dos ativos convencionais do Setor Elétrico, ora atuando aparentemente como um consumidor, ora atuando aparentemente como um gerador, pode determinar exigências desconexas por diferentes Partes Interessadas.

A experiência de investidores em outros países revela grandes dificuldades para superar questões tributárias ou mesmo para obtenção de financiamentos, uma vez que os modelos de negócio normalmente são bem diferentes daqueles dos ativos convencionais do setor elétrico.

Assim, a **definição do que é um sistema de armazenamento deve ser formalmente estabelecida, preferencialmente por meio de Lei**, de modo a minimizar o grau de discricionariedade das Partes Interessadas. Como exemplo, há uma diretiva da União Europeia para que os países membros definam apropriadamente os sistemas de armazenamento (*Art. 2(59) of Directive (EU) 2019/944*).

Sistema Tributário

Na elaboração desta contribuição, várias empresas que se dedicam ao desenvolvimento de projetos de armazenamento relataram complicações relevantes no que se refere à cobrança de impostos.

De forma resumida, os tributos estavam sendo requeridos quando a bateria se carrega, atuando como um consumidor, e quando ela se descarrega, atuando como gerador.

A ABEEólica propõe que a legislação que vai definir os sistemas de armazenamento contenha, inclusive, a **definição do regime tributário, caracterizando a prestação de serviços** e não a produção ou o consumo de energia elétrica.

Conexão aos Sistemas Elétricos

Atualmente, cada ponto de conexão está bem caracterizado: ou se trata de um consumo ou de uma geração, e para cada caso há uma tarifa e uma cobrança específica. Para os sistemas de armazenamento, essa lógica se perde, pois o mesmo ponto de conexão ora atua como consumo, ora atua como geração.

Devido à falta de definições precisas ou mesmo porque as regulamentações ainda não foram modernizadas, é comum encontrar sistemas elétricos cobrando os sistemas de armazenamento de forma duplicada: consumo e geração. Trata-se de uma barreira ao desenvolvimento dos sistemas de armazenamento, apesar do evidente benefício que esses sistemas trazem à gestão de congestionamentos das redes de energia.

A dupla cobrança dos encargos de transporte deve ser proibida. Dependendo do papel predominante do sistema de armazenamento, deve ser cobrada a tarifa de consumo ou de geração. Adicionalmente, para os sistemas de armazenamento que se dedicam a prestar serviços que melhoram o desempenho da rede, a cobrança do encargo de uso da rede não deve ser realizada.

B. Medidas de Aceleração

Transparência de Custos Sistêmicos

Para que os sistemas de armazenamento possam contribuir no atendimento de necessidades sistêmicas, é imprescindível que os custos associados a essas necessidades sejam transparentes e que existam mecanismos competitivos para resolução dos problemas ou das necessidades de forma eficiente.

Nesta contribuição, apresentam-se alguns exemplos em que os sistemas de armazenamento poderiam representar uma solução eficiente, tais como: operação a meia carga de termoeletricas de baixo CVU, redução forçada de geração de usinas eólicas, vertimento turbinável de usinas hidroelétricas, operação liga x desliga de máquinas de hidroelétricas, obrigação da instalação de *black start* etc.

A ABEEólica propõe que os custos de operação devido às necessidades sistêmicas que levam às condições de baixa eficiência sejam medidos e publicados, e que sejam organizados **processos competitivos para atendimento a essas necessidades ao menor custo.**

Sinais de Preço Efetivos

No Brasil, as diferenças de PLD diárias são muito baixas e dificilmente justificam os investimentos em sistemas de armazenamento para realização de arbitragem, tal como demonstrado nesta contribuição.

No entanto, é importante enfatizar que o processo de formação de preços no mercado de curto prazo brasileiro tende a se modernizar nos próximos anos com o objetivo de fazer com que os **preços reflitam as condições de operação**. Logo, no futuro próximo, as diferenças de preço diária podem passar a ser mais significativas, abrindo espaço para a atuação dos sistemas de armazenamento.

Participação nos Mercados

Para que os sistemas de armazenamento possam se viabilizar, a ABEEólica propõe que lhes seja dada a **possibilidade de participar em todos os mercados**: energia, capacidade, serviços ancilares e gestão de congestionamento.

Como boas práticas regulatórias, podem ser citadas:

- Permissão para os sistemas de armazenamento participarem em todos os processos de comercialização de energia, independentemente de atuarem de forma *stand-alone*, em conjunto com usinas tradicionais, ou em conjunto com clientes.
- Permissão para os sistemas de armazenamento participarem nos mercados de capacidade e de serviços ancilares.
- Definição de processos competitivos em que as ofertas de energia sejam realizadas em unidades relativamente pequenas (0,01MW ou MWh, por exemplo).
- Possibilidade de realização de ofertas em mercado a partir da agregação das ofertas de diferentes sistemas de armazenamento.
- Interação muito próxima com o ONS e com as distribuidoras, de modo que os sistemas de armazenamento possam ser acionados para atender a necessidades sistêmicas.

Tarifas de Distribuição

A distribuição de energia elétrica pode se beneficiar muito dos sistemas de armazenamento, tanto no que se refere à instalação de sistemas dedicados na rede, quanto ao fomento de soluções atrás dos medidores, com gestão ativa do consumo.

As tarifas de rede dos consumidores com sistemas de armazenamento devem ser variantes com o tempo, refletindo necessidades sistêmicas. Ademais, se o consumidor disponibilizar sua bateria para os comandos de despacho da distribuidora, prestando assim serviços para a rede, ele deve ser remunerado.

De forma conjunta às novas tarifas, os consumidores que investirem em sistemas de armazenamento também devem ter o sistema de medição atualizado, permitindo o controle separado de quando a energia é consumida da rede e de quando a energia é fornecida à rede. No limite, a valorização da energia consumida e da energia injetada devem se dar a preços diferentes, refletindo a operação do sistema de forma global e o uso da rede.

Otimização da Contratação de MUST de Usinas Eólicas

A contratação do acesso ao sistema de transmissão das usinas eólicas é realizada com base na potência instalada dos parques. No entanto, para ocorrer a injeção da potência instalada da usina na rede de transmissão são necessários ventos muito fortes, justamente em momentos em que todas as unidades geradoras estão disponíveis. Como resultado, raramente as usinas eólicas injetam suas capacidades instaladas na rede.

A ABEEólica entende que com a instalação de sistemas de armazenamento dentro dos parques, esses poucos picos de produção podem ser amortizados, reduzindo de forma perene a utilização do sistema de transmissão.

Desta forma, **a regulação sobre contratação de MUST e sobre cálculo de TUST deve ser revista.**

C. Medidas de Detalhamento Técnico

Outorgas

Para os sistemas de armazenamento, na obtenção das outorgas deve haver a distinção dos empreendimentos com base no porte e na tecnologia, devendo ser endereçadas questões específicas somente quando os riscos do empreendimento forem diferenciados. Atenção especial deve ser dada às usinas reversíveis a ciclo fechado, que embora utilizem água, não são usinas hidroelétricas no sentido de caracterizarem concessões.

Interoperabilidade de Equipamentos

Os sistemas atuais para gestão dos dispositivos de armazenamento são soluções proprietárias, ou seja, cada fabricante desenvolveu suas próprias interfaces de comunicação e os seus próprios códigos em sistemas fechados, criptografados.

A boa prática regulatória deve exigir a implantação de interfaces abertas, com ampla disponibilidade de funcionalidades e acessos a informações via APIs (*application programming interfaces*) e protocolos padronizados.

Base de Dados de Sistemas e Projetos

A boa prática regulatória deve exigir que todo equipamento de geração distribuída, de armazenamento ou mesmo de controle da operação de outros equipamentos seja cadastrado em um sistema robusto, gerido de forma criteriosa, seguindo altos padrões de governança.

Por outro lado, a boa prática regulatória também deve exigir dos operadores de rede (operador nacional e da rede de distribuição) estudos de cenários críticos para avaliar a robustez do atendimento ao consumo.

2 Introdução

A ANEEL iniciou a Tomada de Subsídios 11 no dia 22 de setembro de 2020, tendo como objetivo colher subsídios para a elaboração de adequações regulatórias necessárias à inserção de sistemas de armazenamento no setor elétrico brasileiro. Trata-se de uma iniciativa louvável, acompanhando a tendência tecnológica verificada praticamente em todo o mundo.

Mais do que acompanhar uma tendência, ocorre que as usinas eólicas e solares têm apresentado ganhos de produtividade relevantes, permitindo que cada vez mais energia possa ser gerada a partir da mesma capacidade instalada. Para as usinas eólicas, no início da década de 2010, para cada 100MW de capacidade instalada obtinha-se de 21MWh a 23MWh de energia; no fim da mesma década, a energia produzida com a mesma capacidade instalada mais do que dobrou, tal como pode ser observado na Figura 1.

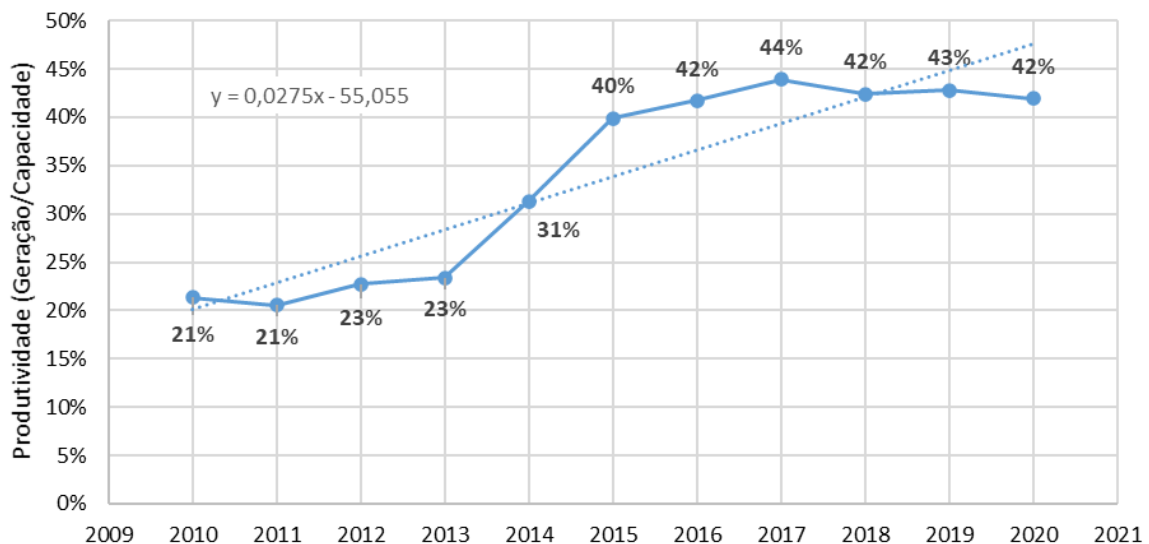


Figura 1 – Evolução da produtividade das usinas eólicas. Fonte: Volt Robotics.

Esses ganhos de produtividade traduziram-se em preços mais competitivos e, conseqüentemente, as usinas eólicas têm se apresentado como a fonte líder na expansão da oferta de energia no Brasil.

Com mais e mais usinas renováveis participando do atendimento ao consumo de energia, num futuro muito próximo será necessário conectar às redes novos dispositivos para prover flexibilidade operativa ao sistema elétrico. Justamente para atender a esta necessidade é que os sistemas de armazenamento estão ressurgindo em todo o mundo!

De forma geral, os sistemas de armazenamento buscam, por meio de ciclos de carregamento e descarregamento, conciliar os padrões de consumo e de produção, tal como ilustrativamente mostrado na Figura 2.

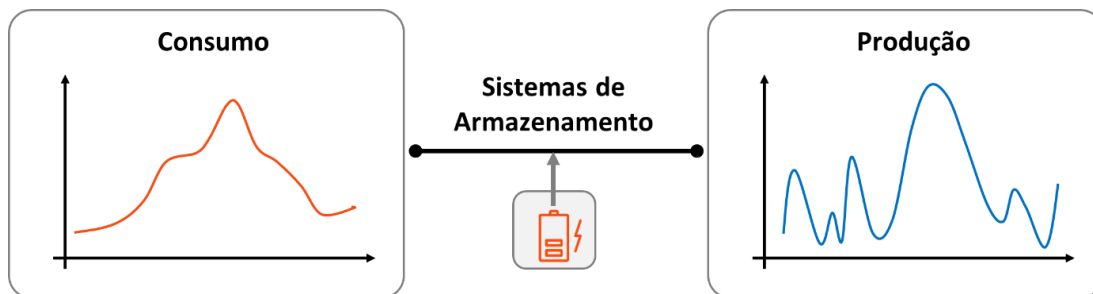


Figura 2 – Esquema ilustrativo do papel dos Sistemas de Armazenamento.

É importante entender que se trata do ressurgimento dos sistemas de armazenamento, pois há pouco tempo alguns desses sistemas foram instalados sobretudo porque as usinas nucleares e a carvão eram inflexíveis e não conseguiam seguir o perfil de consumo. Por exemplo, um dos maiores sistemas de armazenamento, com mais de 130GW de capacidade instalada no mundo, refere-se à armazenagem por meio de usinas reversíveis.

Atualmente, com as evoluções dos mercados, os sistemas de armazenamento permitem que sejam aproveitadas diferenças de preços entre períodos do dia (arbitragem comercial) e sejam prestados outros serviços ao sistema. Com as evoluções tecnológicas, os sistemas de armazenamento também podem prestar serviços de reserva sistêmica, regulação de frequência e suporte aos níveis de tensão, podendo ainda incluir respostas rápidas a variações de consumo ou produção, ou respostas lentas e programadas a variações de carga.

Quanto mais sofisticadas as arquiteturas de mercado, mais opções de prestação de serviços existem. No limite, os sistemas de armazenamento podem estar em qualquer lugar da rede, tal como ilustrado na Figura 3.

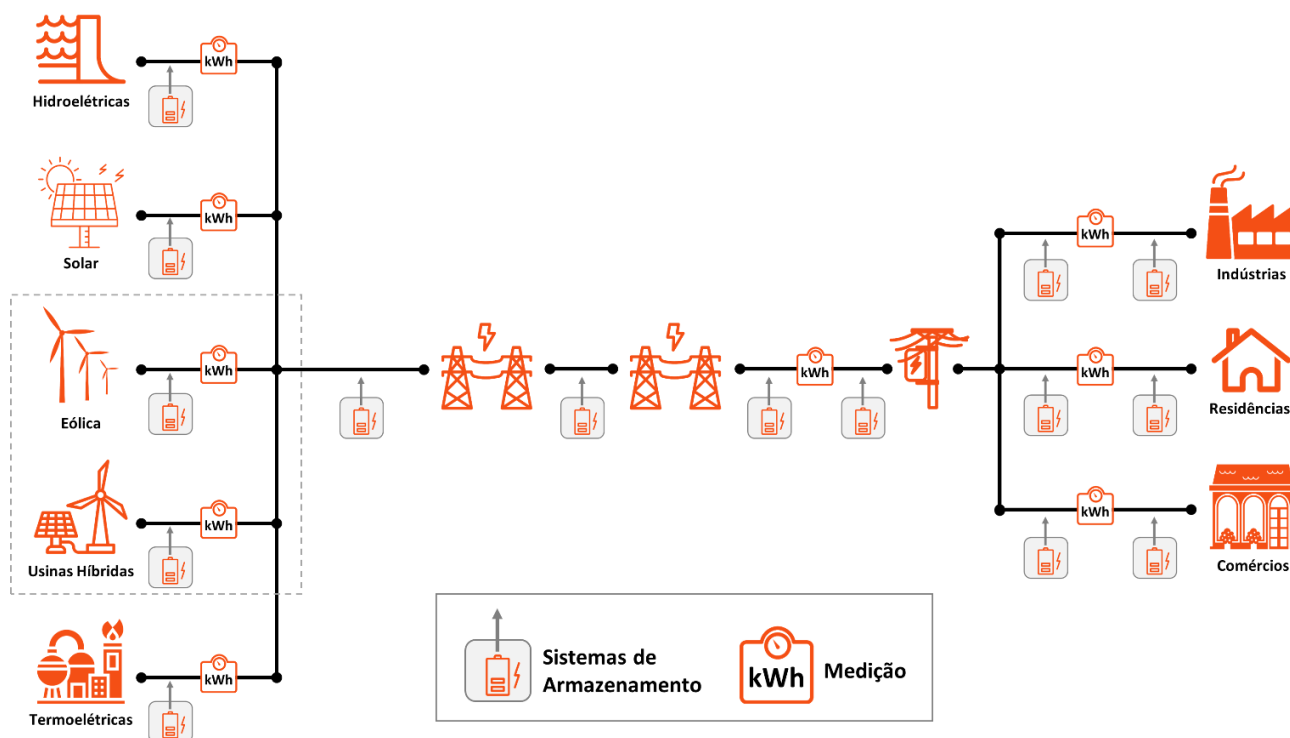


Figura 3 – Ilustração das diferentes utilizações dos sistemas de armazenamento.

Neste contexto, para construir uma contribuição efetiva à Tomada de Subsídios da ANEEL, a ABEEólica contou com o suporte da Volt Robotics (www.voltrobotics.com.br) para elaborar esta contribuição seguindo os 5 passos indicados na Figura 4:

- **Passo 1 – Entrevistas:** foram realizadas entrevistas com associadas da ABEEólica, com órgãos do Setor Elétrico e com empresas e associações de diversos países que estão liderando o processo de inserção dos sistemas de armazenamento em suas redes, apresentados na Figura 5. O objetivo foi identificar pontos relevantes que deveriam estar inseridos na contribuição para evitarmos erros conhecidos e identificarmos inovações de alto valor agregado. Nesta etapa foram aplicadas técnicas de escuta ativa e de *design thinking*.
- **Passo 2 – Literatura & Instituições:** foram pesquisadas revistas científicas de alto nível, testes e dissertações, bem como instituições de pesquisa e ensino, para identificar técnicas de quantificação dos benefícios do armazenamento, bem como avanços tecnológicos recentes e casos de sucesso e fracasso nas mais diversas localidades.
- **Passo 3 – Regulação:** vários países que estão em processo acelerado de inserção do armazenamento em suas matrizes energéticas, principalmente da União Europeia, já enfrentam questões relacionadas a sinais regulatórios contraditórios ou a incentivos que não necessariamente promovem eficiência. A partir do estudo de alguns casos reais, foi criada uma seção nesta contribuição sobre Boas Práticas Regulatórias.
- **Passo 4 – Modelagens:** a partir dos estudos dos artigos científicos, da identificação de temas prioritários com diversos agentes e dos estudos das práticas regulatórias, foram avaliadas algumas modelagens matemáticas e estudos de simulação, com fatos e dados, que poderiam desafiar alguns senso comuns que pareciam infundados ou mesmo dúvidas que foram levantadas. Assim, foi criada uma seção nesta contribuição sobre Estudos Quantitativos.
- **Passo 5 – Contribuição:** trata-se da elaboração deste documento, organizando todo o trabalho realizado e introduzindo uma seção adicional para responder aos questionamentos específicos realizados pela ANEEL nesta Tomada de Subsídio, resultando na seção Perguntas Realizadas pela ANEEL.



Figura 4 – Etapas do trabalho realizado para construir esta contribuição.



Figura 5 – Empresas, universidades e órgãos setoriais entrevistados.

Esta contribuição ficou então organizada em 9 seções:

- Na Seção 3 apresentam-se os sistemas de armazenamento, as principais tecnologias em uso e um breve mapa sobre suas aplicações.
- Na Seção 4 apresentam-se algumas experiências internacionais, com destaque para alguns artigos acadêmicos e a alguns projetos estruturados para sistemas isolados, além do *EU-Sysflex* e do *EBA*.
- Na Seção 5 apresentam-se alguns exemplos de Boas Práticas Regulatórias, desde a caracterização da atividade de armazenamento até a importância da participação nos diversos mercados, tarifas etc.
- Na Seção 6 são apresentados os estudos quantitativos com modelos matemáticos relativamente simples desenvolvidos exclusivamente para elaborar esta contribuição. Os estudos abordam maximização do valor obtido com a arbitragem contra PLD, a minimização da contratação do MUST e a otimização do cálculo da Garantia Física.
- Na Seção 7 aborda-se como inserir as usinas eólicas e o armazenamento na cadeia de modelos do Setor Elétrico, passando pelos modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM.
- Na Seção 8 responde-se às perguntas da ANEEL realizadas nesta Tomada de Subsídios, referenciando as respostas ao material desenvolvido.
- Finalmente, na Seção 9 são apresentadas as conclusões e uma proposta de *Roadmap Regulatório*.

3 Sistemas de Armazenamento

O modo de produzir e consumir energia está em constante desenvolvimento. Estamos em um momento de transformação de uma estrutura baseada no fluxo unidirecional com os segmentos de geração, transmissão e distribuição bem caracterizados, para uma estrutura mais descentralizada, com o aumento da participação da geração distribuída, eletrificação da frota de veículos, aumento da participação de fontes renováveis como solar e eólica, e fortificação da figura do prosumidor.

Na realidade, essas alterações ocorrem no contexto de uma tendência mais ampla que inclui minimização da emissão de gases de efeito estufa impulsionado pelo Acordo de Paris e fortificação da digitalização dos meios de comunicação para que seja possível sinalizar o correto e imediato valor da energia, possibilitando uma gestão ativa do consumo de acordo com seu preço, empoderando os consumidores.

Essas três características – descentralização, descarbonização e digitalização – fazem parte da atual transição energética, sendo que, nesse contexto, sistemas de armazenamento de energia desempenham um papel crucial e, em conjunto com sistemas de geração de energia solar e eólica, acelerarão essas transformações.

Existem diversas tecnologias de armazenamento disponíveis, em diversos estágios de maturidade, desde iniciativas no âmbito de projetos de pesquisa e desenvolvimento até aplicações consolidadas em larga escala. Como princípio básico, durante o processo de carga esses sistemas convertem a energia elétrica em outra forma de energia armazenável (potencial, química, térmica, eletromagnética), sendo a energia armazenada novamente transformada em energia elétrica durante o processo de descarga, gerando um ciclo constante de utilização, conforme ilustrado na Figura 6.

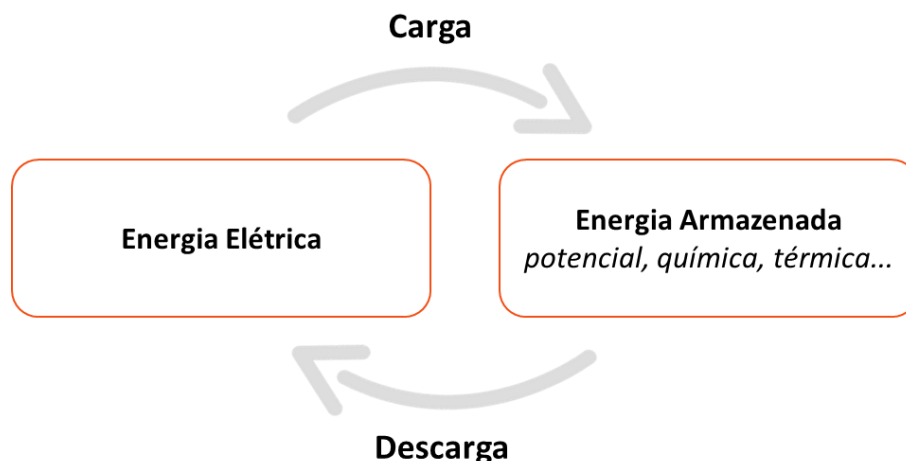


Figura 6 – Ciclo de um sistema de armazenamento.

A energia pode ser armazenada utilizando-se diversas tecnologias: mecânica, química, eletroquímica, elétrica e térmica conforme ilustrado na Figura 7.

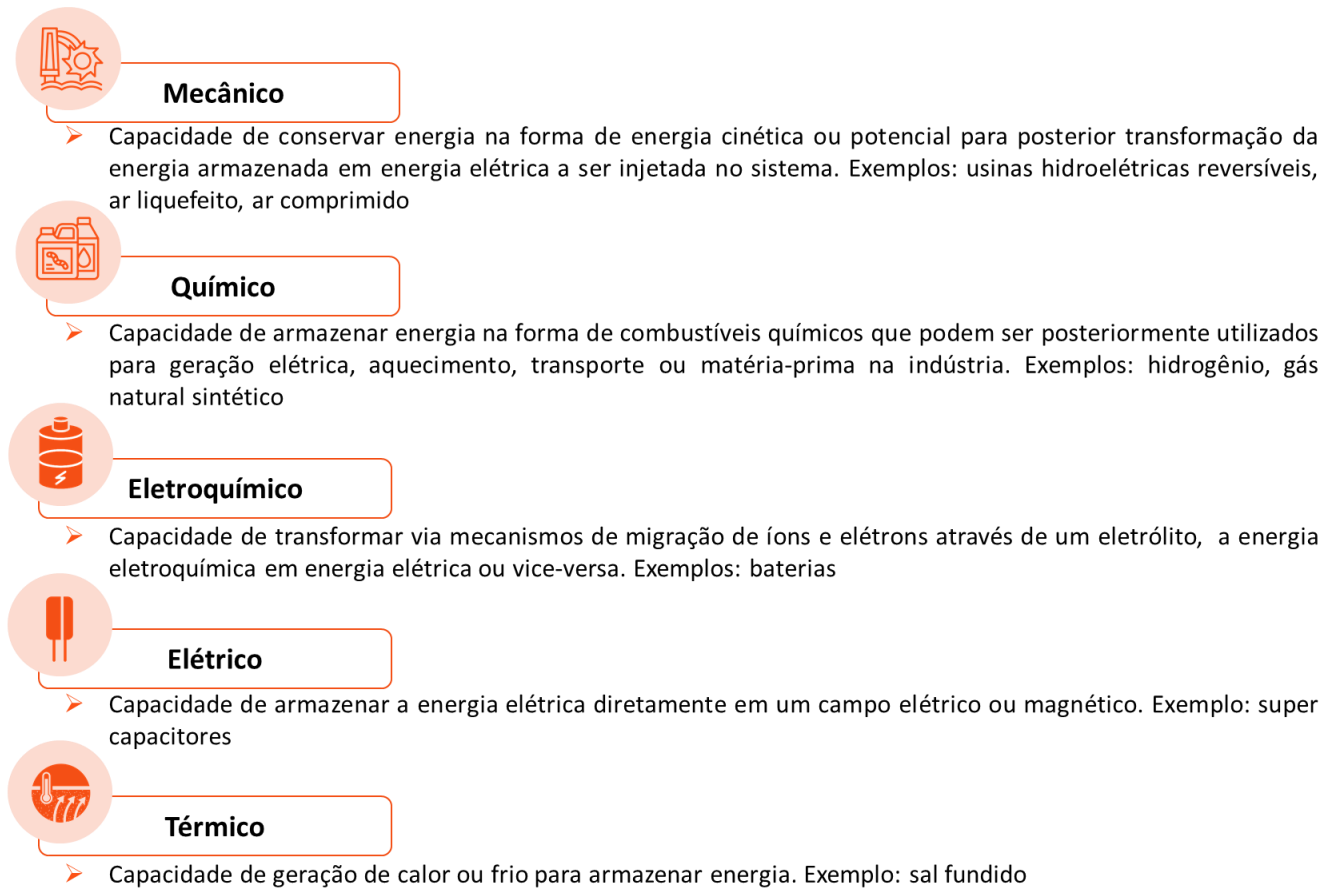


Figura 7 -Tecnologias de Armazenamento.

A capacidade instalada de sistemas de armazenamento no mundo alcança 191,9 GW¹, sendo usinas reversíveis a tecnologia de armazenamento mais consolidada representando quase 95% do volume total, conforme ilustrado na Figura 8.

Ainda em relação à Figura 8, verifica-se que 53,8% da capacidade instalada mundial concentra-se na China com 31,3 GW; seguida dos Estados Unidos, com 29,6 GW; Japão, com 27,8 GW; Itália, com 7,6 GW; e finalmente a Índia com 6,7 GW.

¹ Dados até novembro de 2020

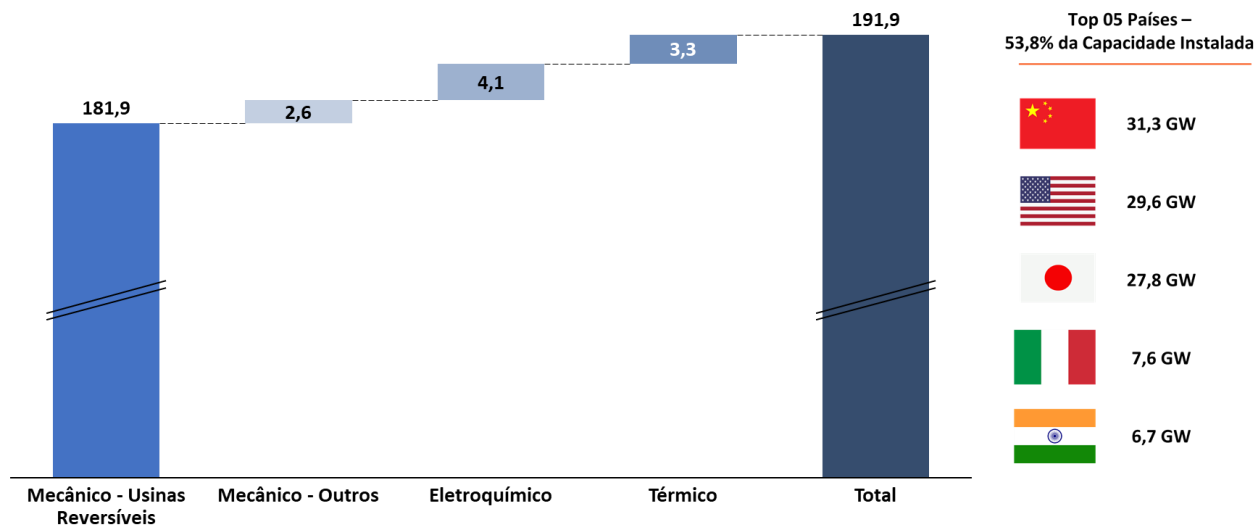


Figura 8 - Capacidade instalada de sistemas de armazenamento. Fonte: Global Energy Storage Database².

A seguir serão detalhadas as tecnologias mais consolidadas ou com maior potencial de utilização e impacto no médio e longo prazo: usinas reversíveis, baterias, ar comprimido, ar liquefeito e hidrogênio.

3.1 Tecnologias

3.1.1 Usinas Reversíveis

Usinas reversíveis referem-se a um sistema de armazenamento mecânico onde ocorre transferência de água entre reservatórios em diferentes altitudes: inferior (baixa energia potencial) e superior (elevada energia potencial), possibilitando a otimização da geração de energia em momentos de maior necessidade sistêmica ou de preços mais altos. São sistemas flexíveis e podem funcionar em ciclos de operação diários, semanais e até mensais.

Assim, este modelo de usina utiliza um sistema turbo-bomba, sendo a água bombeada de um reservatório inferior, normalmente durante o período de baixa demanda e preços de energia menores, para um reservatório superior e posterior geração de energia elétrica em momentos de alta demanda e preços mais elevados, conforme ilustrado na Figura 9.

A concepção construtiva, os custos e as características das usinas reversíveis são fortemente influenciados por condições locais como a topografia, a geologia e a hidrologia. Ou seja, trata-se de uma tecnologia baseada em um recurso locacional, não sendo possível seu desenvolvimento em todos os países.

² <https://www.sandia.gov/ess-ssl/global-energy-storage-database/> - acesso em janeiro de 2021

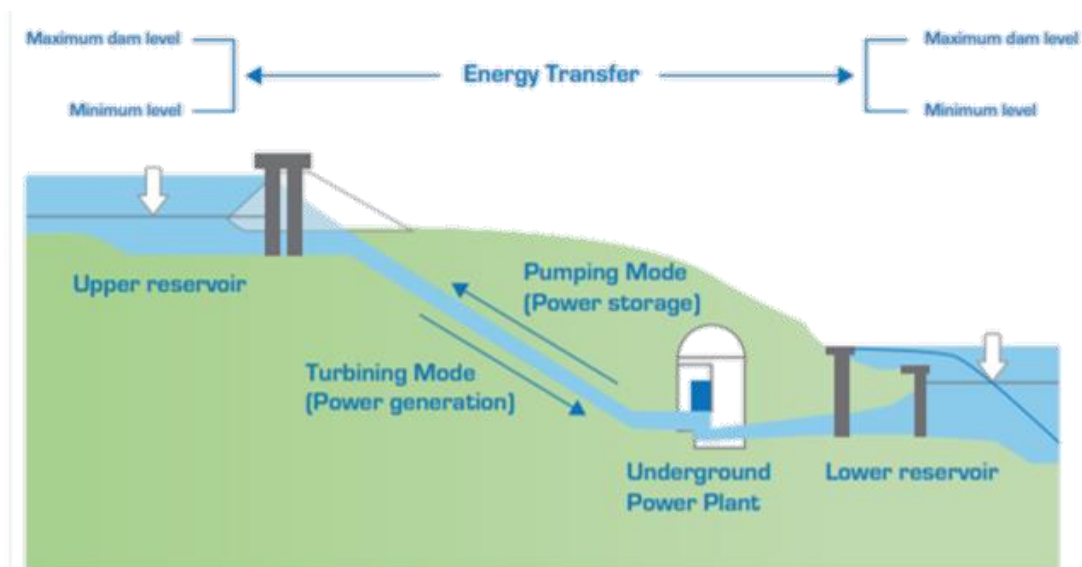


Figura 9 -Esquema ilustrativo de uma usina reversível. Fonte: European Association for Storage of Energy (EASE)³.

De acordo com dados da *Global Energy Storage Database*, a capacidade instalada de usinas reversíveis superou, ao final de 2020, 180 GW, sendo que 27% desse total (ou 48,3 GW) localiza-se na Europa, conforme observado na Figura 10.

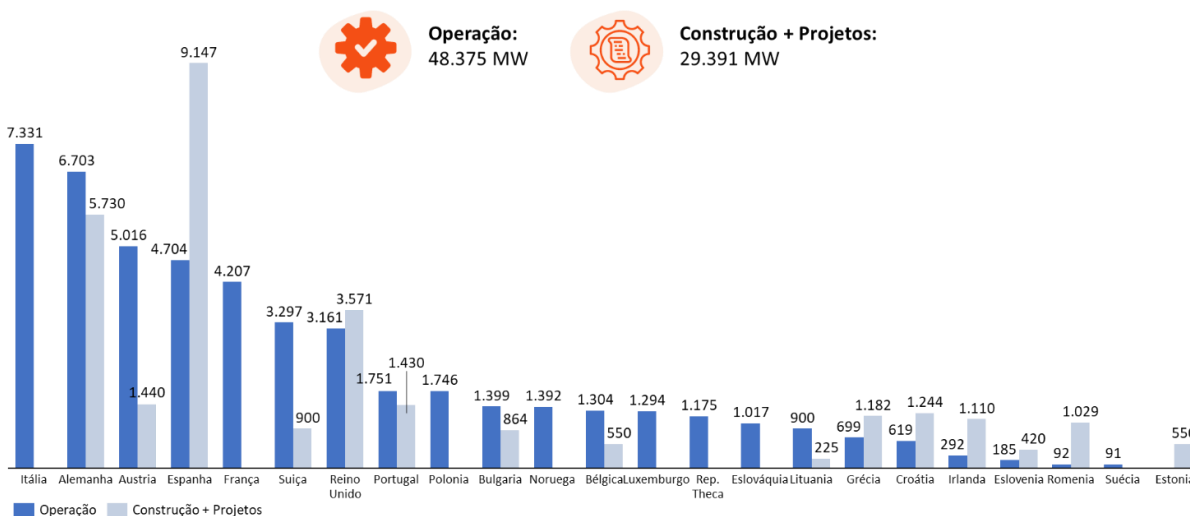


Figura 10 – Capacidade instalada de Usinas Reversíveis na Europa. Fonte: Comissão Europeia ⁴

Ademais, é interessante observar que, justamente devido a restrições locais, parte do portfólio de projetos de novas usinas na Europa concentra-se em países que historicamente não investiram nessa tecnologia, tais como

³ https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/07/EASE_TD_Mechanical_PHS.pdf - acesso em janeiro de 2021

⁴ <https://data.europa.eu/euodp/data/dataset/database-of-the-european-energy-storage-technologies-and-facilities> - acesso em dezembro de 2020

Irlanda, Eslovênia, Romênia e Estônia. Países como Itália e França, detentores de um portfólio atual significativo de usinas reversíveis, não possuem projetos em construção ou em avaliação.

Com relação às especificidades técnicas, em termos de capacidade instalada, a maior usina alcança 3 GW e está localizada nos Estados Unidos, no Estado da Virgínia, com entrada em operação em 1985⁵. As primeiras usinas reversíveis foram construídas na década de 1890, existindo plantas que operaram por até 80 anos.

Enquanto ativas e com água nos reservatórios, o bombeamento e geração de energia ocorrem ciclicamente sem limite, atingindo uma eficiência de até 85%. São caracterizadas por partida rápida, possuindo um tempo de reação de segundos e descarga de até 10 horas. Com relação aos investimentos, os valores dos Custos Totais do Projeto variam de 106 a 200 US\$/kWh⁶ [1].

A Figura 11 apresenta um resumo das principais características descritas acima.

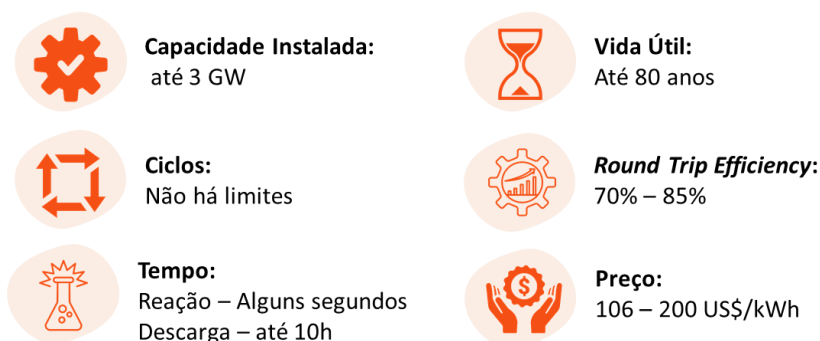


Figura 11 -Características de desempenho de Usinas Reversíveis. Fonte: EASE⁷.

Devido à capacidade de armazenamento e às características operativas, as usinas reversíveis possuem uma ampla gama de aplicações, destacando-se: flexibilidade, arbitragem de preços, serviços auxiliares (controle de frequência e de tensão para a rede elétrica).

Com relação ao cenário brasileiro, de acordo com a Nota Técnica EPE de fevereiro de 2021⁸, existem alguns desafios que dificultam a viabilização das usinas reversíveis, destacando-se os seguintes:

- **Custos de implantação:** investimento inicial elevado e o longo tempo de retorno de investimento pode demandar maior estabilidade dos fluxos de receita para que os empreendimentos sejam financeiramente atrativos, sendo que considerações de financiamento podem ter importante papel na atratividade econômica das usinas frente às outras tecnologias de armazenamento.
- **Tempo de viabilização e construção:** prazos podem ser relativamente longos para o desenvolvimento dos estudos e para a obtenção das aprovações junto aos órgãos licenciadores, além da construção em si da usina.

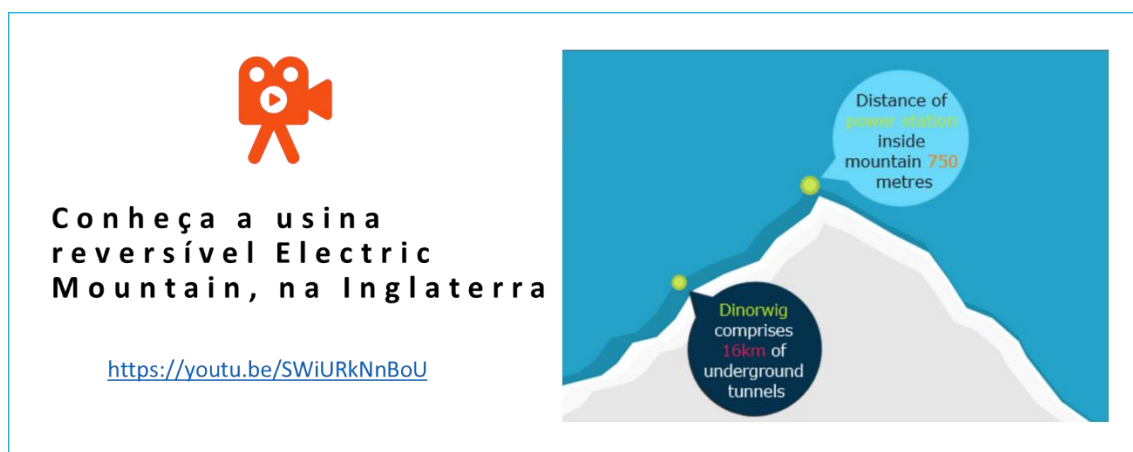
⁵ A usina “Bath County Pumped Storage Station” é uma usina hidrelétrica de armazenamento bombeado, que é descrita como a “maior bateria do mundo”, possui uma capacidade máxima de geração de 3.003 MW e média de 2.772 MW.

⁶ Para uma usina de 2GW e 32GWh.

⁷ https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/07/EASE_TD_Mechanical_PHS.pdf - acesso em janeiro de 2021

⁸ Nota Técnica “Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR): Desafios para inserção em mercados de energia elétrica” [link](#).

- Outorga para exploração de aproveitamentos hidrelétrico: o detalhamento dos procedimentos de outorga é descrito em normativos infra legais estabelecidos pela ANEEL, como os procedimentos relacionados aos estudos de inventário hidrelétrico de bacias hidrográficas e os estudos de viabilidade técnica e econômica de usinas hidrelétricas, não havendo procedimento ou menção às usinas hidrelétricas reversíveis.
- Licenciamento ambiental: como não há precedentes de processos de licenciamento ambiental para usinas reversíveis no Brasil, deve-se amadurecer a discussão em relação a esses empreendimentos, envolvendo tanto os órgãos licenciadores e reguladores, como os desenvolvedores de projetos e outras partes interessadas, buscando compreender melhor as diferentes concepções de projetos, os impactos e as medidas para reduzir, mitigar e compensar seus efeitos e em que medida a legislação brasileira relativa ao licenciamento ambiental precisa ser adaptada para abarcar usinas reversíveis.



3.1.2 Baterias

As baterias são soluções eletroquímicas de armazenamento de energia elétrica, sendo que as principais tecnologias que se desenvolveram nos últimos anos são: chumbo-ácido, íon-lítio, sódio-enxofre e bateria de fluxo.

Comparando com usinas reversíveis, sistemas de armazenamento por bateria ainda são incipientes. De acordo com dados da *Global Energy Storage Database*, ao final de 2020 a capacidade instalada de armazenamento eletroquímico superou 4,1 GW, sendo que 30% desse total localiza-se na Europa, conforme pode ser observado na Figura 12.

A tecnologia mais madura e barata refere-se às baterias de chumbo-ácido, porém trata-se de uma opção com limite reduzido de ciclos de vida e de vida útil (em média 5 anos), dificultando sua utilização em larga escala no setor elétrico.

Já a tecnologia mais promissora refere-se às baterias de lítio-íon. Conforme ilustrado na Figura 13, o sistema desse tipo de bateria é baseado em reações eletroquímicas de carga e descarga que ocorrem entre um eletrodo positivo, que é composto por um material litiado, e um eletrodo negativo, que geralmente é composto por um material à base de carbono. Os eletrodos são separados por um material polimérico poroso que permite a troca iônica e que é imerso em um eletrólito composto de sais de lítio.

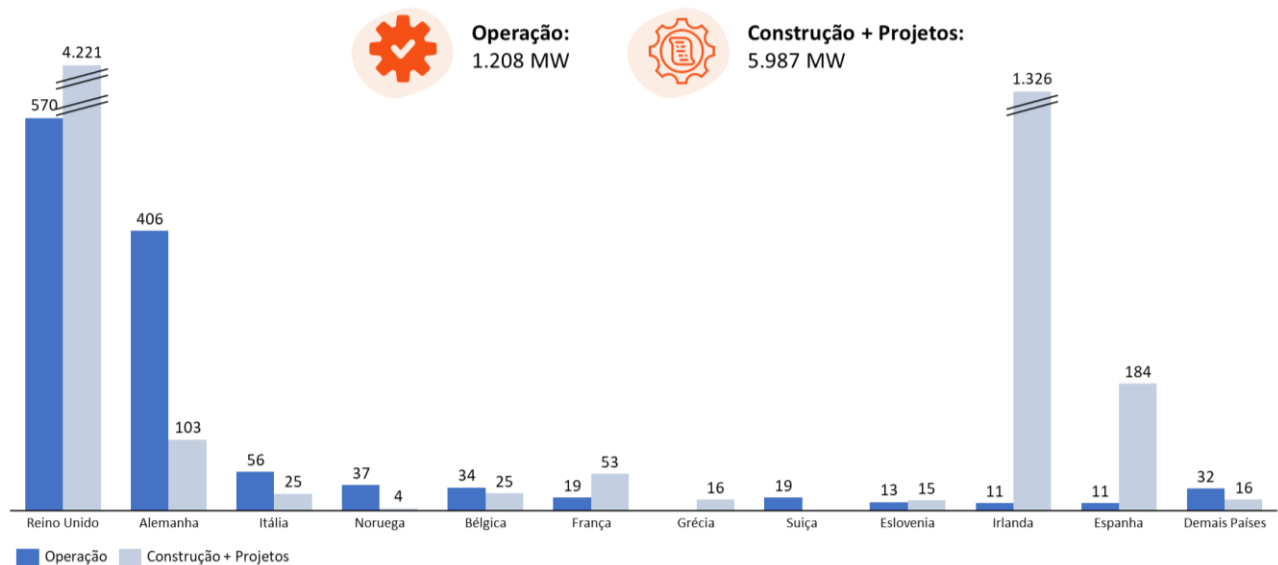


Figura 12 – Capacidade instalada de Sistemas de Armazenamento Eletroquímico. Fonte: Comissão Europeia⁹.

O fenômeno de carga e descarga é descrito pela difusão dos íons de lítio (Li+) através da rede cristalina tanto do cátodo como do ânodo. A intercalação de um Li+ num eletrodo requer, obrigatoriamente, a intercalação de um elétron, para manter sua neutralidade.

O maior entrave para a difusão da utilização de baterias de lítio-íon reside nos custos ainda elevados para utilização em larga escala. Por outro lado, ano após ano, esses valores vêm decrescendo. De 2013 a 2020, segundo dados da BloombergNEF e conforme ilustrado na Figura 14, os preços caíram 80%, de 668 US\$/kWh para 137 US\$/kWh, sendo a expectativa de valores inferiores a 100 US\$/kWh a partir de 2023.

Com relação às especificidades técnicas, em termos de capacidade instalada, a maior usina de armazenamento em operação alcança 300MW de potência (1.200MWh) e está localizada nos Estados Unidos, no Estado da Califórnia, com entrada em operação em dezembro de 2020¹⁰.

⁹ <https://data.europa.eu/euodp/data/dataset/database-of-the-european-energy-storage-technologies-and-facilities> - acesso em dezembro de 2020

¹⁰ <https://www.powermag.com/vistra-energizes-massive-1-2-gwh-battery-system-at-california-gas-plant/>

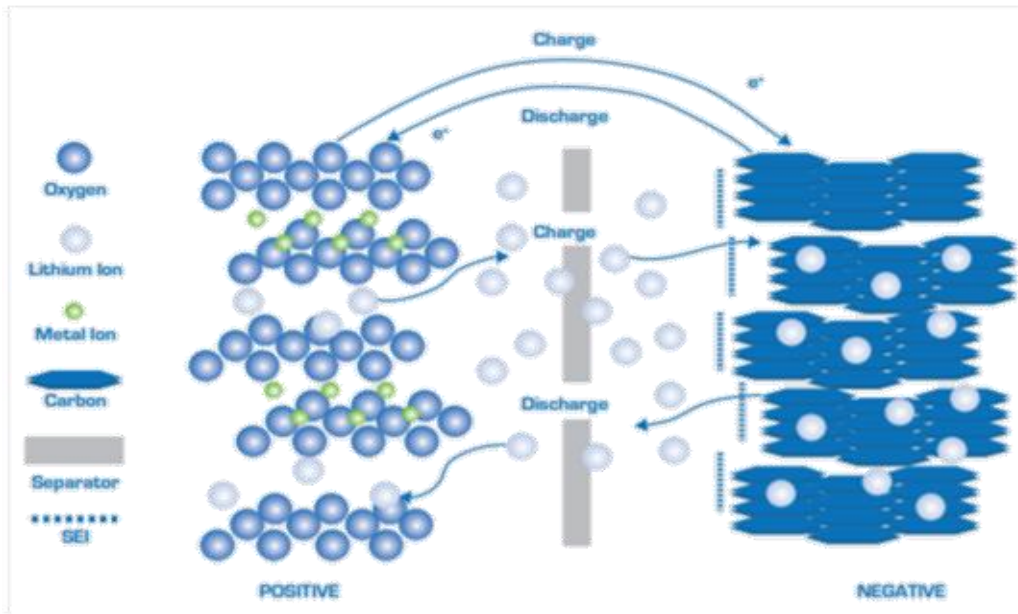


Figura 13 - Esquema ilustrativo de uma bateria íon-lítio. Fonte: EASE¹¹.

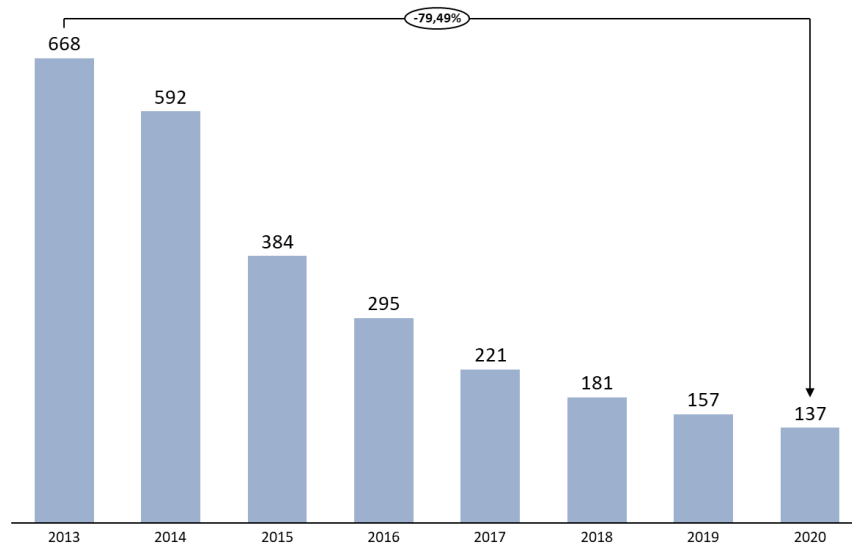


Figura 14 - Histórico de Preços – Baterias (US\$/kWh). Fonte: BloombergNEF¹².

¹¹ https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/03/EASE_TD_Lilon.pdf - acesso em janeiro de 2021

¹² <https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-cited-below-100-kwh-for-the-first-time-in-2020-while-market-average-sits-at-137-kwh/> - acesso em janeiro de 2021

Segundo dados dos próprios fabricantes, a vida útil das baterias pode variar entre 15 a 20 anos e o número de ciclos entre 2.000 a 10.000. Contudo, deve-se mencionar que, como se trata de uma tecnologia relativamente jovem, não existem dados reais para comprovar essas especificidades - na Europa, por exemplo, os primeiros projetos datam de 2012, porém somente a partir de 2016 foram comissionadas usinas com capacidade superior a 10 MW.

Atingindo uma eficiência de até 98%, são caracterizadas por partida rápida, possuindo um tempo de reação de segundos e descarga de até 4 horas. Com relação aos investimentos, os valores dos Custos Totais do Projeto variam de 393 a 581 US\$/kWh¹³ [1]. Atualmente, segundo a Bloomberg, um sistema de 4h pode possuir custos de até 300 US\$/kWh.

A Figura 15 apresenta um resumo das principais características descritas acima.



Figura 15 - Características de desempenho de Baterias Lítio-íon. Fonte: EASE¹⁴.

Devido à capacidade de armazenamento e características operativas, as baterias de lítio-íon possuem uma ampla gama de aplicações, destacando-se: utilização residencial e comercial acopladas com sistemas de geração descentralizada, serviços ancilares, fornecimento de flexibilidade em conjunto com usinas eólicas e solares ou mesmo com usinas termoelétricas para suavização das rampas de acionamento, assegurando partida rápida e desligamento.

Com relação ao cenário brasileiro, de acordo com a Nota Técnica EPE de novembro de 2019¹⁵, existem alguns desafios que dificultam a viabilização, destacando-se os seguintes:

- Ausência de um mercado competitivo para contratação de serviços ancilares.
- Necessidade de revisão dos subsídios existentes para geração distribuída.
- Possibilitar a participação de sistemas híbridos, inclusive armazenamento, nos leilões dos sistemas isolados.

Ainda que incipientes no setor elétrico, as baterias de lítio-íon vêm sendo amplamente utilizadas para eletrificação da frota de transportes, o que contribui para o desenvolvimento, aperfeiçoamento e barateamento das baterias.

¹³ Para uma usina de 1MW e 4MWh.

¹⁴ https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/03/EASE_TD_Lilon.pdf - acesso em janeiro de 2021

¹⁵ Nota Técnica “Sistemas de Armazenamento em Baterias: Aplicações e Questões Relevantes para o Planejamento” [link](#).

Por exemplo, enquanto o mercado total de veículos reduziu 14% em 2020 com relação a 2019, a venda de veículos elétrico cresceu 43%, alcançando a comercialização de 3,24 milhões de unidades. Nesse contexto, conforme a Figura 16, na Europa verificou-se um aumento de 137% da venda de veículos elétricos com relação a 2019, alcançando 1,395 milhões de unidades.

A liderança na venda de veículos elétricos na Europa foi da Alemanha, com 398 mil unidades, seguida da França (194 mil unidades) e do Reino Unido (181 mil unidades).

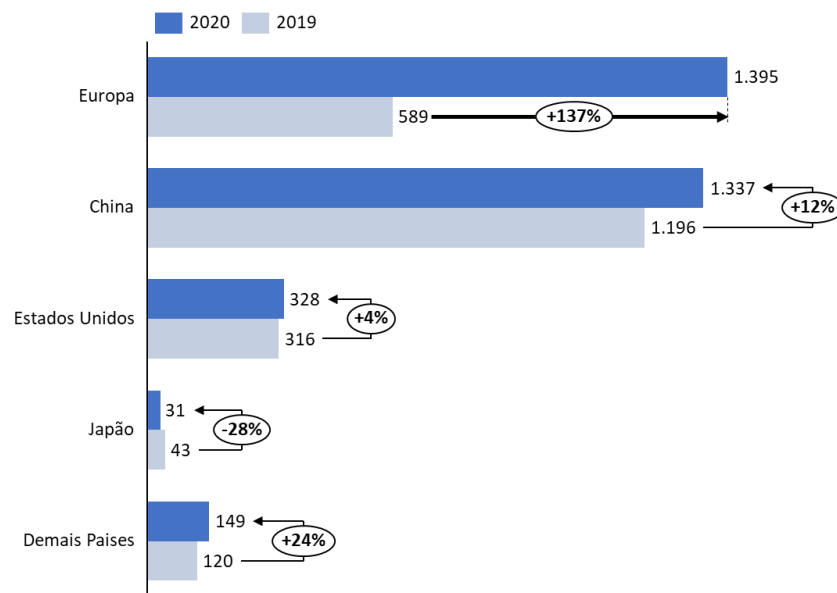


Figura 16 – Crescimento na venda de veículos elétricos, 2020 e 2019, em milhares. Fonte: EV-volumes¹⁶.



Conheça um sistema de armazenamento de 250MW com bateria

<https://vimeo.com/429223580>



¹⁶ <http://www.ev-volumes.com/> - acesso em fevereiro de 2021

3.1.3 Ar Comprimido

O sistema de armazenamento de energia de ar comprimido baseia-se, durante o processo de carga, na compressão do ar e seu armazenamento em subsolos geológicos vazios (normalmente cavernas, mas pode-se utilizar também campos de gás natural *onshore* esgotados ou aquíferos), em profundidades que variam de 500 a 800 metros e pressões de cerca de 100 bar, conforme ilustrado na Figura 17.

Durante o processo de descarga, quando a energia armazenada é necessária, o ar liberado é aquecido, expandindo-se, e utilizado em uma turbina a gás para gerar eletricidade.

Durante o processo de aquecimento do ar é utilizada uma câmara de combustão a gás natural. Existem projetos no âmbito ainda de pesquisa e desenvolvimento para inclusão de um sistema térmico de armazenamento. Assim, o calor liberado no processo de compressão seria armazenado para posterior utilização no processo de expansão.

Existem apenas dois sistemas de armazenamento a ar comprimido em operação. Uma usina está localizada nos Estados Unidos, comissionada em 1991 e com capacidade instalada de 110MW, e outra na Europa, na Alemanha, comissionada em 1978 com capacidade instalada de 320MW.

Embora não seja uma tecnologia com participação expressiva, atualmente, para armazenamentos em larga escala refere-se à única opção com dados reais, além das usinas reversíveis. Assim, com a participação crescente da geração intermitente, atrelada aos investimentos que já estão em curso, sistemas de armazenamento a ar comprimido apresentam-se como uma opção importante a ser considerada.

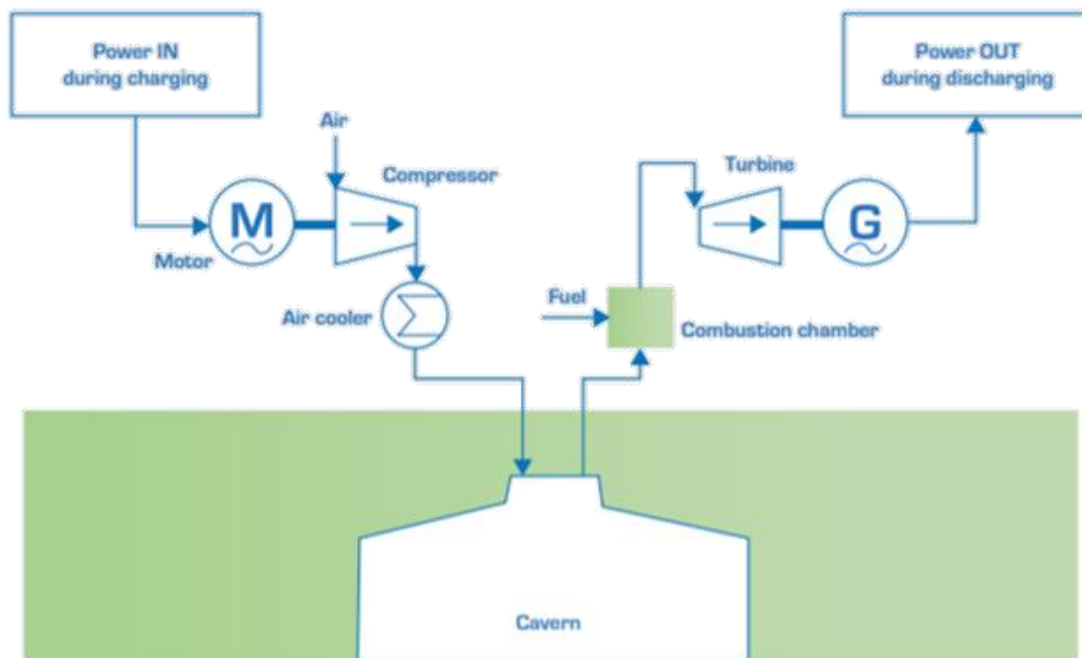


Figura 17 - Esquema ilustrativo de um sistema de armazenamento de ar comprimido. Fonte: EASE.

Com relação às especificidades técnicas, em termos de capacidade instalada, conforme mencionado, a maior usina alcança 320 MW e está localizada na Europa, na Alemanha, com entrada em operação em 1978, possuindo mais de 40 anos de operação.

Atinge uma eficiência de até 55%, possuindo um tempo de reação de alguns minutos e descarga de até 10 horas. Com relação aos investimentos, os valores dos Custos Totais do Projeto variam de 94 a 229 US\$/kWh¹⁷ [1].

A Figura 18 apresenta um resumo das principais características descritas acima.

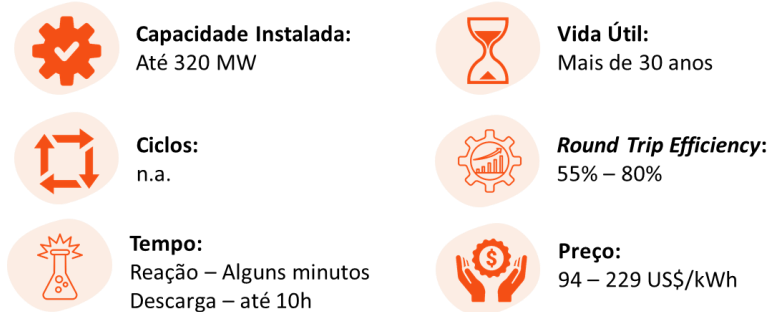


Figura 18 - Características de desempenho de sistemas de armazenamento a ar comprimido. Fonte: EASE.

Devido à capacidade de armazenamento e características operativas, sistemas de armazenamento a ar comprimido possuem uma ampla gama de aplicações, destacando-se: arbitragem de preços, serviços ancilares (*black start*) e flexibilidade em conjunto com usinas eólicas e solares.



Conheça um sistema de armazenamento com ar comprimido

<https://www.youtube.com/watch?v=poGkWZRxVQc>



¹⁷ Para uma usina de 250MW e 4GWh.

3.1.4 Ar Liquefeito

O sistema de armazenamento de energia de ar liquefeito baseia-se em um processo industrial de retirada de ar do ambiente e seu resfriamento até liquefação, sendo armazenado em tanques isolados e em baixas pressões. Quando a energia é necessária, o ar líquido é retirado do tanque, bombeado para alta pressão e evaporado. O ar, já em estado gasoso, é utilizado em uma turbina a gás para gerar eletricidade, conforme ilustrado na Figura 19.

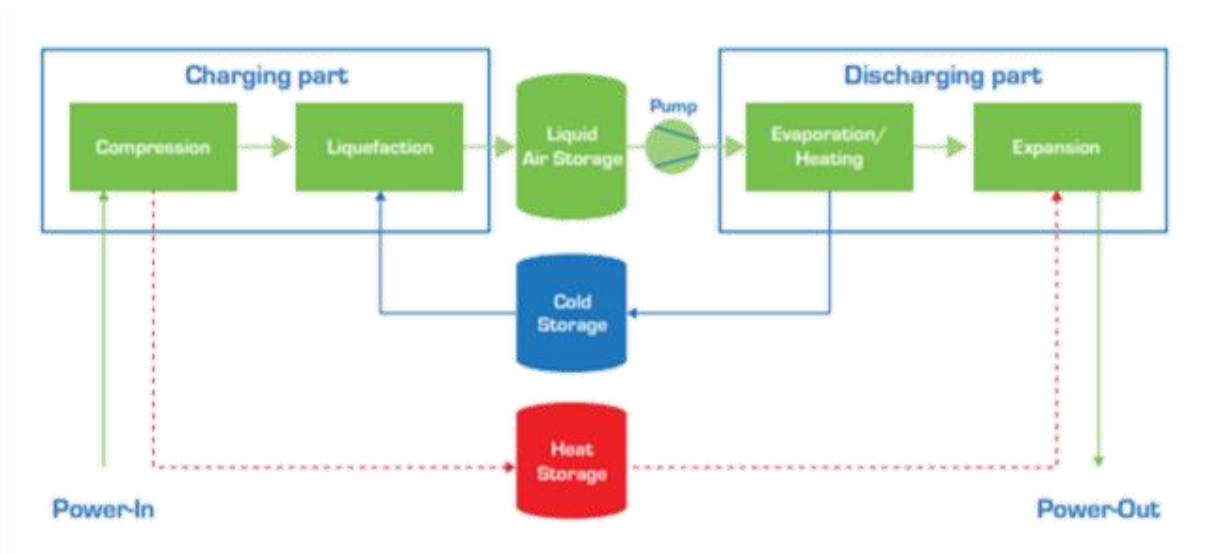


Figura 19 -Esquema ilustrativo de um sistema de armazenamento de ar liquefeito. Fonte: EASE.

Ainda não existem sistemas em operação comercial, se tratando de uma tecnologia ainda em estágio de projetos de pesquisa e desenvolvimento.

A Europa é líder mundial nessa tecnologia, sendo desenvolvida principalmente no Reino Unido, Alemanha e Itália, com participação de quatro empresas: Highview Power em cooperação com GE Nuovo Pignone, e Mitsubishi Hitachi Power em cooperação com Linde.

Como principal benefício destaca-se a modularidade, sendo possível desenvolver sistemas em larga escala em uma localização flexível, a depender da necessidade.

Com relação às especificidades técnicas, como não existem plantas em operação, os dados referem-se às informações dos próprios fabricantes. A vida útil pode variar de 30 a 40 anos e o número de ciclos entre 22.000 e 30.000.

Atingindo uma eficiência de 50% a até 90%, demandam um tempo de reação superior a 5 minutos, mais longo quando comparadas com outras tecnologias de armazenamento, e descarga superior a 24 horas. Com relação aos investimentos, os valores associados à potência variam de 500 a 3.500 €/kW, e os valores associados à capacidade de armazenamento variam de 60 a 600 €/kWh.

A Figura 20 apresenta um resumo das principais características descritas acima.



Capacidade Instalada:
Modular, até 650 MW



Vida Útil:
30 – 40 anos



Ciclos:
22.000 – 30.000



Eficiência:
50% - 100%



Tempo:
Reação – Mais de 05 minutos
Descarga – até 24h



Preço:
Energia = 60 – 600 €/kWh
Capacidade = 500 – 3,500 €/kW

Figura 20 - Características de desempenho de sistemas de armazenamento a ar liquefeito. Fonte: EASE.



Conheça um sistema de armazenamento com ar liquefeito

<https://www.youtube.com/watch?v=pDvtnJW-5oQ&feature=youtu.be>



3.1.5 Hidrogênio

O sistema de armazenamento de hidrogênio baseia-se na eletrólise da água, utilizando energia elétrica para separar o hidrogênio, que é armazenado, do oxigênio, que é liberado, conforme ilustrado na Figura 21. No processo de descarga, através de células combustíveis, recombina-se hidrogênio com oxigênio para produzir eletricidade, sendo calor e água lançados como um subproduto.

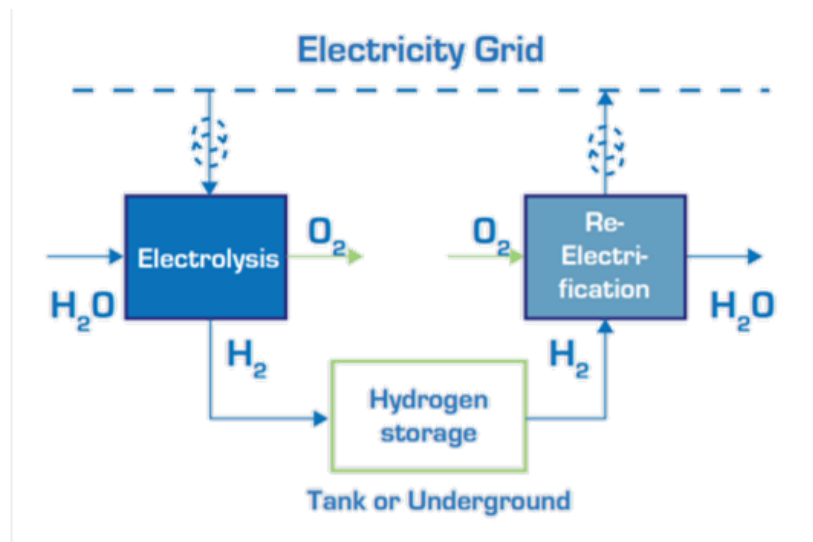


Figura 21 - Esquema ilustrativo de um sistema de hidrogênio. Fonte: EASE.

A eletrólise da água demanda a utilização de energia elétrica para geração de hidrogênio, sendo que diversas fontes poderiam ser utilizadas. O “hidrogênio verde” utiliza energia de usinas renováveis como solar ou eólica.

Na realidade, o hidrogênio é um combustível versátil que pode ser utilizado em diversos segmentos como mobilidade, indústrias e geração de energia elétrica, transformando o entorno de sua produção em um verdadeiro *hub* energético, conforme ilustrado na Figura 22.

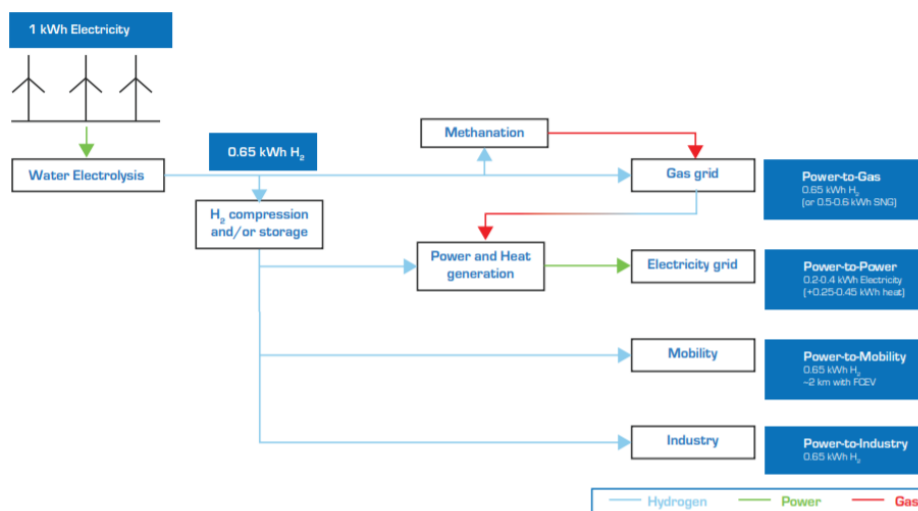


Figura 22 - Esquema ilustrativo de possibilidades de utilização de hidrogênio. Fonte: EASE.

Com relação às especificidades técnicas, ainda não existem plantas em operação. A vida útil pode variar entre 5 e 30 anos e *round-trip efficiency* de 20% a 40%.

Demandam um tempo de reação curto, alguns segundos, e descarga que pode atingir algumas semanas. Com relação aos investimentos, ainda se trata de uma opção mais cara, cujos valores associados à potência variam de 2.000 a 5.000 €/kW, e os valores associados à capacidade de armazenamento variam de 1 a 10 €/kWh.

A Figura 23 apresenta um resumo das principais características descritas acima.

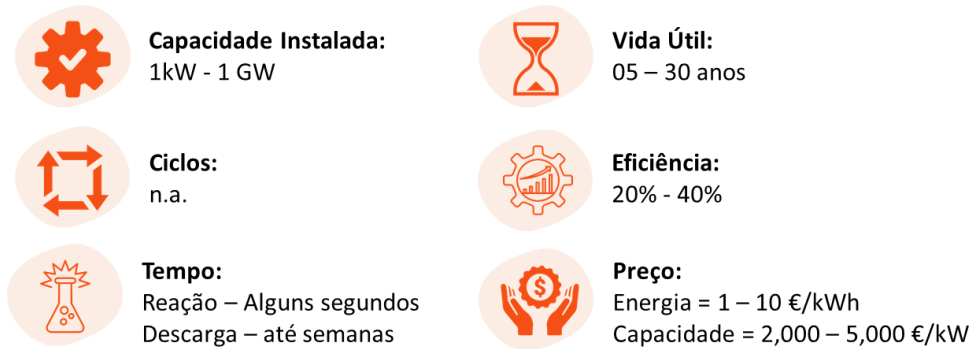


Figura 23 - Características de desempenho de sistemas de geração de hidrogênio. Fonte: EASE.



Conheça um projeto de hidrogênio verde na Alemanha

<https://www.youtube.com/watch?v=tGKKHWkrXDA>



The diagram illustrates a green hydrogen supply chain in Germany. It starts with 'Electrolysis Production of green hydrogen' at the 'EP Refinery Lingen'. This hydrogen is transported via 'North-South gas pipeline' to the 'RWE power station Lingen'. From there, it goes to 'Gas pipelines run by OGE, Evonik, Hovoreg - converted to H-Transport'. The hydrogen is then distributed to 'Merf Chemical Park, Evonik' and 'Ruhr Del Refinery Gelsenkirchen, EP'. A map of Germany shows the 'Outline of a nationwide H-infrastructure (source: FNB Gas e.V.) with GDF H2 RailLines as the first step'.

3.1.6 Mapa de Tecnologias

Com base nas tecnologias descritas acima, apresenta-se um resumo comparativo na Figura 24.

Usinas reversíveis apresentam-se como o sistema de armazenamento mais consolidado no mundo, seguido dos sistemas de armazenamento a ar comprimido – ainda que em volumes menores, as usinas estão em operação há mais de 30 anos.

As demais tecnologias ainda são incipientes, com algumas opções tendo grande potencial no curto e médio prazo, como as baterias, e outras com potencial no longo prazo e para armazenamentos de maiores capacidade, como as usinas de hidrogênio.







	Reversíveis	Baterias	Hidrogênio	Ar Comprimido	Ar Liquefeito
 Capacidade por Usina	Até 3 GW	Até 300 MW	1kW – 1 GW	Até 320 MW	Modular, até 650 MW
 Ciclos	Não há limites	2.000 – 10.000	n.a.	n.a.	22.000 – 30.000
 Vida Útil	Até 80 anos	15 – 20 anos	5 – 30 anos	Mais de 30 anos	30 – 40 anos
 Tempo de Reação	Reação Alguns segundos Descarga até 10h	Reação Alguns segundos Descarga até 4h	Reação Alguns segundos Descarga até semanas	Reação Alguns minutos Descarga até 10 horas	Reação Mais de 5 minutos Descarga até 24 horas
 Preço	Total: 106 – 200 US\$/kWh	Total: 393 – 581 US\$/kWh	Energia 1 – 12 US\$/kWh Capacidade 2.400 – 6.000 US\$/kW	Total: 94 – 229 US\$/kWh	Energia 72 – 720 US\$/kWh Capacidade 600 – 4.200 US\$/kW
 Round Trip Efficiency:	70% - 85%	90% - 98%	20% - 40%	Aprox. 55%	50% - 95%

Figura 24 - Resumo das características por tecnologia. Fonte: European Association for Storage of Energy (EASE).

3.2 Mapa de Aplicações

Sistemas de armazenamento possuem diversas aplicações, conforme pode ser observado na Figura 25.

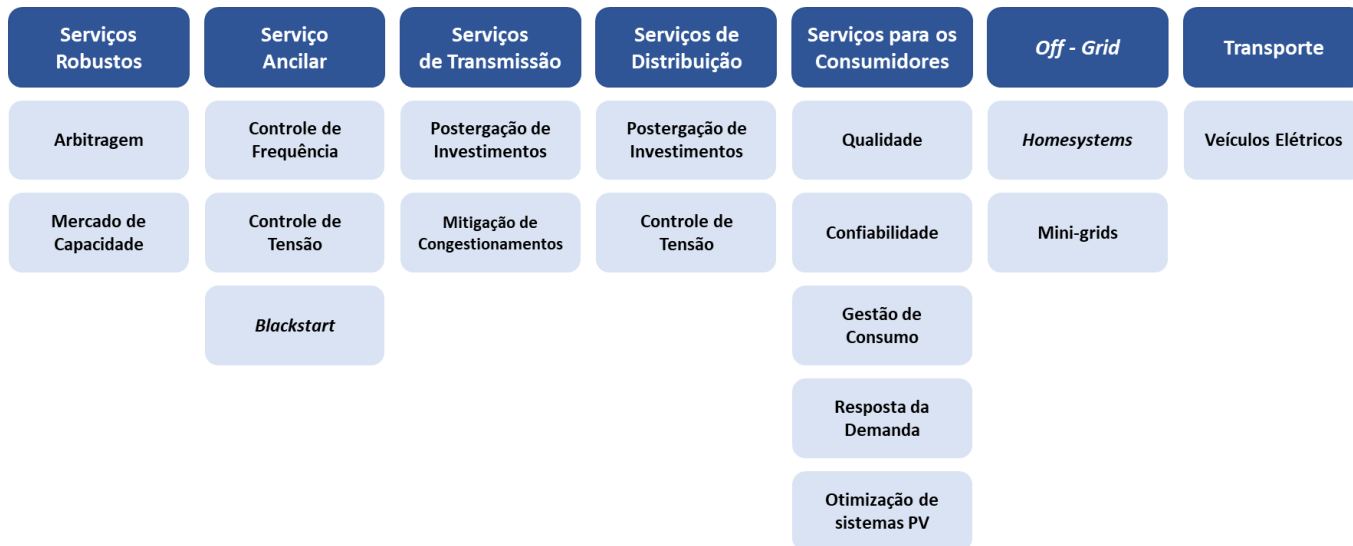


Figura 25 – Serviços que podem ser prestados por sistemas de armazenamento. Fonte: [2].

Com relação às aplicações dos sistemas de armazenamento, destacam-se:

- **Serviços Robustos:**
 - **Arbitragem de Preços:** consiste no armazenamento da energia quando os preços estão mais baixos e com demanda menor (processo de carga) para utilização da energia nos momentos de preços mais elevados e demanda maior (processo de descarga). O ganho econômico é potencializado pela oscilação dos preços.
 - **Mercado de capacidade:** consiste na contratação de recursos (usinas e sistemas de armazenamento, por exemplo) que devem fornecer potência à rede sempre que demandados, aumentando a confiabilidade do fornecimento, evitando *blecautes*. Esses recursos recebem uma receita fixa para estarem disponíveis para atender às necessidades sistêmicas.
- **Serviços Ancilares:**
 - **Controle de Frequência:** em condições normais de operação e em regime permanente, as instalações conectadas ao sistema devem operar dentro de frequências predefinida - no caso do Brasil, 60 Hz. Como a energia elétrica possui a característica de não poder ser armazenada, há a necessidade de um equilíbrio constante entre geração e consumo. Grandes variações na frequência podem levar à quebra de equipamentos ou mesmo ao colapso do sistema.
 - **Controle de Tensão:** manutenção da tensão dentro dos limites estabelecidos, sendo provido por geradores, compensadores síncronos e estáticos que servem como suporte de potência reativa.

- **Black start:** capacidade de uma central geradora de sair de uma condição de parada total para uma condição de operação, independentemente de fonte externa para alimentar seus serviços auxiliares, contribuindo para o processo de recomposição do sistema elétrico.
- **Serviços de Transmissão:** otimização da utilização das linhas de transmissão, postergando a necessidade de investimentos estruturais e reduzindo restrições de escoamento.
- **Serviços de Distribuição:** otimização da utilização das linhas de distribuição, postergando a necessidade de investimentos estruturais e fornecendo controle de tensão.
- **Serviços para os Consumidores:** aprimoramento da qualidade do fornecimento de energia, aumento da confiabilidade e segurança, gestão ativa do consumo de energia, participação ativa em programas de resposta à demanda e otimização de sistemas solar (PV + baterias).
- **Sistemas Off-Grid:**
 - **Residencial:** acoplamento a sistemas de geração distribuída para otimização da gestão da energia pelos consumidores.
 - **Minigrids:** implementação de usinas híbridas (normalmente, usinas solares acopladas a um banco de baterias) para fornecimento de energia elétrica em sistemas isolados.
- **Transporte:** veículos elétricos.

Com base nas aplicações descritas acima, apresenta-se um resumo comparativo na Figura 26.

	Reversíveis	Baterias	Hidrogênio	Ar Comprimido	Ar Liquefeito
 Serviços Robustos	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
 Serviço Ancilar	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
 Serviços de Transmissão	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
 Serviços de Distribuição	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
 Serviços para os Consumidores		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
 Off-Grid	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
 Transporte		<input checked="" type="checkbox"/>			

Figura 26 - Resumo das características por aplicação. Fonte: [2].

4 Experiência Internacional

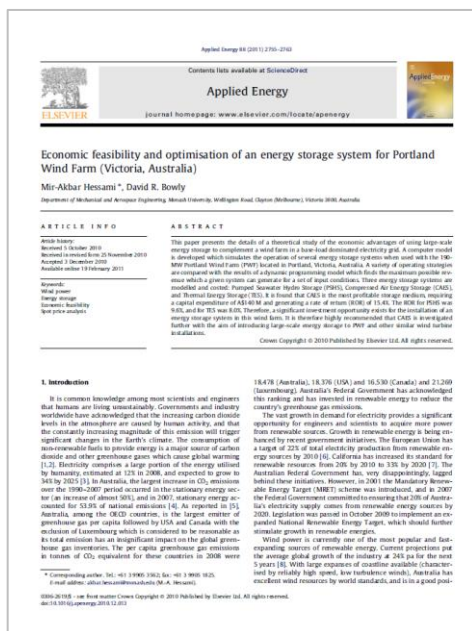
Os sistemas de armazenamento estão sendo inseridos em grande parte dos Sistemas Elétricos mundiais a um ritmo cada vez mais intenso. A grande fonte de motivação dessa transformação é a busca da descarbonização que acaba removendo dos parques de geração um número elevado de máquinas girantes movidas a combustíveis fósseis, sobretudo a carvão. Para manter o sistema funcionando, deve-se prover flexibilidade, e é com este objetivo que os sistemas de armazenamento estão sendo desenvolvidos.

É importante ressaltar que a grande maioria dos projetos não apresenta – ainda – viabilidade econômica. No entanto, os investimentos estão sendo realizados como forma de aprendizado e como testes para os modelos de negócio. Tecnicamente, os sistemas elétricos atuais podem operar sem os sistemas de armazenamento. No entanto, a flexibilidade será necessária em muitas localidades em algum momento entre 2025 e 2030, e a evolução tecnológica e de preços fará com que os sistemas de armazenamento se apresentem como solução [3].

Essa necessidade dos sistemas de armazenamento e a dependência em relação à tecnologia das baterias têm levado alguns governos a promoverem projetos de desenvolvimento local das próprias baterias, como uma forma de evitar a dependência externa, sobretudo da Ásia. Ou seja, muito embora as baterias ainda não sejam viáveis economicamente, já suscitam discussões geopolíticas, como será apresentado adiante.

Para buscar inspiração sobre boas práticas internacionais e para poder quantificar a importância que está sendo dada ao tema desta Tomada de Subsídios, esta seção está organizada com a apresentação de projetos da União Europeia, da Austrália, dos Estados Unidos, da Itália, da Espanha e da Alemanha.

4.1 Sistemas Eólicos com Armazenamento na Austrália



A Austrália tem atraído a atenção da indústria de baterias porque o preço do mercado *spot* apresenta alta volatilidade horária, dando oportunidades reais para a arbitragem de preços dentro de um mesmo dia [4].

Neste artigo avalia-se qual o melhor sistema de armazenamento a ser acoplado a uma usina eólica de 190 MW localizada em Portland, Victoria.

No estudo foi desenvolvido um modelo de otimização da operação conjunta entre a usina eólica e o sistema de armazenamento, utilizando programação dinâmica, com a função objetivo de maximizar o resultado agregado.

Três tecnologias diferentes de armazenamento foram utilizadas: Usina Reversível com Água do Mar (URAM), Ar Comprimido (AC) e Armazenamento Térmico (AT).

O artigo traz uma análise sobre conclusões de estudos acadêmicos ora indicando a viabilidade de um tipo de sistema de armazenamento para uma localidade, ora indicando sua inviabilidade para outra. Logo, conclui que a viabilidade econômica de uma tecnologia depende fortemente do sistema elétrico e das características de mercado no qual ela está sendo inserida. Daí a origem do estudo para a usina eólica em Portland.

Os benefícios dos sistemas de armazenamento são calculados comparando-se duas situações: a usina eólica funcionando de forma isolada, e a usina eólica funcionando de forma conjunta com o sistema de armazenamento, tal como indicado na Figura 27.

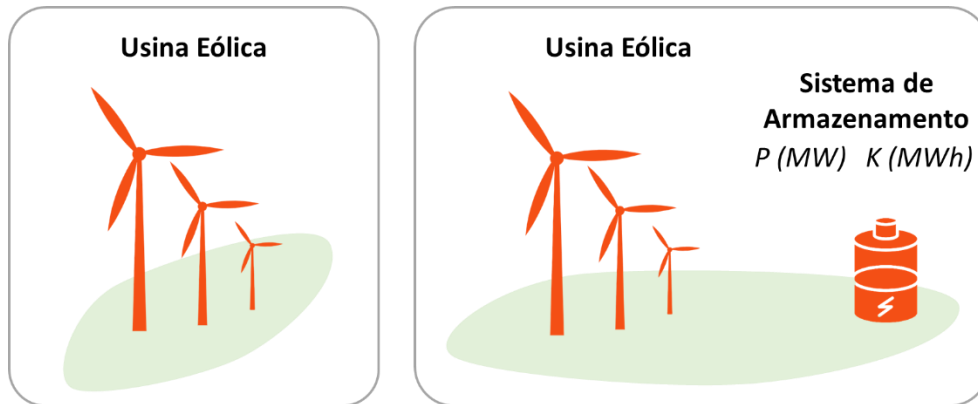


Figura 27 – Metodologia de cálculo do benefício do armazenamento.

Os parâmetros dos sistemas e os custos de capital e de operação são apresentados na Tabela 1. É interessante comparar a modularidade dos sistemas, as técnicas de armazenamento, os valores de rendimento e os custos fixos. Diante das diferenças entre os sistemas, utiliza-se um modelo de despacho para aproveitar da melhor forma a funcionalidade do armazenamento ao realizar arbitragem de preços e conclui-se que a melhor rentabilidade para o investimento é alcançada na solução de Ar Comprimido (AC), tal como indicado na Tabela 2.

Tabela 1 – Sistemas de Armazenamento utilizados no estudo de Portland, Victoria, Australia.

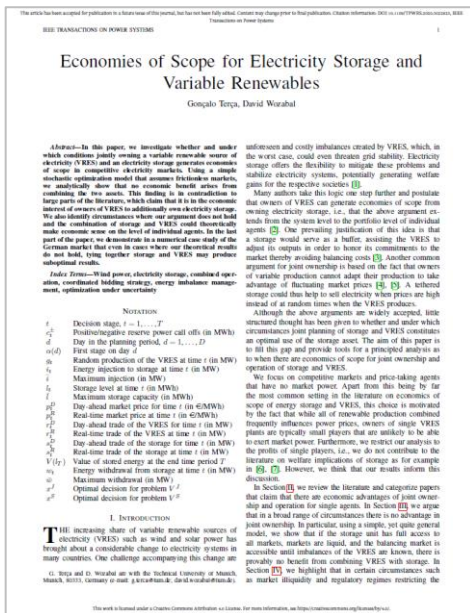
Tecnologia	URAM		AC		AT	
Usina	n x 31,3MW por turbina		4 x 20-80 turbinas a gás		150-300 MW turbina a vapor	
Técnica de Armazenamento	Elevação da água do mar		Ar comprimido em caverna		Calor nos blocos de carbono	
Principais Perdas	Bombeamento	2,0%	Compressor	30,9%	Aquecimento	1,0%
	Turbina	12,7%	Expansão	20,0%	Descarregamento	71,0%
	Tubulação	1,9%	Transmissão	1,0%	Transmissão	0,3%
	Transmissão	0,3%				
Rendimento	84,3%		64,0%		28,7%	
Custo Fixo	A\$ 45.150.000		A\$ 15.500.000		A\$ 15.500.000	
Custo por MWh	A\$ 17.300		A\$ 4.900		A\$ 5.970	
Manutenção	0,2% do investimento		A\$ 2/kW ano		0,2% do investimento	
Combustível			A\$ 3,75/GJ			

Tabela 2 – Retorno sobre o investimento para as diferentes tecnologias.

Tecnologia	URAM	AC	AT
Retorno sobre Investimento	9,62%	15,43%	8,03%

Os resultados encontrados referem-se a uma localidade específica em que há cavernas próximas para a implantação do sistema de Ar Comprimido e não há um sistema natural de rios montanhosos. O autor recomenda que em estudos futuros sejam considerados os efeitos da redução de emissão de CO₂ quando os sistemas de armazenamento são inseridos e conseguem evitar o despacho de termoeletricas para trazer segurança ao sistema.

4.2 Arbitragem de Preços



As análises realizadas na seção anterior, em que são comparadas a situação do parque eólico sem e com o sistema de armazenamento são recorrentes e várias publicações tratam do tema. Algumas, inclusive, detalhando melhor os desgastes com os ciclos de carregamento e descarregamento, e os impactos na vida útil da bateria [5].

Praticamente o que os trabalhos realizam é uma comparação entre (i) a venda da energia eólica exatamente aos preços do momento em que ocorre a geração, e (ii) a venda da mesma energia eólica, porém somada à receita proporcionada pelo descarregamento da bateria, subtraída dos custos de seu carregamento.

Neste contexto, há de se questionar quais são as vantagens de operar a bateria conjuntamente com o parque eólico, ou operá-la de forma individual. Este artigo investiga esta questão [6].

Os argumentos mais usados para que uma usina eólica invista em armazenamento são:

- Os sistemas de armazenamento servem como um amortecedor, permitindo que a usina eólica ajuste sua produção – que é incerta – aos seus compromissos de entrega de energia, reduzindo o risco de exposição aos preços de mercado.
- Os operadores das eólicas não podem ajustar suas produções para que as usinas sigam as variações do preço de mercado. Com o sistema de armazenamento, isso se torna possível.

Apesar desses argumentos serem amplamente aceitos, pouco tem se discutido sobre as circunstâncias em que o armazenamento instalado dentro da usina possui benefícios maiores que o armazenamento conectado diretamente à rede, atuando de forma independente.

Utilizando um modelo matemático relativamente simples, porém genérico, e supondo que os mercados são líquidos e balanceados, constata-se que praticamente não há benefícios quando um sistema de armazenamento é instalado dentro de uma usina que não consegue controlar sua produção. A análise realizada compara as situações ilustradas na Figura 28.

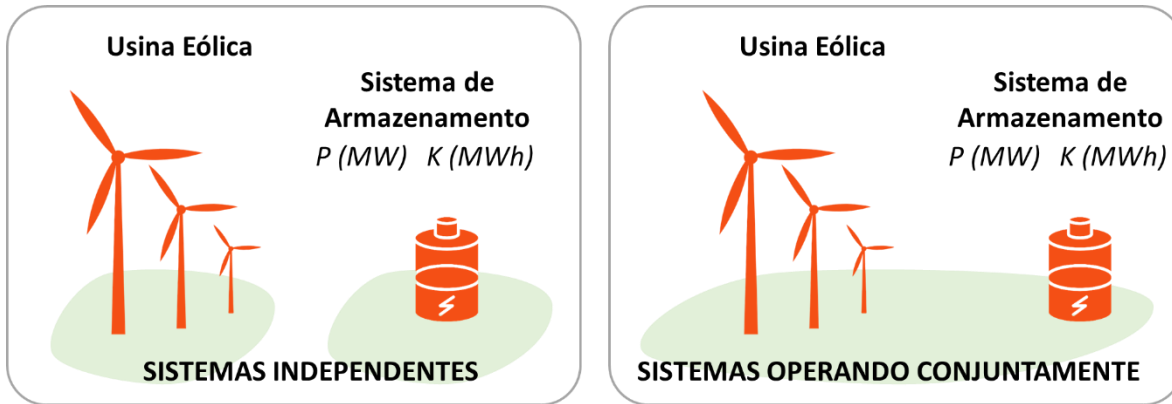


Figura 28 – Metodologia de cálculo do benefício do armazenamento independente.

É interessante observar que a grande maioria dos modelos é “neutra a riscos”, no sentido de realizar otimizações de valores esperados, e poucos consideram situações de desbalanço, em que os preços variam não linearmente.

O artigo demonstra que em arranjos simples, em que as ofertas de energia são realizadas com um defasamento de um dia e corrigidas em tempo real por meio de mecanismos de balanceamento, não há vantagem no planejamento conjunto das baterias com a usinas que possuem produção muito variável ao longo do tempo. No entanto, quando há assimetrias nos preços, barreiras de entrada limitando o acesso de sistemas de armazenamento, ou quando os sistemas de armazenamento participam de leilões de balanceamento, a operação conjunta pode ser melhor que a operação independente.

Segundo o autor, economicamente falando, a melhor opção é a operação independente dos sistemas de geração e de armazenamento. Logo, os reguladores e operadores do sistema não deveriam contar com a capacidade de armazenamento a ser instalada pelas suas próprias usinas.

4.3 EU-Sysflex



Como parte do acordo de Paris, até 2030, a União Europeia se comprometeu a garantir o atendimento ao seu consumo a partir de, pelo menos, 50% de fontes de geração renovável como eólica e solar. Se nada for feito, a tendência será a configuração de um sistema elétrico cada vez mais complexo, “nervoso”, sendo impactado diretamente por oscilações dos períodos de incidência solar e regime de ventos.

Nesse contexto, surge o EU-SysFlex: Projeto financiado no âmbito do Horizonte 2020, com o objetivo de estudar e propor soluções para esses desafios, identificando e demonstrando novos tipos de sistemas e serviços de flexibilidade.

Com início em 2017 e conclusão em 2021, a iniciativa conta com a participação de 15 Estados membros e de 34 instituições.

Conforme ilustrado na Figura 29, essas instituições compreendem agentes do setor de transmissão (*Transmission System Operator - TSO*), agentes do setor de distribuição (*Distribution System Operator – DSO*), agregadores, provedores de tecnologia, instituições acadêmicas, de pesquisa e consultorias.

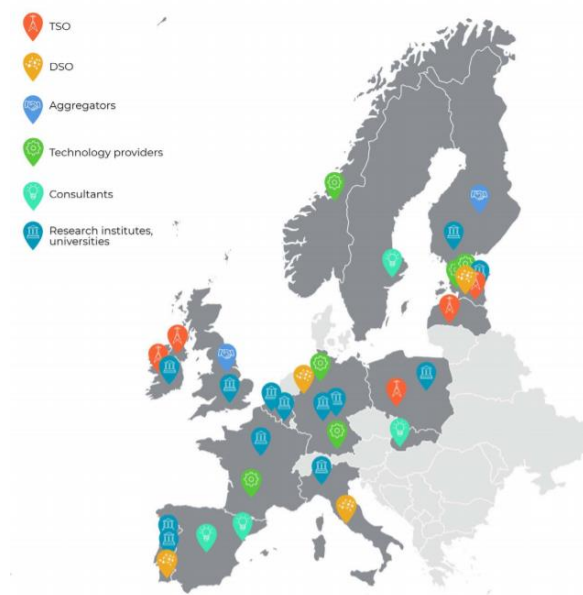


Figura 29 – Estados membros e agentes participantes do EU-Sysflex. Fonte: <https://eu-sysflex.com/>

O projeto está estruturado em onze grupos de trabalho, que cobrem diferentes aspectos do processo de inovação, desde o desenvolvimento de novas abordagens para integração de energia renovável em grande escala, implementação de projetos pilotos em escala locacional, análise de requisitos regulatórios, desenvolvimento de modelos de negócios e recomendações de políticas públicas.

4.4 European Battery Alliance – EBA



Para garantir a neutralidade climática até 2050, sistemas de armazenamento possuem papel crucial, em especial, as baterias.

Ocorre que, de cada 10 baterias utilizadas na Europa, 8 eram provenientes da Ásia. Sendo assim, em outubro de 2017, foi lançado o projeto *European Battery Alliance (EBA)* com o objetivo desenvolver uma cadeia de valor robusta a fim de fabricar uma bateria competitiva e sustentável na Europa.

Em dezembro de 2019, por ser um tema estratégico e para acelerar a captação de recursos, a iniciativa se incorporou ao escopo do “*Project of Common European Interest (IPCEI)*”¹⁸.

Atualmente, conta com a participação de 7 países - Bélgica, Finlândia, França, Alemanha, Itália, Polónia e Suécia - e mais de 17 empresas, entre elas BASF, BMW e Solvay.

O *roadmap* do projeto é composto por 7 etapas principais:

1. Identificar matérias primas essenciais, assegurando o fornecimento a preços módicos.
2. Tornar a Europa líder mundial no mercado de baterias sustentáveis.
3. Auxiliar e financiar a fabricação de baterias na Europa para preparar a indústria ao atendimento do mercado local e global (expectativa de € 250 Bi por ano em 2025).
4. Desenvolver novas oportunidades para a utilização de baterias.
5. Investir em projetos de P&DI, capacitando mão de obra local e tornando a Europa um ambiente de atração de pesquisadores de ponta.
6. Envolver a sociedade europeia através de 3 pilares: informar, educar e motivar.
7. Investir em segurança e assegurar uma vantagem competitiva através da padronização.

¹⁸ “*Project of Common European Interest (IPCEI)*” refere-se a projetos de pesquisa, tecnologia e inovação disruptivos e ambiciosos, que podem gerar efeitos colaterais positivos e com impacto significativo na competitividade, sustentabilidade e na criação de valor em toda a União Europeia. Por apresentarem riscos mais elevados, devem contar com a participação de mais de um Estado-Membro.

Conforme ilustrado na Figura 30, a concepção do projeto se inicia desde a fase de extração e obtenção da matéria prima, o desenvolvimento das células, dos módulos e da bateria, dos sistemas de integração e da economia circular, com a reciclagem dos componentes, transformando essas etapas em um ciclo constante.



Figura 30 – Cadeia de valor do desenvolvimento da bateria europeia. Fonte: EBA 2050¹⁹.

Com base em um estudo da Comissão Europeia, a lista para a UE de 2020 para as matérias primas essenciais contém 30 elementos, em comparação com 14 elementos em 2011, 20 em 2014 e 27 em 2017. Para as baterias e demais sistemas de armazenamento de energia, a UE necessitaria de 18 vezes mais lítio e 5 vezes mais cobalto em 2030, e de quase 60 vezes mais lítio e 15 vezes mais cobalto em 2050. A procura de terras raras pode aumentar dez vezes até 2050 [7].

Na primeira fase do projeto, a EBA terá como foco as necessidades mais prementes, que consistem em aumentar a resiliência da Europa na cadeia de valor das terras raras (ETR) que são vitais para a maioria dos ecossistemas industriais da EU – atualmente a China fornece 98% do aprovisionamento da UE desses elementos, conforme apresentado na Figura 31.

¹⁹ European Battery Alliance – EBA. Acesso em fevereiro de 2021. [Link](#).

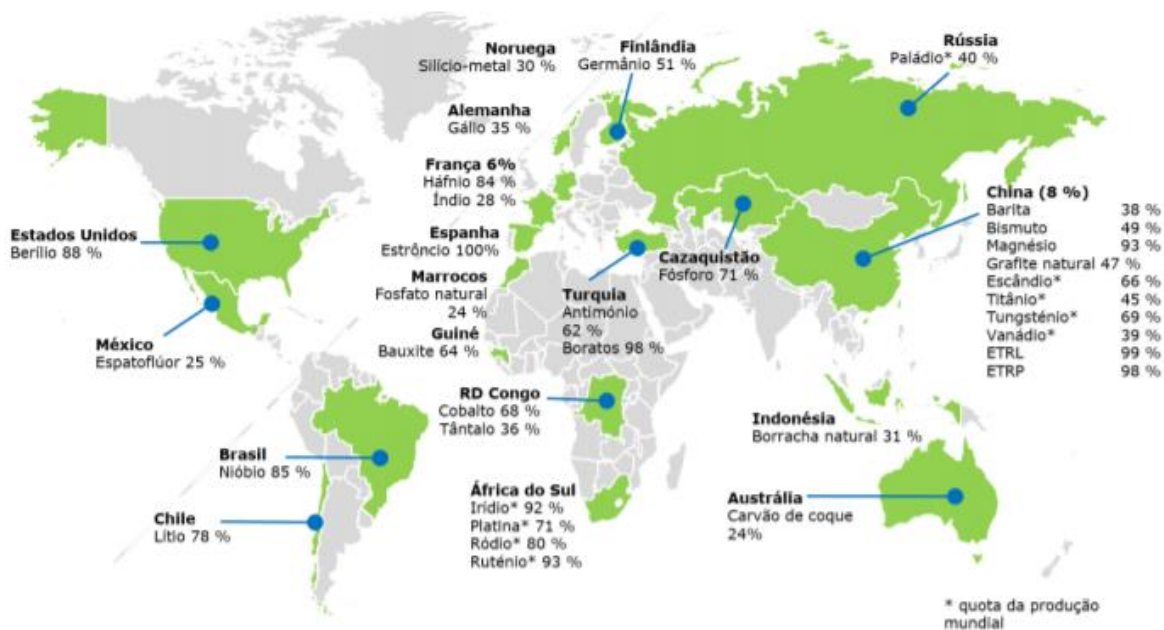


Figura 31 - Principais países fornecedores de matéria-prima essenciais para a União Europeia. Fonte: [7].

Os Estados-Membros e os players de mercado terão como foco de trabalho 4 áreas principais, conforme ilustrado na Figura 32:

- **Matérias-primas essenciais:** desenvolvimento de processos inovadores sustentáveis que permitam a extração, concentração, refino e purificação de minérios para gerar matérias-primas de alta pureza.
- **Células e módulos:** desenvolvimento de células e módulos inovadores projetados para atender a segurança e o desempenho necessários para aplicações tanto automotivas quanto no setor de energia.
- **Sistemas de bateria:** desenvolvimento de sistemas de bateria, incluindo software e algoritmos de gerenciamento.
- **Reaproveitamento, reciclagem e refino:** concepção de processos seguros e inovadores para a coleta, desmontagem, reaproveitamento, reciclagem e refino de materiais reciclados.



Figura 32 – Cadeia de valor do desenvolvimento da bateria europeia. Fonte: Comissão Europeia.

A conclusão do projeto está prevista para 2031. Durante esse período, os Estados-Membros participantes devem disponibilizar cerca de € 3,2 bilhões em financiamento direto para o projeto, que prevê desbloquear mais € 5 bilhões adicionais em investimentos privados.

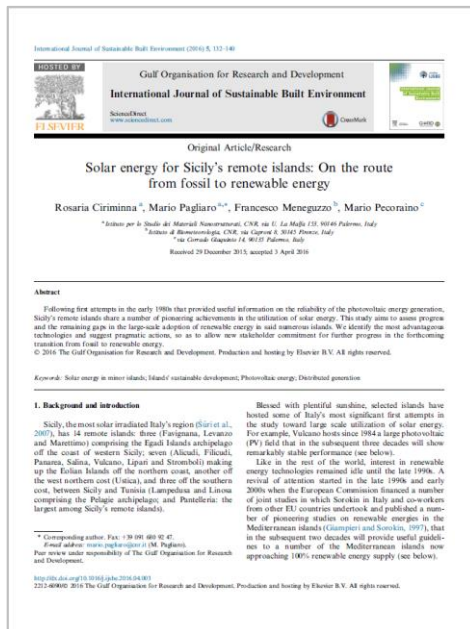
4.5 Sistemas Isolados

Os sistemas de armazenamento ainda não possuem, em sua grande maioria, modelos de negócios sustentáveis e lucrativos [3]. A maioria dos investimentos que estão sendo realizados servem para aprendizado e desenvolvimento tecnológico, ou para garantir que haja flexibilidade operativa quando ela for necessária.

Há, no entanto, várias localidades em que os sistemas de armazenamento já são viáveis. Trata-se de sistemas isolados, atendimentos majoritariamente por óleo diesel e de forma precária, com poucas horas de eletricidade por dia, e que envolvem uma complexa e arriscada logística de fornecimento de combustível. A análise de algumas dessas localidades é realizada nesta seção.

O tour pelo mundo começa pela Itália, com as Ilhas da Sicília, passa pela Espanha, com as Ilhas Canárias, viaja até o Havaí, migra para as regiões frias do Alaska e se encerra com uma visão dos sistemas isolados brasileiros, no calor e na umidade da Amazônia.

4.5.1 Ilhas da Sicília



A Sicília é a região da Itália que mais recebe irradiação solar e possui 14 ilhas que foram palco das primeiras iniciativas de estudo e utilização em larga escala de sistemas solares. Por exemplo, a Ilha Vulcano possui desde 1984 uma fazenda solar que tem apresentado desempenho estável há mais de três décadas [8].

No entanto, devido às limitações tecnológicas e os elevados custos, o investimento em sistemas renováveis permaneceu dormente até o fim da década de 1990. A partir de então, um número crescente de estudos passou a ser financiado pela União Europeia.

No fim da primeira década de 2000, o custo dos painéis solares e das usinas eólicas se reduziu de forma expressiva, atingindo o custo de paridade com o suprimento existente e iniciando a discussão da transição total para as energias renováveis.

O sistema existente na ilha de Vulcano, já citada, é apresentado na Figura 33. Depois de 21 anos de operação, as medidas mostraram uma perda de capacidade de produção de apenas 6%, equivalente à metade do valor esperado pelos próprios fabricantes.



Figura 33 – Sistema solar pioneiro na ilha de Vulcano, com 180kW.

Em 1992, na ilha de Estrômboli, 30 casas foram equipadas com painéis solares individuais, desconectados da rede. Em 2004 esses sistemas foram substituídos por um sistema híbrido com 100kW de painéis solares, baterias de chumbo e um gerador a diesel para emergências, conectado em paralelo a uma rede local conectando 140 residências. Também foi instalado um sistema de dessalinização com gestão inteligente do consumo de energia elétrica para evitar o acionamento do gerador a diesel.

Apesar dos avanços, persistem barreiras a serem superadas. Uma delas é o subsídio ainda pago para a geração a diesel, e a outra é a regulação que quase proíbe a instalação dos painéis solares e das usinas eólicas devido a exigências no que se refere a permissões, impactos visuais subjetivos etc.

Finalmente, os avanços estão a ocorrer em função dos benefícios econômicos, uma vez que o preço dos painéis solares e da produção eólica já permitem uma redução da conta de luz dos moradores, e de amplos programas de educação da população que passa a entender como funcionam os sistemas renováveis e, além disso, se capacitam para prestarem serviços localmente de instalação, operação e manutenção.

4.5.2 Ilhas Canárias



As Ilhas Canárias são tema de diversos estudos para implantação de sistemas 100% renováveis de uma forma estrutural. Em [9], as ilhas são vistas como verdadeiros laboratórios para o desenvolvimento da transição energética, uma vez que as flutuações de produção e de consumo precisam ser compatibilizadas.

Em uma visão integrada, todos os custos de operação e todos os investimentos são considerados para que a ilha de La Gomera seja atendida de forma competitiva por sistemas fotovoltaicos e eólicos.

O software EnergyPLAN, desenvolvido na Dinamarca, é utilizado para realizar as simulações de dimensionamento e operação dos sistemas elétricos [10]. O software não é uma ferramenta de otimização, mas dá flexibilidade para o usuário testar várias soluções.

A partir do desenho de vários cenários, incluindo informações de vento e de irradiação solar, tais como as apresentadas na Figura 40, os estudos são realizados. Os resultados mostram que os menores custos totais de atendimento ao consumo de eletricidade são obtidos combinando-se diferentes fontes de geração, com papéis importantes das usinas eólicas e solares. Os sistemas de bateria e de combustão (combustíveis verdes ou hidrogênio) desempenham papel importante, sendo utilizados para compensar as oscilações de carga e de disponibilidade de vento e de sol. As necessidades energéticas dos sistemas de transporte também são avaliadas de forma integrada aos sistemas de eletricidade.

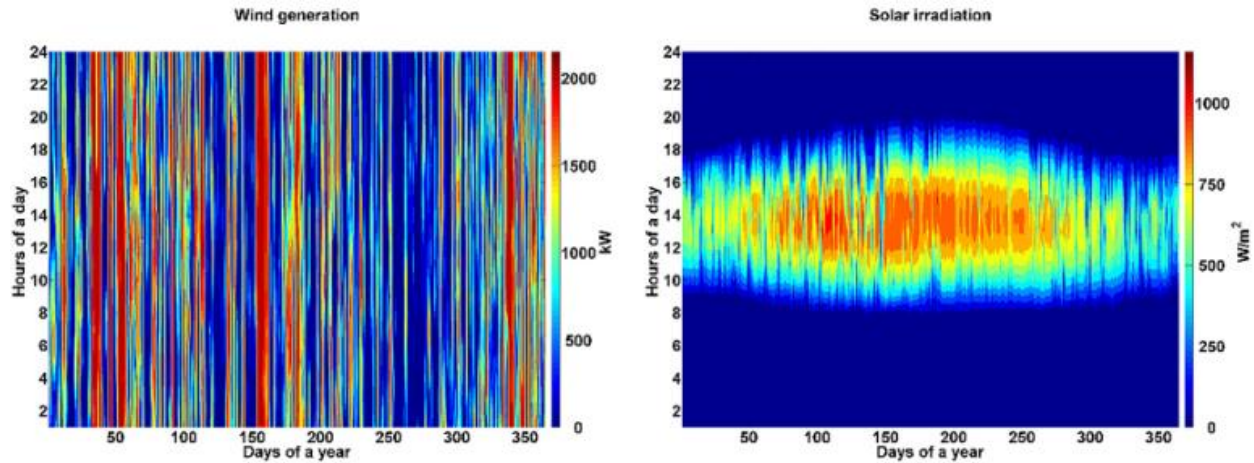


Figura 34 – Informações de geração eólica e irradiação solar utilizadas nos estudos.

Em [11], o software REMix é utilizado em um conjunto amplo de simulações para mostrar que os sistemas isolados podem ser atendidos por fontes 100% renováveis, com a aceleração da instalação de sistemas eólicos e fotovoltaicos, e também com medidas de eficiência energética. Contribuições relevantes podem ser dadas com a integração entre sistemas de energia e sistemas de transporte e de aquecimento.

Finalmente, tal como ilustrado na Figura 35, os custos de implantação das soluções são reduzidos em até 15% em cenários em que as ilhas são integradas por sistemas de transmissão. Ou seja, o fato de os sistemas das ilhas serem isolados de grandes sistemas de transmissão de energia, não significa que não possam ser integrados localmente, com otimização do uso dos recursos disponíveis.

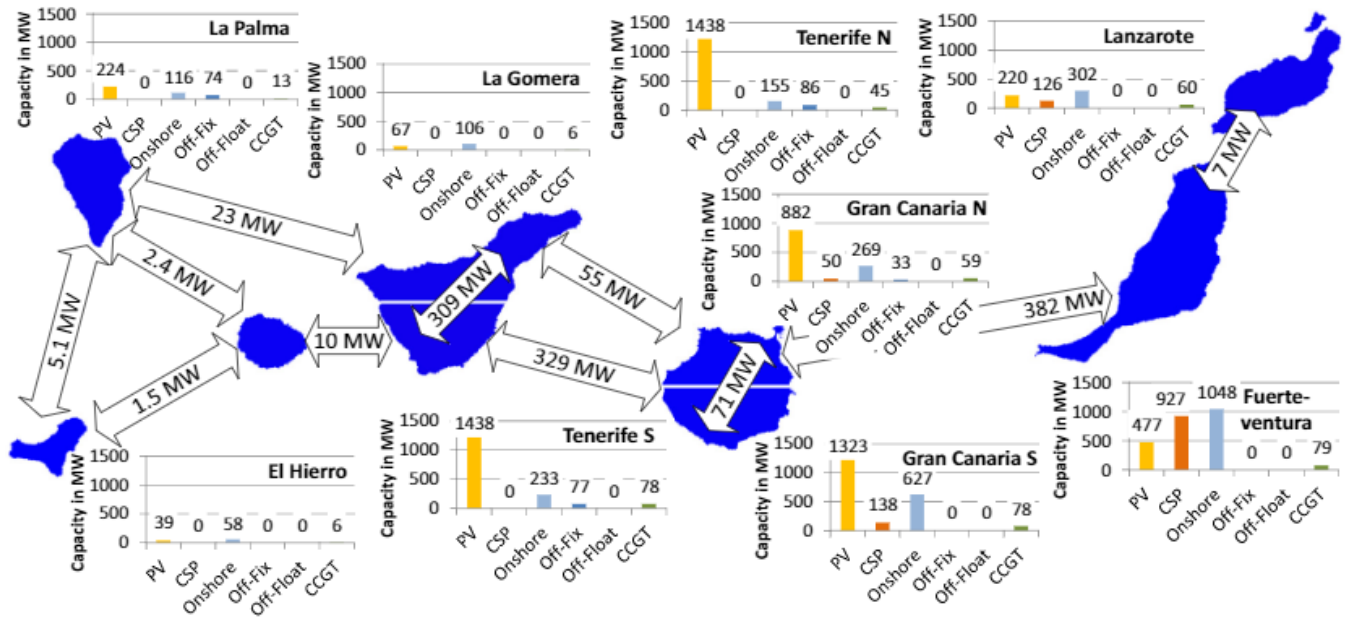


Figura 35 – Integração entre os sistemas isolados.

4.5.3 Havaí



Nos Estados Unidos, a redução da dependência do óleo para o atendimento às necessidades energéticas do Havaí tem sido objeto de inventários e de estudos há algumas décadas. Em [12] é apresentado um levantamento do potencial das fontes eólica, solar, biomassa, resíduos, geotérmica e hidroelétrica de cada ilha. Ademais, são identificadas oportunidades de interconexão entre as ilhas para que as soluções energéticas sejam integradas.

Entre o levantamento de necessidades e disponibilidades técnicas e a real implantação de soluções há um caminho relativamente longo, passando pelo envolvimento de um amplo conjunto de Partes Interessadas e o desenvolvimento de Políticas Públicas. Em [13], a iniciativa de 2008 para prover o Havaí com energia limpa é analisada sob a perspectiva de gestão da mudança e de inserção regional.

Mais recentemente, os incentivos para a inserção das fontes renováveis no Havaí atingiram a fase de influenciar o comportamento dos consumidores por meio de estruturas tarifárias dinâmicas que incentivam hábitos que otimizam o uso dos sistemas de armazenamento e dos painéis fotovoltaicos [14]. A resposta dos consumidores a esses estímulos chegou a reduções de até 60% nas contas de energia.

Ainda na linha de incentivar a resposta do consumo para compensar as variações de produção, em [15] utiliza-se um modelo matemático chamado WILMAR – Wind Power Integration in Liberalized Electricity MARKets – e experiências recentes no controle direto de cargas para situações não emergenciais. A combinação entre sistemas de armazenamento e a resposta do consumo mostram alto potencial para permitir o atendimento às ilhas com energia 100% renovável.

Também com o objetivo de trazer flexibilidade à rede elétrica das ilhas, soluções têm sido desenvolvidas para intensificar a utilização do hidrogênio. Em [16] uma ferramenta de simulação é desenvolvida a partir de um modelo matemático para os sistemas de eletrólise. Utilizando dados de variação da produção eólica e solar, o sistema de eletrólise é avaliado como um estabilizador da frequência da rede, ao invés de operar com o objetivo único de produzir hidrogênio.

4.5.4 Alaska



O Alaska possui mais de 200 comunidades que são atendidas por redes locais que não estão conectadas umas às outras, tampouco à rede nacional, tal como ilustrado na Figura 36. As comunidades variam em tamanho de algumas dúzias a algumas milhares de pessoas e todas dependem fortemente de combustíveis fósseis – diesel importado – para produzir eletricidade [17].

Como resultado, o custo da energia elétrica é um dos mais altos de todo os Estados Unidos, com valores que chegam a US\$ 1/kWh (no Brasil, as tarifas das localidades mais caras chegam a US\$ 0,2/kWh).

O preço alto acaba funcionando como um incentivo direto para que os sistemas existentes sejam substituídos por sistemas renováveis, operando a custos menores e de forma mais segura e confiável.

Para superar as barreiras técnicas para implantação dos sistemas renováveis, o Alaska instalou 70 projetos híbridos incluindo sistemas renováveis, geradores a diesel e dispositivos de armazenamento. A partir das lições aprendidas com esses projetos e das interações econômicas, políticas e sociais, o Alaska emergiu como uma das primeiras localidades a ter políticas públicas para as micro redes de eletricidade, habilitando, aplicando e desenvolvendo tecnologia.

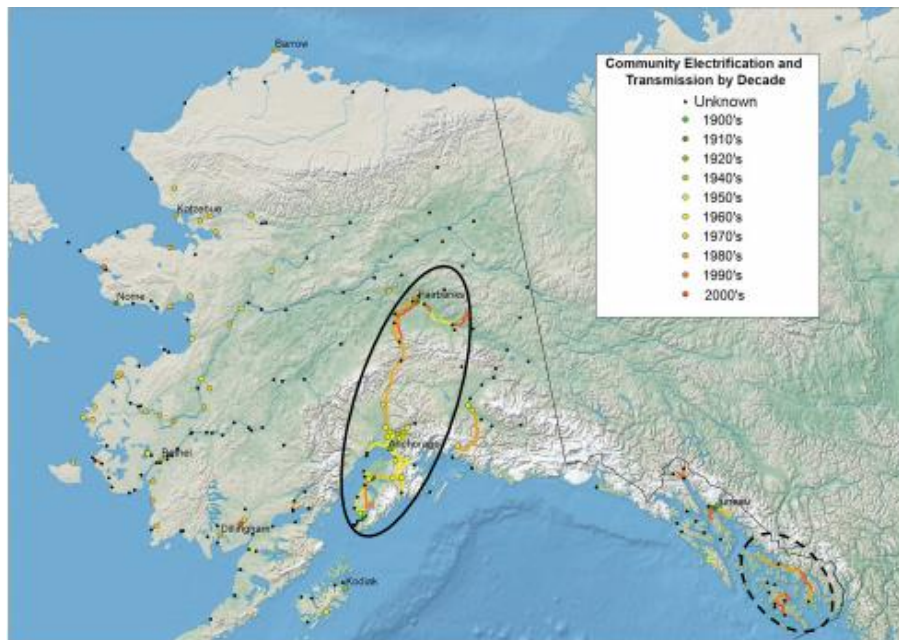


Figura 36 – Rede elétrica e comunidades no Alaska.

De forma geral, quatro elementos foram responsáveis para o sucesso do programa do Alaska:

1. Custos de energia extremamente altos.
2. Um mercado altamente desregulamentado, com várias empresas atuando.
3. Investimentos estatais em infraestrutura.
4. Subsídios modestos para criar nichos em que as energias renováveis e os sistemas de armazenamento podem atuar.

A elipse indicada na Figura 36 é conhecida como *Railbelt Electric Grid*. Trata-se do maior sistema elétrico do Alaska, com cerca de 740.000 residentes e cerca de 800km de extensão. Há nesta rede cerca de 2.000MW de capacidade instalada, uma carga média de 600MW e uma carga de pico de 800MW. Aproximadamente 70% da energia é fornecida por uma usina movida a gás natural, 20% por uma hidroelétrica e 8% por carvão.

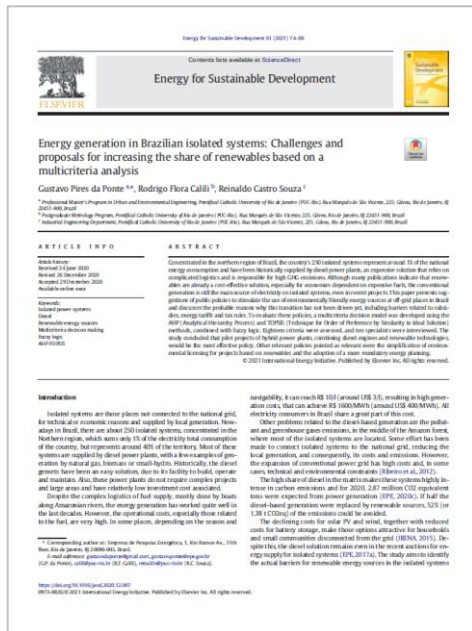
Há no Alaska sistemas de armazenamento de porte relativamente grande (40MW), utilizados mais como meio de armazenar energia de termoelétricas mais baratas, a gás natural, quando elas produzem excessos.

A grande maioria das demais localidades, os pontos pretos no mapa, depende de geração local, sem conexão a nenhuma outra rede e, normalmente, sem acesso por rodovias. Os acessos são realizados por avião! A capital do Alaska, Juneau, é a única capital de um Estado americano que não pode ser acessada por rodovia.

O exemplo do Alaska deixa uma série de lições aprendidas a partir de suas políticas públicas para inserção dos sistemas renováveis:

1. É necessário endereçar primeiro as causas raízes do alto custo de energia. Normalmente, há um uso muito ineficiente que, quando corrigido, já reduz em muito os gastos com energia.
2. Programas educacionais mínimos são necessários para as comunidades não rejeitarem as soluções e, além disso, o público jovem pode ter formação para se tornarem prestadores de serviço de eletricidade.
3. É muito importante que os projetos sejam desenvolvidos com a participação das comunidades, com indicações claras de suas necessidades.
4. O projeto tem que atender a toda a comunidade, incluindo necessidades que não necessariamente são de energia elétrica.
5. Os mecanismos de financiamento devem ser construídos de modo que os ganhos da comunidade sirvam para pagar os investimentos.

4.6 Sistemas Isolados no Brasil



No Brasil há cerca de 250 sistemas isolados atendidos por usinas a diesel, obsoletas e alimentadas por uma complexa logística de transporte. Além disso, emitem gases de efeito estufa e possuem alto custo de operação [18].

Apesar de toda a experiência internacional de redução de custos de atendimento a sistemas isolados pela utilização de sistemas renováveis, leilões realizados recentemente e ainda a serem realizados continuam a contratar usinas a diesel.

Barreiras para o desenvolvimento das usinas renováveis nos sistemas isolados estão relacionadas à existência dos subsídios, à complexidade envolvendo as tarifas que dificulta o entendimento de quem está pagando a conta, e os impostos arrecadados localmente sobre os combustíveis.

No artigo são discutidas políticas para incentivar o desenvolvimento das renováveis e um processo de decisão multicritério é aplicado.

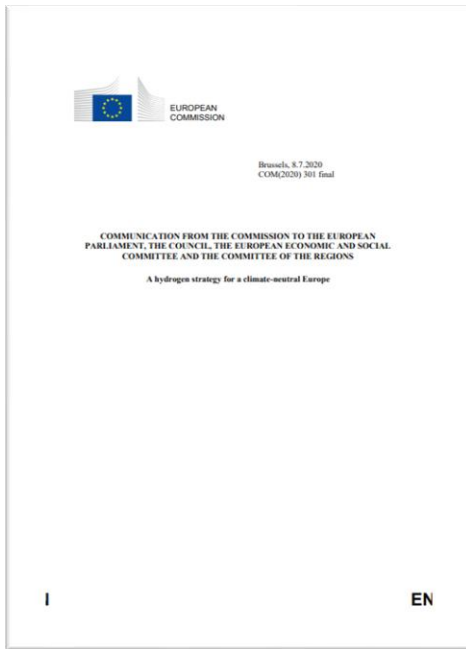
Os resultados do modelo de otimização indicam que a melhor solução é a utilização de sistemas híbridos, que agregam soluções renováveis aos sistemas existentes (painéis fotovoltaicos, por exemplo), disseminando o uso de novas tecnologias sem colocar em risco a segurança de abastecimento. Subsídios ainda seriam necessários, porém menores. Com o tempo, poderiam ser eliminados!

Uma segunda medida a ser adotada deve ser a simplificação do processo de licenciamento das usinas renováveis. Apesar de haver usinas a diesel operando, o processo de licenciamento dos parques solares ou usinas a biomassa costuma ser bem moroso, mesmo considerando a importância do tema da sustentabilidade para a Amazônia.

Outra medida seria a inserção obrigatória de usinas renováveis nos próximos leilões para atendimento aos sistemas isolados.

Vale lembrar que os subsídios para os sistemas isolados somam R\$ 8 bilhões somente no ano de 2021, conforme material disponibilizado pela ANEEL na Consulta Pública 072/2020.

4.7 Sistemas de Hidrogênio



Existem diversas razões pelas quais o hidrogênio é uma prioridade fundamental no âmbito do projeto “*European Green Deal*” e no objetivo de neutralidade climática até 2050.

Com a descarbonização da matriz elétrica e aumento da participação de energias renováveis, o hidrogênio tem um grande potencial para atuar como sistema de armazenamento de grande escala, mitigando variações sazonais e conectando a produção local para centros de demanda mais distantes.

Espera-se que a participação do hidrogênio na matriz energética da Europa alcance 15% do volume total até 2050 – atualmente essa participação é inferior a 2%.

Ademais, o hidrogênio é um combustível versátil e pode substituir os combustíveis fósseis no setor de transporte e em processos industriais intensivos, como nos setores siderúrgico ou químico, contribuindo para um ciclo virtuoso de redução das emissões de gases de efeito estufa.

A conversão da água em hidrogênio é feita, principalmente, a partir da eletrólise. A eletricidade utilizada no processo pode ser de origem renovável (por exemplo, eólica ou solar), obtendo hidrogênio com baixo ou nulo teor de carbono, o “hidrogênio verde”.

Baseado no sucesso do *European Battery Alliance (EBA)*, em 2020, a Comissão Europeia lançou o projeto “*European Clean Hydrogen Alliance*” que contará com a colaboração de diversos Estados-membros, autoridades públicas, indústrias, universidades e sociedade civil, com o intuito de desenvolver uma agenda de investimentos e um *pipeline* de projetos concretos para os próximos 25 anos.

As metas foram divididas em três marcos principais:

- **Durante o período de 2020 até 2024:** instalar pelo menos 6 GW de sistemas de eletrólise para produção de hidrogênio verde e garantir a produção de até 1 milhão de toneladas de hidrogênio renovável, facilitando o acesso de hidrogênio para consumo final em processos industriais e no setor de transporte pesado. Também devem ser iniciados investimentos na infraestrutura de escoamento.
- **Durante o período de 2024 até 2030:** hidrogênio verde se torna uma peça fundamental no setor energético, com o objetivo de instalar, pelo menos, 40 GW de sistemas de eletrólise para produção de hidrogênio verde e garantir a produção de, pelo menos, 10 milhões toneladas de hidrogênio renovável. Desenvolvimento de sistemas de escoamentos robustos, atendendo mercados mais distantes. Investimentos nos sistemas de eletrólise podem alcançar até €42 bilhões.

- **Durante o período de 2030 até 2050:** produção de hidrogênio verde se tornará uma tecnologia madura e competitiva. Além de garantir flexibilidade para o setor elétrico, uma vez que ¼ da geração de energia elétrica total da Europa será oriunda de fontes renováveis como solar ou eólica, o hidrogênio terá papel fundamental em outros segmentos da indústria como transporte aéreo, marítimo, segmento industrial e comercial.

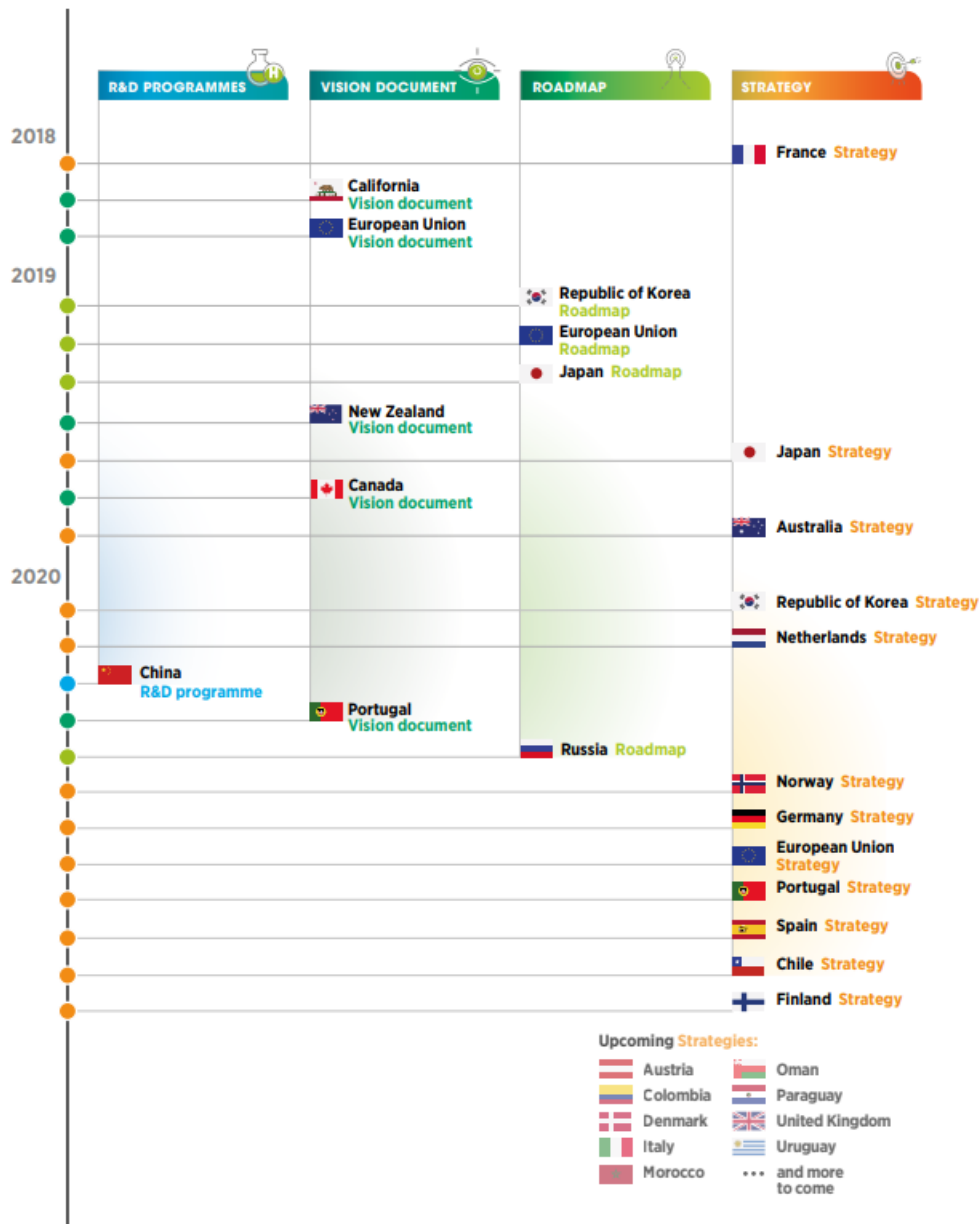


Figura 37 – Estratégias de desenvolvimento da indústria de hidrogênio.

Atualmente, a Alemanha é um dos países que mais investem em sistemas de hidrogênio na Europa, com um portfólio de projetos que superam 250 MW. Entre eles, destaca-se o desenvolvimento de um *hub* de hidrogênio verde na cidade de Hamburgo, conforme ilustrado na Figura 38.

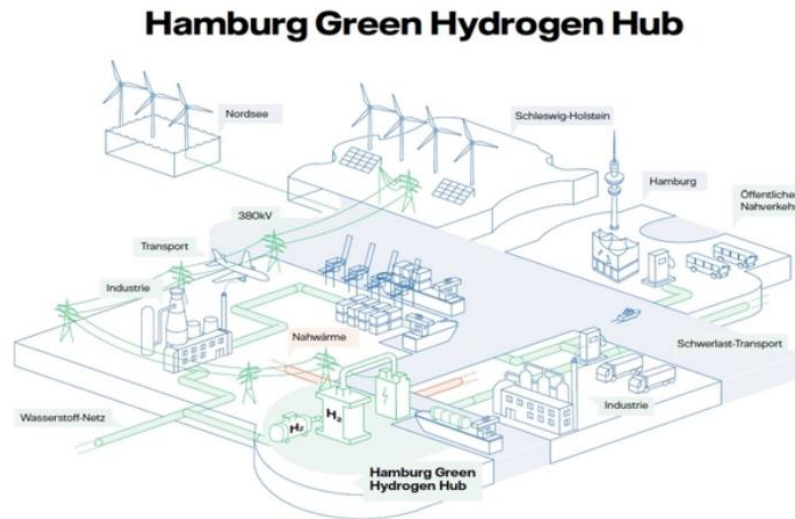


Figura 38 - Esquema ilustrativo de hub de hidrogênio verde em Hamburgo. Copyright: Wärme Hamburg.

Esse projeto é particularmente interessante pois faz parte de um programa mais consolidado de descarbonização da matriz elétrica europeia e de descomissionamento de usinas termoelétricas à carvão (*coal phase-out*).

Na Alemanha, em setembro de 2020, ocorreram leilões de descomissionamento das térmicas a carvão, com o encerramento de contratos que atingiram o montante total de 4,78 GW. Dentre eles, estava a termoelétrica a carvão Moorburg, de 2015, localizada em Hamburgo, com capacidade instalada de 1,6 GW.

Embora considerada uma usina eficiente e “jovem”, participou e foi contemplada no leilão. Como possui uma localização privilegiada, próximo ao porto, e já conta com infraestrutura para escoamento de energia, o sítio se tornou uma opção ideal para desenvolvimento de um “*Green Hydrogen Hub*” na Alemanha, com geração de hidrogênio a partir de fontes renováveis como eólica e solar. A primeira fase do projeto terá capacidade de 100MW com conclusão prevista em 2025.

4.8 Mercado de Capacidade



Os mercados de capacidade foram concebidos para participação de usinas de geração termoelétrica, preferencialmente a gás natural, decorrente de suas características de despacho firme, controlável e partida rápida.

No entanto, o momento atual configura-se como um período de transição energética, com a pauta de descarbonização e descomissionamento de usinas termoelétricas, investimentos crescentes em usinas de geração renovável e participação cada vez mais ativa dos consumidores no setor elétrico.

Nesse cenário, será essencial o aprimoramento do mercado de capacidade, permitindo a participação de novos agentes com base em capacidade firme, independente da tecnologia utilizada.

Assim, criam-se oportunidades para participação de usinas renováveis acopladas a sistemas de armazenamento de energia e, até mesmo, de consumidores finais com resposta à demanda, conforme ilustrado na Figura 39.

Na realidade, alguns mercados na Europa já permitem a participação de sistemas de armazenamento nos leilões de capacidade. Do lado dos operadores do sistema, a participação dessa tecnologia é interessante, uma vez que se trata de despacho flexível, rápido, sendo sua remuneração com base na duração da capacidade de descarga do sistema. Do lado dos empreendedores, a participação nesses leilões é importante pois configuram-se como um fluxo de receita extra, contribuindo para a viabilidade dos projetos [19].

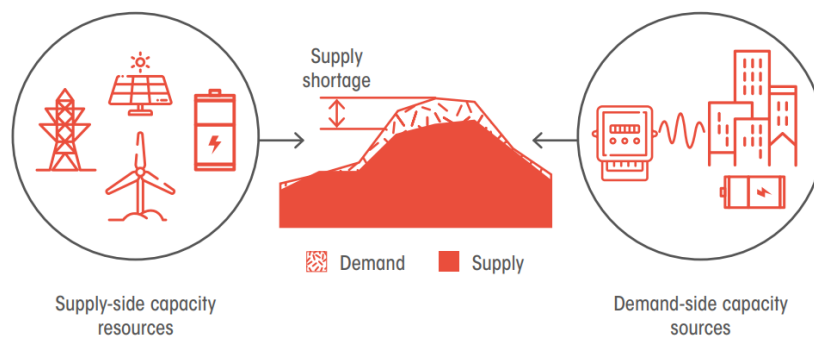
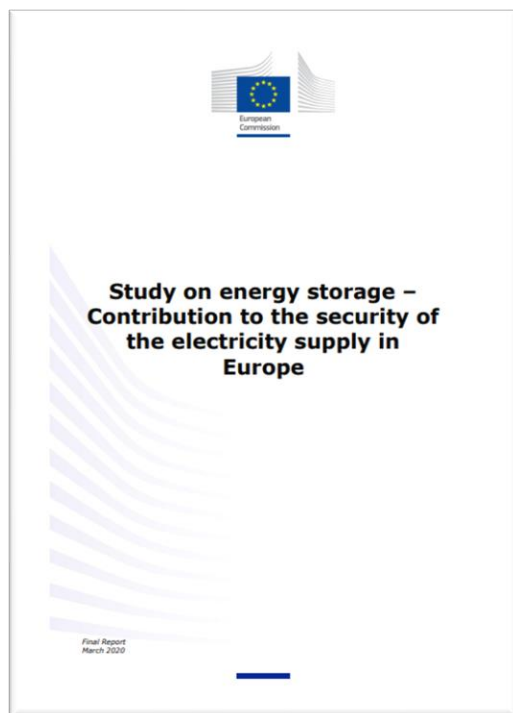


Figura 39 - Esquema ilustrativo da atuação de novos participantes no mercado de capacidade. Fonte: [19].

4.9 Mercado de Serviços Ancilares



Em março de 2020, a Comissão Europeia divulgou um amplo estudo sobre sistemas de armazenamento na Europa, com os objetivos de:

- (i) promover uma visão geral das instalações e projetos existentes.
- (ii) avaliar políticas públicas e marcos regulatórios para identificar barreiras e melhores práticas.
- (iii) explorar os potenciais de implantação e as necessidades reais para armazenamento de energia, a nível da UE e dos Estados-Membros, no contexto de uma total descarbonização do setor de energia até 2050; e
- (iv) preparar um conjunto de recomendações para atualizar a regulamentação, fornecendo um conjunto de ações para acelerar a participação no mercado de tecnologias de armazenamento.

Em linhas gerais, em comparação com sistemas mais maduros, o estudo defende a não discriminação entre os diferentes tipos de armazenamento, tecnologias e capacidade nos mercados de energia, de capacidade e de serviços ancilares.

Os Serviços ancilares compõe um importante fluxo de receita adicional para contribuir com a viabilização de sistemas de armazenamento. Ademais, possuem especificidades técnicas, como resposta rápida e modularidade, importantes para coordenação da geração e das linhas de transmissão.

Usinas reversíveis são os sistemas de armazenamento mais utilizados na prestação desses serviços, com foco principal no balanceamento.

Recentemente, as discussões para participação dos sistemas de armazenamento por baterias nos mercados de serviços ancilares foram iniciadas. Porém, a participação das baterias nos mercados de serviços ancilares está restrita para um número limitado de produtos e somente em alguns Estados membros. Na grande maioria dos mercados, por exemplo, as baterias não podem prestar serviços de controle de tensão ou *black start*.

Para o médio e longo prazo, com o empoderamento dos consumidores e fortificação da figura dos agregadores, *behind-the-meter storage* pode se tornar uma tendência.

5 Boas Práticas Regulatórias

Os sistemas elétricos existentes não necessitam ainda, em sua maioria, dos sistemas de armazenamento. Ainda assim, os projetos de armazenamento vêm se inserindo rapidamente em países em que a pauta de descarbonização da matriz energética tem avançado, muito mais na forma de aprendizado para que as empresas estejam preparadas quando a viabilidade econômica for verificada e o mercado estiver maduro.

Além das empresas, várias Partes Interessadas no bom funcionamento do Setor Elétrico precisam adquirir conhecimento sobre sistemas de armazenamento, de modo que a inserção desses novos componentes na rede se dê de forma equilibrada e resulte em ganhos reais de produtividade e segurança de fornecimento.

Neste contexto, a Regulação torna-se fundamental para que os incentivos adequados sejam desenhados e muitos exemplos de boas e de más práticas já começam a ser reconhecidos. O objetivo desta seção é justamente compartilhar algumas dessas experiências para que os sistemas de armazenamento se desenvolvam de forma adequada no Brasil.

5.1 Caracterização da Atividade de Armazenamento

Para que o mercado de energia elétrica usufrua de todos os benefícios dos sistemas de armazenamento de energia, é fundamental que o armazenamento seja reconhecido como uma **atividade competitiva**, sem restrições à prestação de serviços de forma geral, tampouco com subsídios ou alocações erráticas de custos e riscos.

Deve-se, portanto, garantir igualdade de acesso dos sistemas de armazenamento a todos os mercados, incluindo os mercados de energia, de capacidade e de serviços ancilares, com uma remuneração transparente e não discriminatória.

Essas recomendações parecem óbvias, mas discriminações infundadas são frequentes, tais como:

- Sistemas de armazenamento podem prestar serviços ancilares relacionados a controles de frequência, mas não a controles de tensão.
- Muitas vezes, os sistemas de armazenamento não podem prestar serviços relativamente simples, como *black start*, não porque exista uma proibição, mas simplesmente porque esses sistemas ainda não aparecem na lista dos equipamentos aptos à prestação do serviço.
- Em vários mercados os sistemas de armazenamento não são caracterizados como entes independentes do Setor Elétrico, como as usinas ou os consumidores. Logo, somente conseguem atuar no mercado de energia quando estão associados a ativos tradicionais do setor.



- A grande maioria dos mercados de capacidade não permite a participação de sistemas de armazenamento independentes.

Essas limitações inibem a concorrência e acabam elevando o custo da operação sistêmica. Por exemplo, na ausência da possibilidade de um sistema de armazenamento competir para prestar um serviço de *black start*, o serviço acaba sendo prestado por agentes tradicionais, a custos repassados para os consumidores via encargos. Perde-se a oportunidade de uma competição revelar a forma mais eficiente da prestação de um serviço necessário à operação do sistema.

Dada a variedade de serviços para o atendimento às demandas do Sistema Elétrico que os sistemas de armazenamento podem prestar, deve ser dada a liberdade de um agente alocar os equipamentos aos serviços que lhe trouxerem maiores benefícios.

Assim, um sistema de armazenamento pode ora atuar como *black start*, ora atuar no controle de frequência, ora atuar no mercado de energia, e assim indefinidamente.

Adicionalmente, externalidades positivas fornecidas pelo armazenamento, como flexibilidade e estabilidade do sistema, bem como benefícios ambientais, devem ser adequadamente valorizadas, principalmente através da remuneração adequada nos diferentes mercados e regras de tributação equilibradas.

Em contrapartida, a atividade de armazenamento deve ser realizada sem subsídios. Os serviços prestados devem ser responsáveis pela remuneração dos investimentos e dos custos.

5.2 Definição de Armazenamento de Energia Elétrica

A viabilização de investimentos em ativos físicos conectados ao Sistema Elétrico requer a interação com um amplo conjunto de Partes Interessadas (*stakeholders*), com necessidades específicas, tal como ilustrado de forma não exaustiva na Figura 40.

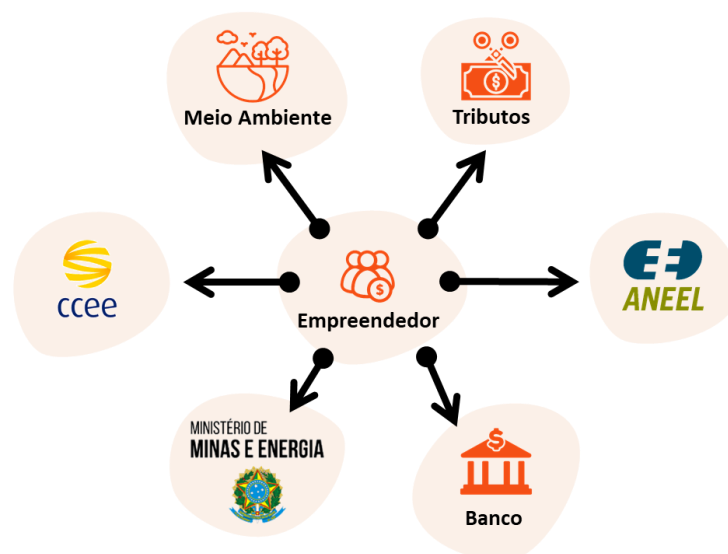


Figura 40 – Esquema ilustrativo das Partes Interessadas (não exaustivo).

Ocorre que pelo fato dos sistemas de armazenamento se diferenciarem dos ativos convencionais do Setor Elétrico, ora atuando aparentemente como um consumidor, ora atuando aparentemente como um gerador, exigências desconexas podem passar a ser realizadas pelas diferentes Partes Interessadas.

Por exemplo, podem ser exigidos impostos sobre circulação de mercadorias associados ao consumo de energia, quando na realidade somente houve a armazenagem e o retorno dos produtos ao mercado. Ademais, deve haver exigências técnicas para a inserção dos sistemas de armazenamento que deverão ser definidas pelo operador de rede, que pode ser a distribuidora ou mesmo o ONS, e aprovadas pela ANEEL.

O Sistema Financeiro também deverá entender o modelo de negócios dos sistemas de armazenamento pois se houver muitas incertezas em relação ao tratamento tributário ou mesmo sobre a operação desses sistemas, dificilmente serão aprovados financiamentos, dificultando, portanto, a viabilização dos projetos.

Neste contexto, a definição do que é um sistema de armazenamento deve ser formalmente estabelecida, preferencialmente por meio de Lei, de modo a minimizar o grau de discricionariedade das Partes Interessadas. Como exemplo, há uma diretiva da União Europeia para que os países membros definam apropriadamente os sistemas de armazenamento:

Art. 2(59) of Directive (EU) 2019/944:

‘energy storage’ means, in the electricity system, deferring the final use of electricity to a moment later than when it was generated, or the conversion of electrical energy into a form of energy which can be stored, the storing of such energy, and the subsequent reconversion of such energy into electrical energy or use as another energy carrier;

Neste caso, o armazenamento de energia é caracterizado como o deferimento do uso final da eletricidade para um momento posterior àquele em que a energia foi gerada, havendo a conversão em uma forma de armazenamento e a posterior reconversão da energia armazenada em eletricidade ou uso como outro transportador de energia.

5.3 Transparência de Custos Sistêmicos

Transparência de custos sistêmicos é sempre bem-vinda, pois somente o conhecimento dos custos efetivos incorridos na produção, na transmissão, na distribuição e mesmo na comercialização de energia elétrica é que podem permitir análises mais aprofundadas para a identificação de ineficiências ou mesmo de oportunidades de ganhos de produtividade.

Tendo o resultado a ser alcançado bem caracterizado, estabelecem-se metas e estruturam-se planos de trabalho para mobilizar as pessoas em torno de um objetivo comum. Se as ineficiências ou as oportunidades não são identificadas, todo o processo fica comprometido. Perpetuam-se custos e perdem-se oportunidades!

De forma geral, muitas situações indesejadas que ocorrem no Setor Elétrico poderiam ser resolvidas a um custo menor com o estabelecimento de mecanismos de mercado, dando-se neste contexto a oportunidade de serem utilizados sistemas de armazenamento de energia.

Apenas de forma ilustrativa, na Figura 41 são apresentadas situações ineficientes do ponto de vista de operação em que os sistemas de armazenamento poderiam ser utilizados para atender às necessidades sistêmicas.

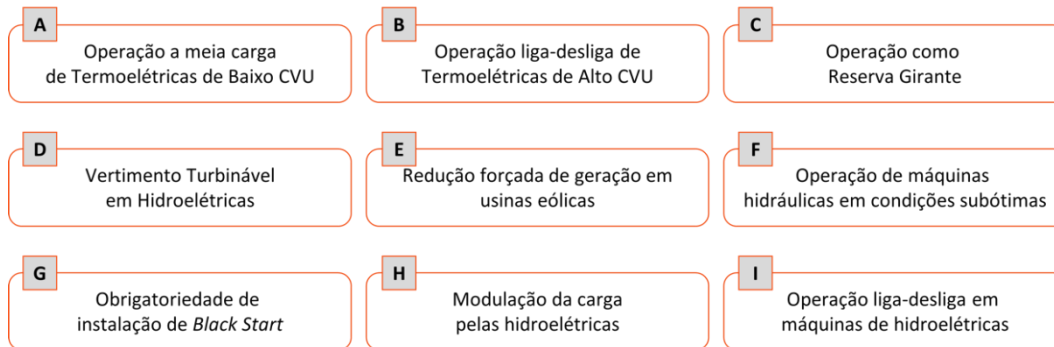


Figura 41 – Exemplos de necessidades sistêmicas que poderiam ser atendidas por sistemas de armazenamento.

Como exemplo, para caracterizar a Situação A, apresenta-se na Figura 42 a produção horária de uma termoelétrica de 600MW de capacidade e CVU de R\$120/MWh por um período de aproximadamente dois meses. São observados vários períodos (208 horas) em que a termoelétrica foi despachada a 2/3 de sua capacidade por algumas horas e depois voltou à sua capacidade máxima.

Durante o despacho reduzido, o rendimento da usina foi de 10% a 15% menor, com um sobrecusto pago pelo proprietário da usina e, posteriormente, pleiteado na ANEEL como um ressarcimento devido ao atendimento a necessidades sistêmicas. Somente no período do gráfico, o custo equivale a R\$ 1,3 milhão.

Mas por que ocorreu a geração a carga inferior? Essa produção ocorreu porque a usina atuou como reserva sistêmica nesses períodos, para controle de frequência. Obviamente, trata-se de uma necessidade sistêmica e não está em discussão a necessidade em si, mas sim a melhor forma de atendê-la. Se houvesse transparência neste custo e um mecanismo de mercado para que a necessidade sistêmica fosse atendida ao menor custo possível, os sistemas de armazenamento poderiam se viabilizar e o custo de operação poderia ser reduzido.

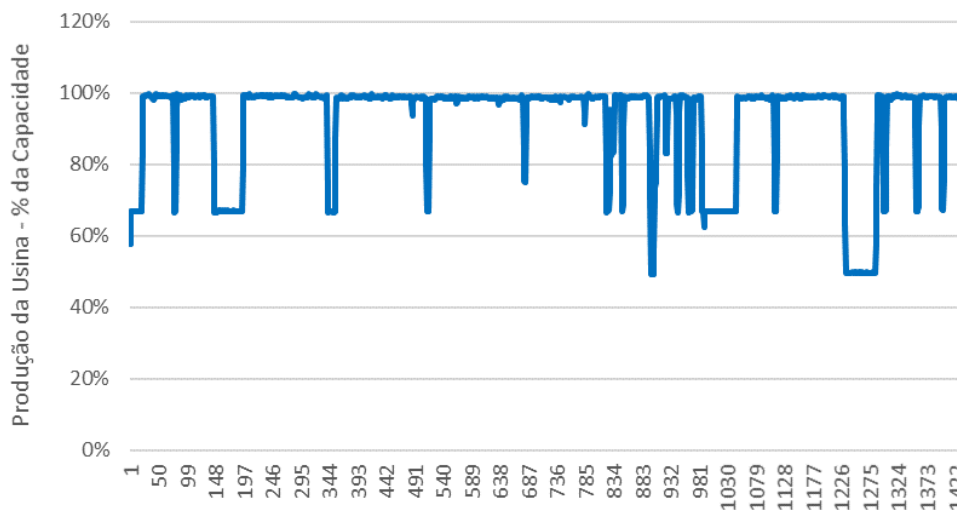


Figura 42 – Operação a meia carga de termoelétrica de baixo CVU.

Outro exemplo de custo não transparente é a Situação E, em que há uma redução forçada de produção em uma usina eólica, tal como exemplificado na Figura 43. No eixo das abcissas estão representadas 48 horas de operação, e no eixo das ordenadas está representada a produção de energia elétrica da usina em cada hora, em % da capacidade instalada. Entre as horas 13 e 15, e entre as horas 40 e 45, embora houvesse vento disponível para a produção seguir a linha pontilhada (potencial), houve limitação por razões sistêmicas e a produção real foi a área cinza.

Situações semelhantes têm ocorrido com usinas hidroelétricas, Situação D, e em outros tipos de usinas. Mais uma vez, se esses custos fossem mensurados periodicamente, dando transparência às ineficiências sistêmicas, e se fossem utilizados mecanismos de mercado para eliminar essas ineficiências da melhor forma possível, naturalmente os sistemas de armazenamento iriam se viabilizar.

Vale ressaltar, no entanto, que dificilmente um sistema de armazenamento se viabiliza somente para evitar restrições desta natureza. Daí a importância da liberdade dos sistemas de armazenamento atuarem em diversos mercados e poderem prestar vários serviços.

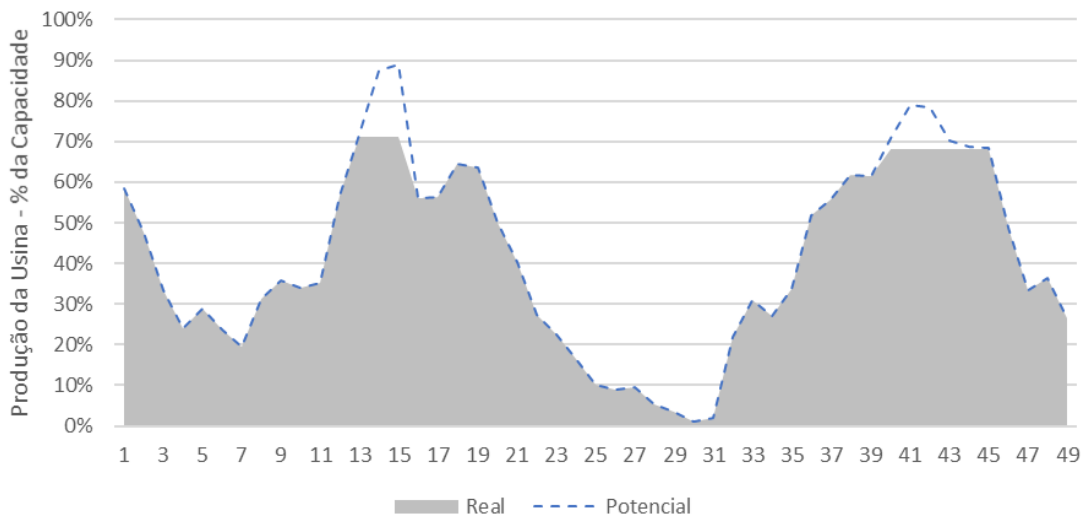


Figura 43 – Produção de uma usina eólica com limitação de escoamento.

5.4 Sinais de Preço Efetivos

Uma das aplicações mais conhecidas dos sistemas de armazenamento é a arbitragem de preços: durante períodos de preços de energia baixos, carrega-se o sistema de armazenamento, e nos períodos de preços elevados, descarrega-se. O valor agregado corresponde ao volume de energia multiplicado pela diferença de preços.

Devido às dimensões dos sistemas, com a capacidade de armazenamento de 1 a 12 horas²⁰ de produção a plena capacidade, a diferença entre os preços ao longo do dia determina de forma decisiva o valor agregado com a arbitragem e, conseqüentemente, a viabilização do sistema de armazenamento.

Para avaliar o potencial de valor a ser agregado por um sistema de armazenamento no Brasil, utilizando-se do PLD horário sombra do ano de 2019 para a região sudeste, calculou-se – para cada dia do ano – a variação de preços do dia como a diferença entre o preço médio das três horas mais caras e o preço médio das três horas mais baratas. O resultado é apresentado na Figura 44, em que se pode constatar que em 86% dos dias, as variações de preço são no máximo de R\$50/MWh, e em 96% dos dias, inferiores a R\$100/MWh.

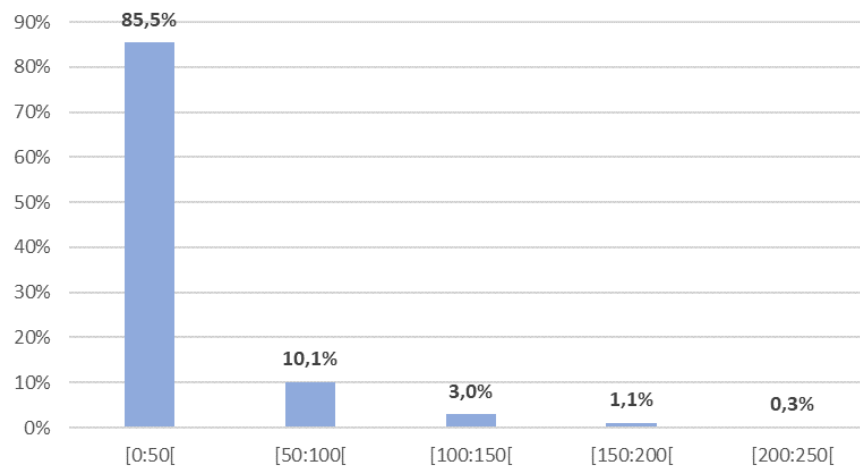


Figura 44 – Permanência das variações de PLD Horário no submercado sudeste. Fonte: CCEE.

Assim, as variações diárias de preço são consideradas muito baixas no Brasil, principalmente quando comparadas a outros mercados, tal como ilustrado na Figura 45. As barras verdes correspondem ao PLD horário nos primeiros dias de 2021; as amarelas, ao preço do Nordpool; as vermelhas, ao preço da Austrália. O limite inferior de cada barra corresponde ao percentil 25%, e o superior ao 75%; as pequenas linhas pretas são os valores mínimo e máximo.

De fato, mundialmente, os sistemas de armazenamento têm se desenvolvido de forma natural em sistemas como o do sul da Austrália (SA1 na Figura), em que as diferenças de preço horário são bem relevantes devido às estruturas de mercado existentes.

No Brasil, as diferenças de preço diárias dificilmente justificam os investimentos em sistemas de armazenamento, tal como será demonstrado adiante. No entanto, é importante enfatizar que o processo de formação de preços no mercado de curto prazo brasileiro tende a se modernizar nos próximos anos com o objetivo de fazer com que os preços reflitam as condições de operação. Logo, no futuro próximo, as diferenças de preço diária podem passar a ser mais significativas, abrindo espaço para a atuação dos sistemas de armazenamento.

²⁰ 12 horas é um valor bem elevado, conseguido atualmente com usinas reversíveis. Baterias de lítio chegam a 3, no máximo 4 horas.

Assim como levantado pelo projeto de modernização do setor elétrico, vislumbra-se para o futuro do sistema eletroenergético brasileiro a possibilidade de utilização do modelo de oferta de preços, em contraponto à utilização de modelos matemáticos. O estudo desta mudança deve ser priorizado, pois seria mais uma oportunidade para trazer eficiência econômica aos preços e melhor resposta da demanda à oferta.

É importante observar que a Oferta de Preços é amplamente utilizada em diversos países ao redor do mundo, tais quais Colômbia, Itália, México, Espanha, Portugal, Noruega, Inglaterra etc. e o mesmo traz maior transparência ao mercado e à operação elétrica.

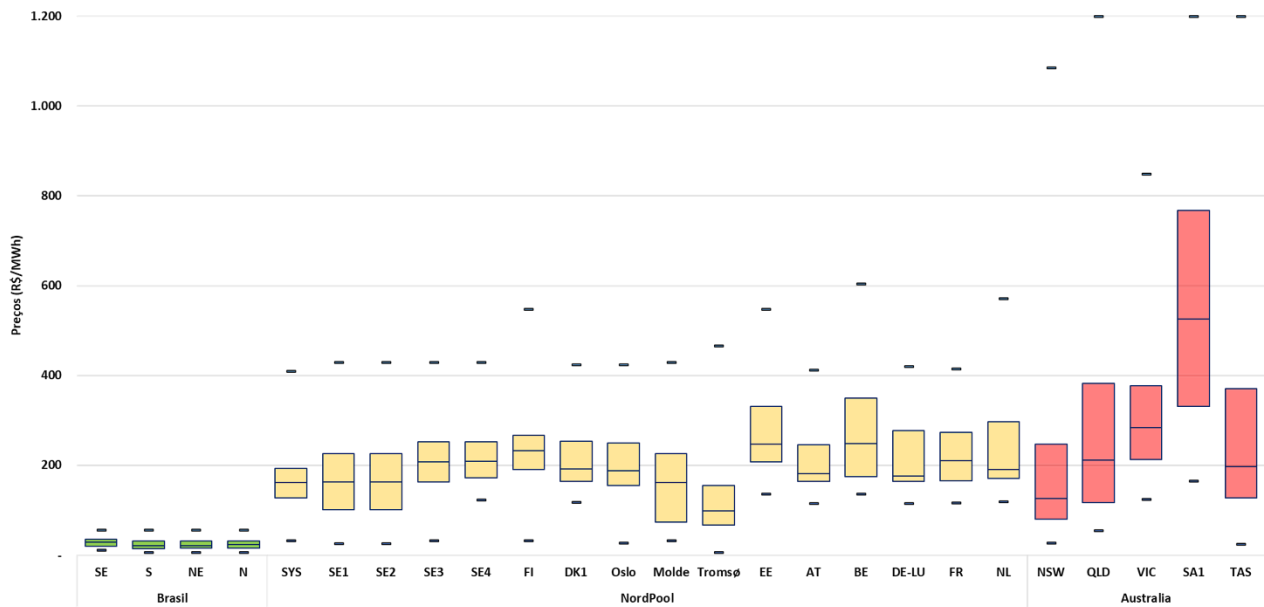


Figura 45 – Boxplot da variação de preços diários para diversas geografias. Fontes: CCEE, EEX e EMN.

De forma conclusiva, desenvolver processos de formação de preço que reflitam de forma precisa a realidade operativa é uma boa prática regulatória para promover ganhos de produtividade no Setor Elétrico Brasileiro. Quando isso ocorrer, se as variações de preço diário se mostrarem relevantes, os sistemas de armazenamento passarão a se viabilizar naturalmente e os custos de operação do sistema serão reduzidos.

5.5 Tributos

Ao longo do desenvolvimento desta contribuição, várias empresas que se dedicam à cadeia de valor do armazenamento de energia foram entrevistadas nos Estados Unidos, na França, na Alemanha, na Noruega e na Comissão Europeia.

O objetivo principal das entrevistas era entender o estágio de desenvolvimento dos sistemas de armazenamento a partir da perspectiva de quem se dedica ao tema. Mais do que os aspectos técnicos que eram esperados fazer parte da discussão, o tema dos tributos emergiu de forma muito surpreendente e relevante.

Além dos impostos que são normalmente cobrados dos consumidores de energia, impostos também estão sendo aplicados sobre os sistemas de armazenamento, apesar de não existirem nesses sistemas nem o consumo, nem a produção de energia.



Justamente neste ponto iniciam-se as complicações: alguns países cobram os impostos tanto na energia “consumida”, durante o carregamento, quanto na energia “gerada”, durante o descarregamento.

Esta situação de dupla taxação possui impactos muito negativos nos retornos dos investimentos sobre armazenamento, dificultando o desenvolvimento da indústria e a prestação de todos os serviços que trazem ganhos de produtividade ao Setor Elétrico.

Neste contexto, muita atenção deve ser dada a duas boas práticas regulatórias:

- Deve haver uma definição dos sistemas de armazenamento na esfera legislativa, de modo que a caracterização dos serviços prestados fique evidente para todas as Partes Interessadas, incluindo as responsáveis pelo estabelecimento dos tributos, tal como já mencionado na Seção 5.2.
- A legislação que define os sistemas de armazenamento deve conter, inclusive, a definição do regime tributário, caracterizando a prestação de serviços e não a produção ou o consumo de energia.

Outro aspecto relevante é a incidência de impostos sobre o investimento em sistemas de armazenamento. A princípio, os sistemas de armazenamento permitem o atendimento a necessidades do sistema elétrico por meio de processos eficientes, baseados em competição. Logo, ao longo do tempo, espera-se que a inserção dos sistemas de armazenamento promova ganhos em termos de custos e de segurança elétrica e energética.

Investimentos que promovem esses benefícios para toda a sociedade não deveriam ser taxados em valores que chegam a 80% do valor dos equipamentos, tal como ocorre no Brasil.

Países como Áustria, Bélgica e Alemanha estão isentando as usinas reversíveis de pagar taxas referentes à recuperação de custos de sistemas de suporte para as renováveis. Em Luxemburgo, o arcabouço legislativo prevê

a isenção de impostos para o consumo da energia utilizada em sistemas de armazenamento. A Finlândia está fazendo com que os impostos sejam pagos somente quando a energia é utilizada pelos consumidores finais.

Finalmente, em alguns países como Bélgica e Itália há a previsão de descontos em impostos federais para os investimentos em sistemas de armazenamento, e na Noruega o governo indicou que o problema da dupla taxação será resolvido neste ano, 2021.

5.6 Tarifas e Uso da Rede

A contratação dos serviços de rede é regulamentada atualmente pela Resolução Normativa ANEEL nº 666, de 2015. Do lado do consumo, cada distribuidora, consumidor ou autoprodutor deve contratar um montante de rede que reflita as máximas demandas a serem solicitadas do sistema de transmissão ou distribuição ao qual se conectam.

Por outro lado, pela geração, o montante de rede a ser contratado deve refletir a capacidade instalada da usina, descontados o consumo interno e as perdas.

As tarifas são estabelecidas justamente com base nesses valores de demanda máxima, em R\$/kW.mês.

Assim, para cada ponto de conexão está bem caracterizado se se trata de um consumo ou de uma geração, e para cada caso há uma tarifa e uma cobrança específica. Para os sistemas de armazenamento, essa lógica se perde, pois o mesmo ponto de conexão ora atua como consumo, ora atua como geração. Ademais, se o sistema de armazenamento for instalado internamente a uma instalação de consumo ou de geração, o perfil de utilização da rede pode ser alterado, devendo, portanto, também ser alterado o montante de rede contratado e até mesmo a tarifa.

Devido à falta de definições precisas ou mesmo porque as regulamentações ainda não foram modernizadas, é comum encontrar sistemas elétricos cobrando os sistemas de armazenamento de forma duplicada: consumo e geração. Trata-se de uma barreira ao desenvolvimento dos sistemas de armazenamento, apesar do evidente benefício que esses sistemas trazem justamente à gestão de congestionamentos dos sistemas de transmissão. Muitas vezes, inclusive, os sistemas de armazenamento permitem a postergação de investimentos nos sistemas de transporte, elevando a produtividade dos sistemas atuais.

As melhores práticas encontradas não determinam uma regra geral para a contratação de rede pelos sistemas de armazenamento. Deve-se, inicialmente, segmentar os sistemas de acordo com duas características principais:

- O porte do sistema de armazenamento é importante:
 - Para sistemas de maior porte (acima de 1MW, por exemplo) que podem alterar o uso da rede, incentivos devem ser estabelecidos para a prestação de serviços de acordo com as necessidades



sistêmicas. Por exemplo, isenção de tarifas de conexão em pontos em que a rede se apresenta congestionada estruturalmente, por determinado período.

- Para sistemas de menor porte, pode-se estabelecer uma tarifa de consumo ou de geração, dependendo dos serviços prestados. Por exemplo, se o sistema prestar serviços típicos de um gerador, tais como controle de tensão, controle de frequência, reserva etc., estabelecem-se tarifas de geração. Caso contrário, de consumo.
- O tipo de sistema de armazenamento é importante, pois cada tecnologia pode ser mais adequada para prestar determinados serviços necessários ao sistema. Por exemplo, a isenção de tarifas de rede para usinas reversíveis em sistemas em que a estabilidade da rede é crucial, ao passo que em outros sistemas essas usinas possuem tarifas específicas de consumo ou produção, dependendo dos serviços prestados.

O que deve ser evitado é a dupla cobrança pelo uso da rede, com cobrança como consumo e como gerador, o que representaria uma barreira aos sistemas de armazenamento.

Para usinas de geração com sistemas de armazenamento, o valor de MUST a ser contratado pela usina deve ser declarado pelo próprio agente, de modo a refletir a operação otimizada do conjunto usina mais sistema de armazenamento. Para haver consistência, os atos de outorga deveriam conter uma faixa de potência para a conexão à rede e o valor declarado deveria estar contido nesta faixa.

Finalmente, de forma a otimizar o uso da rede por meio de mecanismos de mercado, isenções para o pagamento do uso da rede podem ser estabelecidas para os sistemas de armazenamento que se dedicarem a atender necessidades sistêmicas explícitas. Por exemplo, na Inglaterra, a plataforma Piclo Flex promove a integração entre operadores de rede e fornecedores de serviço (geradores, consumidores, armazenadores etc.) para gerir congestionamentos. Uma possibilidade é isentar os prestadores dos serviços solicitados de tarifas de rede.

Conceitualmente, o importante é que a estrutura tarifária reflita muito bem os benefícios à rede associados aos serviços prestados, evitando-se distorções entre custos e benefícios. Países como Áustria, Bélgica, Alemanha, França, Itália, Inglaterra e Espanha estão desenvolvendo regulamentos nesse sentido.

5.7 Participação nos Mercados

Os contratos de energia com entrega futura, para o dia seguinte ou mesmo para entrega dentro do próprio dia são os mais maduros em diversos países. A partir de 2018 também começaram a se desenvolver mercados de capacidade.

A participação nesses mercados viabiliza os principais fluxos de receita dos geradores de energia elétrica e deve se estabelecer também como a principal fonte de receita dos sistemas de armazenamento, principalmente quando atuando de forma conjunta com o mercado de serviços ancilares e com a prestação de serviços de gestão de congestionamento.

Para que os sistemas de armazenamento possam se viabilizar, é imprescindível que lhes seja dada a possibilidade de participar em todos os mercados, eliminando barreiras de entrada e barreiras de participação.

As barreiras de entrada podem se manifestar na não consideração dos sistemas de armazenamento como prestadores de serviço, ou ainda em um conjunto excessivo de características necessárias à qualificação para atuação no mercado, tais como capacidade instalada, tempo de resposta incompatíveis com a necessidade sistêmica etc.

As barreiras de participação se dão na definição de lances mínimos de oferta de energia em termos de tempo e potência, proibição de atuação para sistemas de armazenamento *stand-alone*, sem associação a nenhuma usina tradicional, ausência de formatação para a realização de ofertas no mercado (ampliando os riscos de participação em processos competitivos) etc.

Como boas práticas regulatórias, podem ser citadas:

- Permissão para os sistemas de armazenamento participarem em todos os processos de comercialização de energia, independentemente de atuarem de forma *stand-alone*, em conjunto com usinas tradicionais, ou em conjunto com clientes.
- Permissão para os sistemas de armazenamento participarem nos mercados de capacidade e de serviços ancilares.
- Definição de processos competitivos em que as ofertas de energia sejam realizadas em unidades relativamente pequenas (0,01MW ou MWh, por exemplo).
- Possibilidade de realização de ofertas em mercado a partir da agregação das ofertas de diferentes sistemas de armazenamento.



- Interação muito próxima com o ONS e com as distribuidoras, de modo que os sistemas de armazenamento possam ser acionados para atender às necessidades sistêmicas (“telefone vermelho na sala do operador de bateria!”).

Como exemplo de boa prática, a FERC dos Estados Unidos lançou em 2018 a Ordem 841 para remover as barreiras para a participação de sistemas de armazenamento nos mercados de capacidade, energia e serviços ancilares operados por Organizações Regionais de Transmissão (RTO) e Operadores Independentes do Sistema (ISO), tal como ilustrado na Figura 46. A Bélgica, a Irlanda, a França e a Polônia também têm avançado em seus desenhos de mercado para que a participação do armazenamento seja plena.

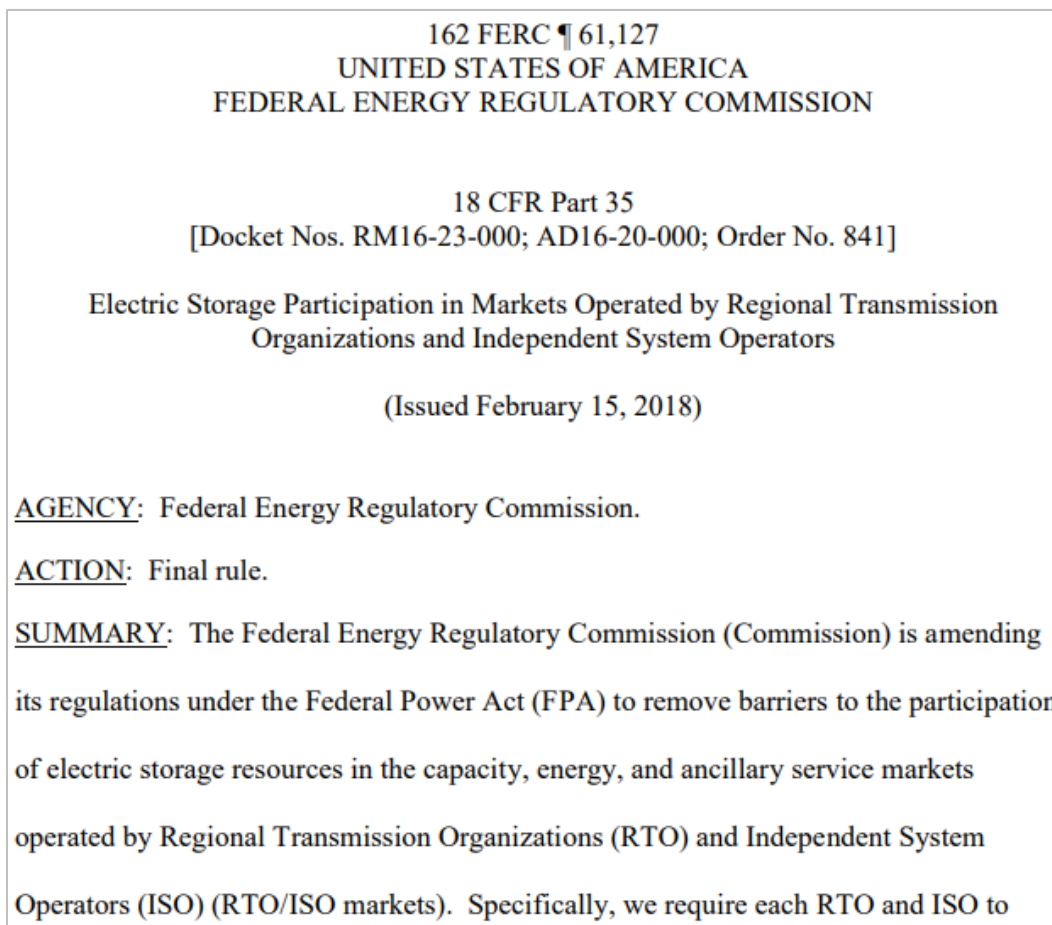


Figura 46 – Ato para participação dos sistemas de armazenamento nos mercados.

5.8 Outorgas

A obtenção da outorga de um empreendimento de geração no Brasil está regulamentada em vários dispositivos, dependendo sobretudo da natureza do empreendimento.

De forma geral, o processo para empreendimentos de pequeno porte é muito mais simples que o de empreendimentos de maior porte, e as exigências para as usinas de diferentes fontes (eólica, solar, termoelétrica, hidroelétrica etc.) também são progressivas em função dos potenciais impactos sobre o sistema elétrico, meio ambiente, segurança, uso do solo e as sociedades locais.

Para os sistemas de armazenamento, a distinção dos empreendimentos entre o porte e a tecnologia também deve existir, devendo ser endereçadas questões específicas somente quando os riscos do empreendimento forem diferenciados.

É importante que haja um processo específico de outorga para sistemas de armazenamento para evitar que diferentes autoridades locais comecem a impor obrigações que dificultem suas instalações. Além disso, exigências distintas em cada localidade dificultam a execução do projeto e a construção do sistema de armazenamento, além de trazer complexidade desnecessária à gestão das condicionantes da operação.

Atenção especial deve ser dada a algumas limitações impostas atualmente, tal como o caso das usinas reversíveis a ciclo fechado, ou que utilizam água do mar. Apesar de aparentemente serem usinas muito semelhantes às hidroelétricas, na realidade não há a interrupção de um curso d'água para construção da barragem, com todos os impactos ambientais decorrentes.

No entanto, uma usina reversível a ciclo fechado ou utilizando água do mar, se possuir capacidade de 100MW, por exemplo, deve esbarrar na legislação para que seja uma concessão com disputa via Leilão regulado, ao invés de uma autorização.

Os aspectos relacionados ao transporte dos equipamentos também são relevantes. Um sistema de armazenamento químico, por exemplo, pode ocasionar impactos no local de sua implantação, mas toda a logística de transporte apresenta os riscos associados a vazamentos, derramamentos, incêndio etc. Logo, o cumprimento de regras de segurança adequadas à tecnologia em uso deve estar previsto nas outorgas.

Avaliando o processo de outorgas em várias geografias, o maior obstáculo observado refere-se a grandes projetos em que audiências públicas são requeridas e a população acaba manifestando aversão aos empreendimentos por desconhecimento, ou por avaliar que algumas tecnologias são de alto risco ambiental e à saúde, tais como as baterias. Nesses casos, é importante que o processo de audiência pública seja muito bem conduzido, acompanhado de campanhas de comunicação e esclarecimentos.

Finalmente, é importante observar que o ato de outorga da geração está diretamente relacionado à contratação da conexão, que por sua vez está relacionada à máxima potência injetável no sistema. Quando uma usina eólica



possui um sistema de armazenamento, ela pode otimizar seu uso para reduzir a máxima potência injetada na rede. Assim, propõe-se que o MUST a ser contratado seja uma declaração da usina e, para que os atos de outorga não tenham que ser revistos, propõe-se que a outorga passe a informar uma faixa de potência injetada, evitando a revisões de características técnicas e permitindo maior flexibilidade e dinamismo aos arranjos propostos.

O melhor exemplo encontrado até o momento foi o da Áustria, pois aborda os sistemas de armazenamento de uma forma holística, avaliando os riscos de toda a cadeia: manufatura, armazenagem, transporte, instalação, operação e manutenção.

5.9 Tarifas de Distribuição

A distribuição de energia elétrica pode se beneficiar muito dos sistemas de armazenamento, tanto no que se refere à instalação de sistemas dedicados na rede, quanto ao fomento de soluções atrás dos medidores, com gestão ativa do consumo.

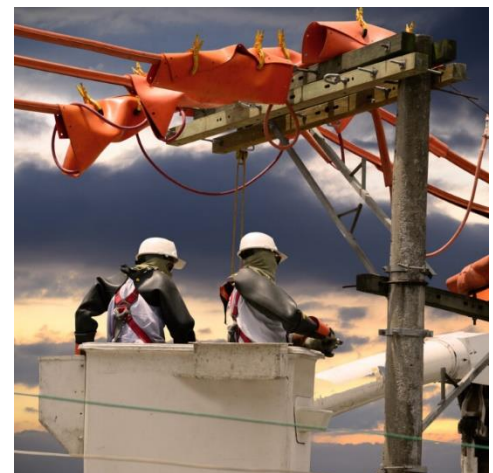
O objetivo primário a ser perseguido pelas distribuidoras de energia é a eliminação da tarifa de todas as componentes que não reflitam custos reais do sistema. Assim, sempre que um consumo for deslocado no tempo por um sistema de armazenamento, o consumidor vai experimentar um custo menor, bem como o próprio sistema de distribuição.

Por exemplo, se houver consumo muito concentrado em determinados períodos, com sobrecarga da rede ou de equipamentos, e a tarifa refletir essa sobrecarga, automaticamente os sistemas de armazenamento vão evitar as tarifas altas ou mesmo injetar energia na rede nesses períodos.

Como resultado, a conta do consumidor que instalou o sistema de armazenamento será menor, bem como as dos demais consumidores, pois os investimentos na rede para eliminar a sobrecarga puderam ser postergados.

Assim, a boa prática regulatória determina que as tarifas de rede dos consumidores com sistemas de armazenamento sejam variantes com o tempo, refletindo sobrecarga de transformadores de potência, de força e da própria rede, bem como de outros custos diretos das distribuidoras. Ademais, se o consumidor disponibilizar sua bateria para os comandos de despacho da distribuidora, prestando assim serviços para a rede, ele deve ser remunerado.

De forma conjunta às novas tarifas, os consumidores que investirem em sistemas de armazenamento também devem ter o sistema de medição atualizado, permitindo o controle separado de quando a energia é consumida da rede e de quando a energia é fornecida à rede. No limite, a valorização da energia consumida e da energia injetada devem se dar a preços diferentes, refletindo a operação do sistema de forma global e o uso da rede local.



A regulamentação das tarifas de distribuição para fomentar o uso eficiente das redes por meio dos sistemas de armazenamento deve ter, portanto, um impacto relevante no desenvolvimento dos sistemas atrás dos medidores, incentivando a participação de clientes residenciais, industriais e comerciais. Quanto mais clientes participarem do mecanismo, menores devem ser as barreiras de acesso à rede, bem como os custos associados.

Alguns países, sobretudo da União Europeia, estão acelerando seus programas de instalação de medidores inteligentes para iniciar a aplicação de tarifas dinâmicas e abrir espaço para os sistemas de armazenamento atrás dos medidores. Nos Estados Unidos, alguns estados como Califórnia e Nova Iorque também têm acelerado o processo.

5.10 Reavaliar o *Net Metering*

O Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE estabelecido originalmente pela Resolução ANEEL 482/2012, determina que a energia produzida por sistemas distribuídos pode compensar a energia consumida pelos consumidores.

Fisicamente, isso é válido quando a produção e o consumo ocorrem no mesmo horário. No entanto, o SCEE faz essas compensações em base mensal. Um cliente que durante o mês consumiu 1.000kWh e possui painéis solares que produziram 1.000kWh, a menos de taxas de disponibilidade da rede, não precisa pagar pela energia.

Ocorre que durante o dia houve produção em excesso, injetada na rede, e durante a noite houve energia consumida da rede. Logo, a rede de distribuição funcionou como um sistema de armazenamento!

Segundo a literatura internacional, esse mecanismo pode gerar uma distorção em termos de alocação de custos, pois não são consideradas questões físicas relevantes, como congestionamentos, sobrecargas de equipamentos, incentivos à redução de picos de consumo etc.

Assim, a boa prática regulatória indica que os sistemas de *net metering* podem impactar o desenvolvimento dos sistemas de armazenamento atrás dos medidores.

Este tema está sendo trabalhado tanto na ANEEL quanto no Congresso e as propostas regulatórias e legislativas resultantes devem endereçar as questões sobre armazenamento de energia.



5.11 Interoperabilidade de Equipamentos

Para que os sistemas de armazenamento consigam responder a variações de preço, atender a necessidades sistêmicas de capacidade ou mesmo para que possam prestar os diversos tipos de serviços ancilares, é fundamental que haja interfaces robustas de comunicação entre os diversos equipamentos.

Ocorre que os sistemas atuais para gestão dos dispositivos de armazenamento são soluções proprietárias, ou seja, cada fabricante desenvolveu suas próprias interfaces de comunicação e os seus próprios códigos em sistemas fechados, criptografados.



O cenário atual leva a um risco de criação de nichos de mercado e a dificuldades crescentes para modernizar os sistemas. Por exemplo, se um parque eólico adquirir um sistema de armazenamento de um determinado fabricante, a modernização ou a expansão do sistema deverá ser realizada com o mesmo fabricante, uma vez que a comunicação com equipamentos de outras marcas será – no mínimo – problemática. Em situações críticas, mesmo o acesso aos dados para realização de estudos ou análises de performance pode ser prejudicado, pois as informações são criptografadas com técnicas que variam de fabricante a fabricante.

Neste contexto, a boa prática regulatória deve exigir a implantação de interfaces abertas, com ampla disponibilidade de funcionalidades e acessos a informações via APIs (*application programming interfaces*) e protocolos padronizados.

5.12 Base de Dados de Sistemas e Projetos

Em países em que os recursos distribuídos se espalharam rapidamente pela rede, tais como Alemanha, Inglaterra e Austrália, notou-se a necessidade de haver uma base de dados com todos os equipamentos instalados na rede para que o atendimento ao consumo pudesse ser realizado de forma segura.

Por exemplo, uma tempestade ou mesmo um dia nublado, podem alterar de forma significativa a forma de atender ao consumo, solicitando o despacho de usinas, alterando a configuração da rede ou mesmo demandando armazenamentos prévios de energia para fazer frente a possíveis interrupções.



Se o operador da rede (distribuidora ou o operador da rede de transmissão) não tiver conhecimento dos equipamentos instalados, os impactos de eventos extremos não podem sequer ser simulados, e a atuação preventiva sobre os equipamentos não poderá ser realizada.

Neste contexto, a boa prática regulatória deve exigir que todo equipamento de geração distribuída, de armazenamento ou mesmo de controle da operação de outros equipamentos seja cadastrado em um sistema robusto, gerido de forma criteriosa, seguindo altos padrões de governança.

Por outro lado, a boa prática regulatória também recomenda que devem ser exigidos dos operadores de rede (operador nacional e da rede de distribuição) estudos de cenários críticos para avaliar a robustez do atendimento ao consumo. Esses cenários podem incluir temperaturas altíssimas de verão, invernos super rigorosos ou mesmo enchentes ou tempestades de vento. Essas análises devem resultar na indicação de fragilidades das redes e dos sistemas de geração, direcionando esforços e recursos para aumentar a robustez sistêmica.

6 Estudos Quantitativos

A inserção do armazenamento no Sistema Elétrico e, em particular, sua atuação em conjunto com usinas eólicas, pode significar inúmeras oportunidades de melhoria do perfil de produção, com impactos importantes tanto em receita quanto em custos.

Para auxiliar a quantificar algumas dessas oportunidades, foram desenvolvidos modelos computacionais que trabalham em condições determinísticas, buscando encontrar o melhor uso possível dos sistemas de armazenamento para algumas aplicações, com destaque para a arbitragem contra o PLD, a contratação de MUST e o cálculo da Garantia Física.

De forma geral, os modelos desenvolvidos são aplicados a períodos em que a geração eólica é conhecida, bem como os valores de PLD. Avalia-se então o resultado da operação da usina nessas condições históricas, supõe-se a inserção de um sistema de armazenamento e realiza-se uma otimização matemática buscando responder à seguinte pergunta:

Se eu tivesse uma bateria, qual o máximo valor que seria agregado à minha usina com arbitragem de preços, otimização do MUST ou mesmo com acréscimo de garantia física?

Para realizar os estudos foi adotada como produção de energia eólica histórica os valores apresentados na Figura 47, obtidos diretamente do site do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)²¹, referentes à usina eólica Praia Formosa, com 104,4MW de capacidade, localizada no Estado do Ceará. Esta usina foi escolhida por estar em operação desde 2009 e ter porte relativamente elevado.

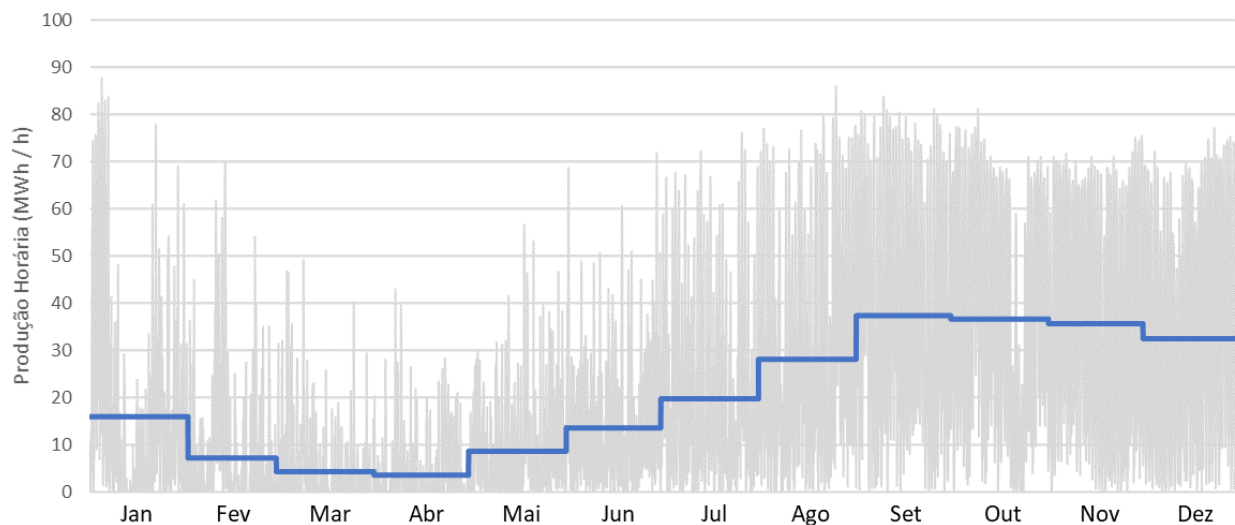


Figura 47 – Geração histórica da Usina Eólica Praia Formosa.

²¹ http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx.

É interessante observar que a produção mensal é altamente sazonal, com os meses de menor produção entre fevereiro e abril, e os meses de maior produção entre setembro e novembro.

Nas análises sobre arbitragem contra PLD é importante ter em mente o perfil horário de produção do parque, tal como pode ser observado na Figura 48. No eixo das abcissas têm-se as horas do dia, e no eixo das ordenadas a produção horária dividida pela produção média diária. Verifica-se, portanto, que essa usina eólica possui picos de produção entre as 16 e as 18 horas, com valores próximos a duas vezes a média de produção diária, e valores mínimos de geração entre a meia noite e as 2 horas da madrugada²².

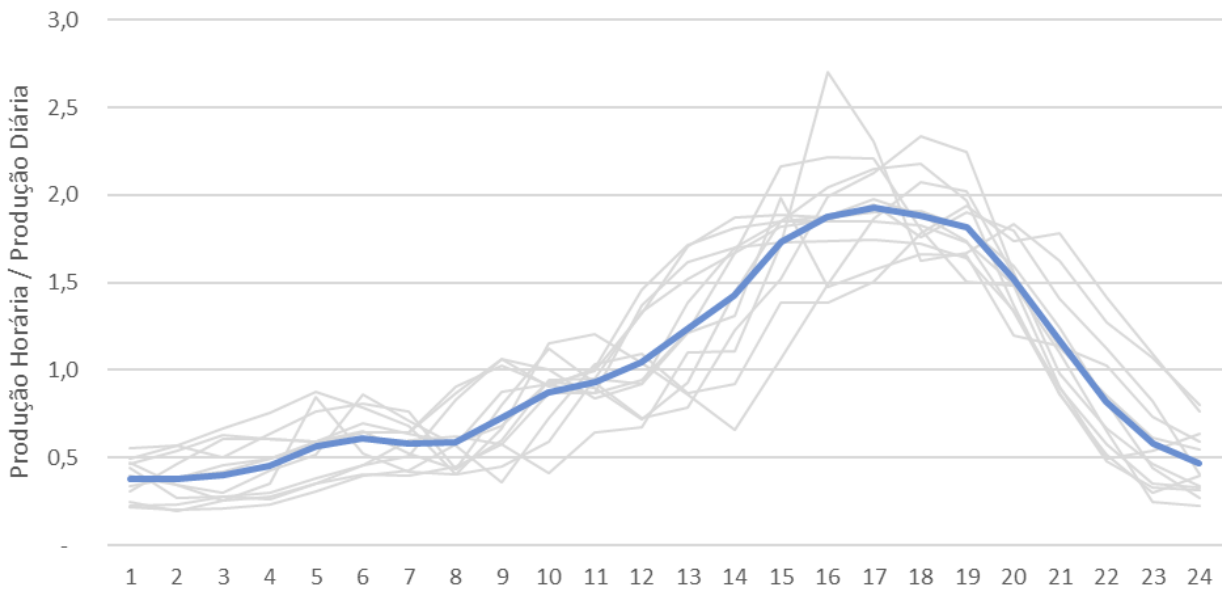


Figura 48 – Perfil de produção horária.

Considerando essas informações básicas para caracterizar a usina eólica utilizada nos modelos matemáticos, apresentam-se cada um dos modelos na sequência, bem como os resultados da otimização.

Ressalta-se que os modelos desenvolvidos constituem um primeiro passo para avaliar quantitativamente a inserção de sistemas de armazenamento junto a usinas eólicas e que muito trabalho ainda precisa ser realizado até que os modelos ganhem robustez tanto em termos de representação matemática das baterias (tempos de carregamento, degradação etc.) quanto em termos de tratamento das incertezas associadas ao preço e ao vento.

6.1 Arbitragem contra o PLD

A arbitragem contra o PLD caracteriza-se pelo uso do sistema de armazenamento para se carregar nos períodos de PLD mais baixo e devolver a energia à rede nos períodos de PLD mais alto, tal como ilustrado na Figura 49. Matematicamente, o modelo pode ser representado pelas seguintes equações:

²² As linhas cinzas do gráfico são os perfis médios de produção horária de cada mês. A linha azul é a média de todos os meses!

$$\max GA = \sum_{t=1}^{nhp} (D_t - C_t) \cdot PLD_t$$

Sujeito a:

$$k_t = k_{t-1} + C_t - D_t$$

$$k_t \leq K$$

$$C_t, D_t \leq P ; C_t \leq G_t$$

Sendo:

- GA : ganho com a arbitragem de preço, em R\$;
- nhp : número de horas do período de estudo. Se o estudo for de um ano, $nhp = 8760$;
- G_t : geração da usina eólica durante a hora t , em MWh, sem o armazenamento;
- D_t : descarga da bateria durante a hora t , em MWh;
- C_t : carregamento da bateria durante a hora t , em MWh;
- PLD_t : Preço de Liquidação de Diferenças da hora t , em R\$/MWh;
- k_t : energia armazenada na bateria ao fim da hora t . Para o período inicial, $k_0 = 0$;
- K : capacidade de armazenamento da bateria, em MWh;
- P : potência da bateria, em MW.

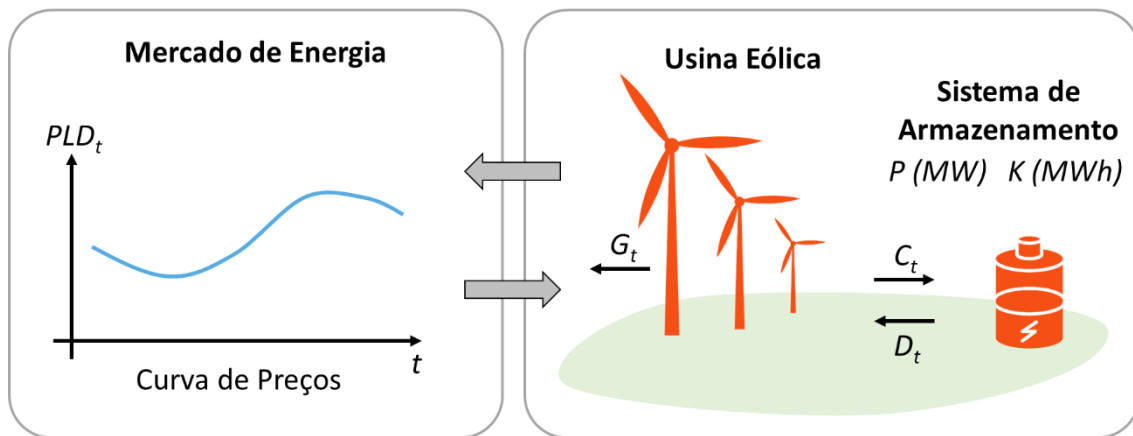


Figura 49 – Utilização do sistema de armazenamento para arbitragem de preço.

Para o estudo anual, utilizou-se o PLD Horário Sombra do submercado Nordeste do ano de 2019, apresentado na Figura 50. Conforme pode-se observar, as variações entre os meses (linhas azuis) são bem significativas, mas as variações dentro de cada mês são bem menores.

Para permitir uma melhor visualização do papel que um sistema de armazenamento pode desempenhar, elaborou-se a Figura 51 em que podem ser observadas para cada mês (linhas cinzas) as variações médias diárias do PLD Horário, e com a curva azul tem-se as variações do PLD Horário em relação à média.

Finalmente, variações em relação à média diária de um mês podem não refletir o potencial de valor a ser agregado por um sistema de armazenamento, uma vez que os valores de preço dentro de um mesmo dia definem a arbitragem de preços possível de ser realizada por uma bateria. Desta forma, para cada dia, calcula-se a variação diária de preços como a diferença entre o preço médio das três horas mais caras e o preço médio das três horas mais baratas. O resultado é apresentado na Figura 52, em que podemos constatar que em 66% dos dias, as variações de preço são no máximo de R\$50/MWh, e em 82% dos dias, inferiores a R\$100/MWh.

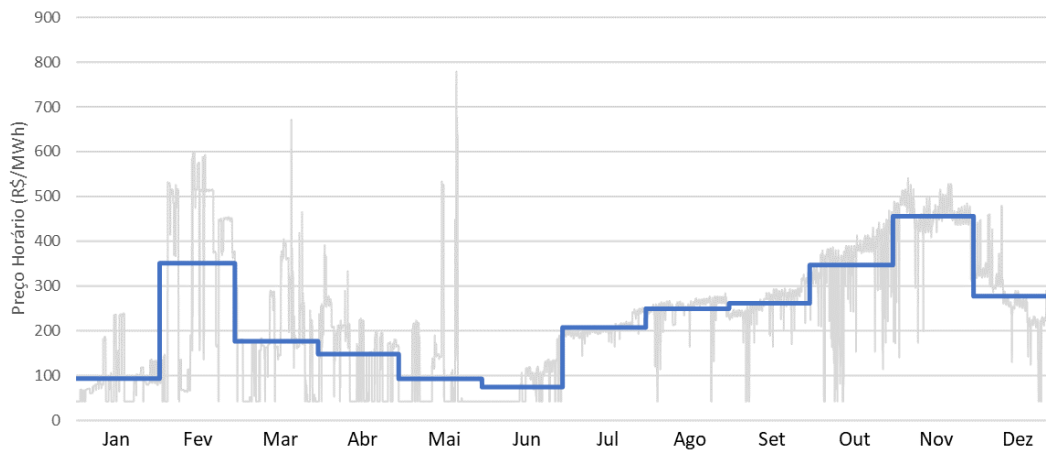


Figura 50 – Preço horário da região nordeste utilizado nos estudos.

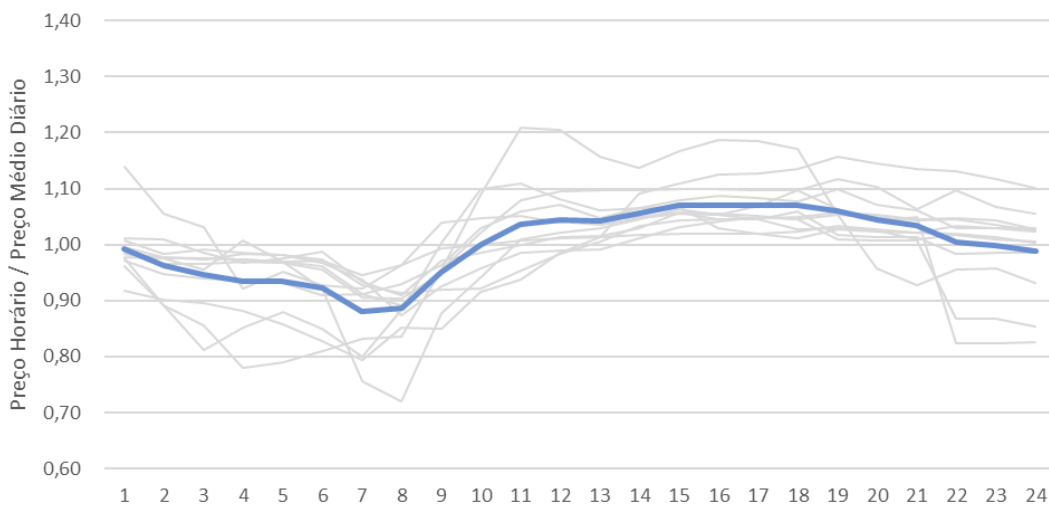


Figura 51 – Variação do preço horário em relação do preço médio diário.

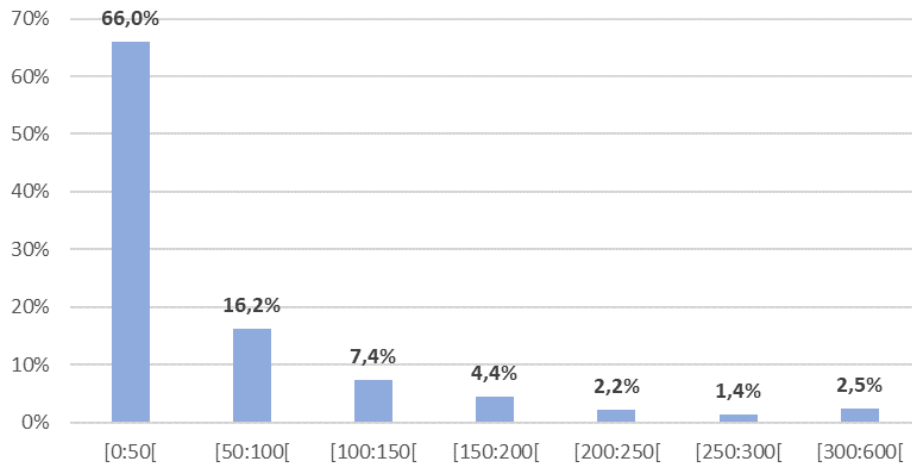


Figura 52 – Permanência da variação diária de preços.

Executando-se o modelo para uma bateria de $P = 20\text{MW}$ e $K = 80\text{MWh}$, obtém-se a operação da bateria apresentada na Figura 53. O máximo valor agregado com a arbitragem é $A = \text{R}\$ 1,5 \text{ MM}$. Como a produção da usina eólica valorizada a PLD é de $\text{R}\$ 47,9 \text{ MM}$, conclui-se que a instalação da bateria proporcionou um aumento de 3,2% no valor da energia produzida.

No entanto, analisando-se o período entre as horas 260 e 320, observam-se variações de preço sem variações de carga da bateria. Estudando em detalhes este período, constata-se que durante essas horas não houve produção da usina; logo, a restrição $C_t \leq G_t$ foi acionada, ou seja, a bateria não pôde se carregar com energia da rede. Eliminando-se esta restrição e executando-se o modelo novamente, obtém-se a operação da bateria apresentada na Figura 54 com utilização da rede para carregar a bateria e ganho de arbitragem de $\text{R}\$2,0 \text{ MM}$ (4,1%).

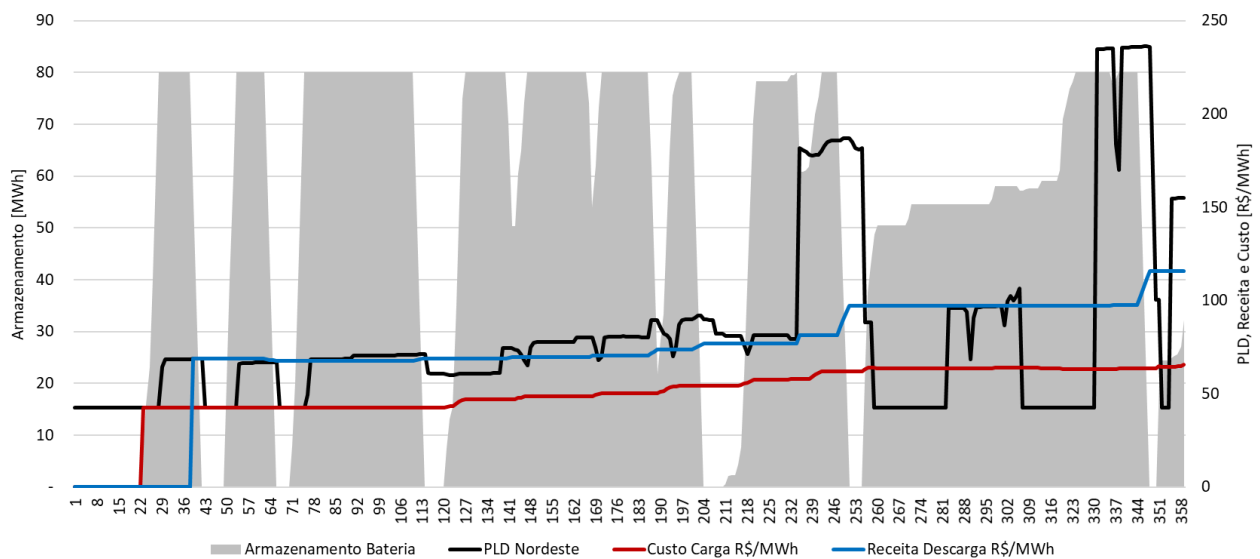


Figura 53 – Operação da bateria para arbitragem de preço com $P = 20\text{MW}$ e $K = 80\text{MWh}$ (com restrição $C_t \leq G_t$).

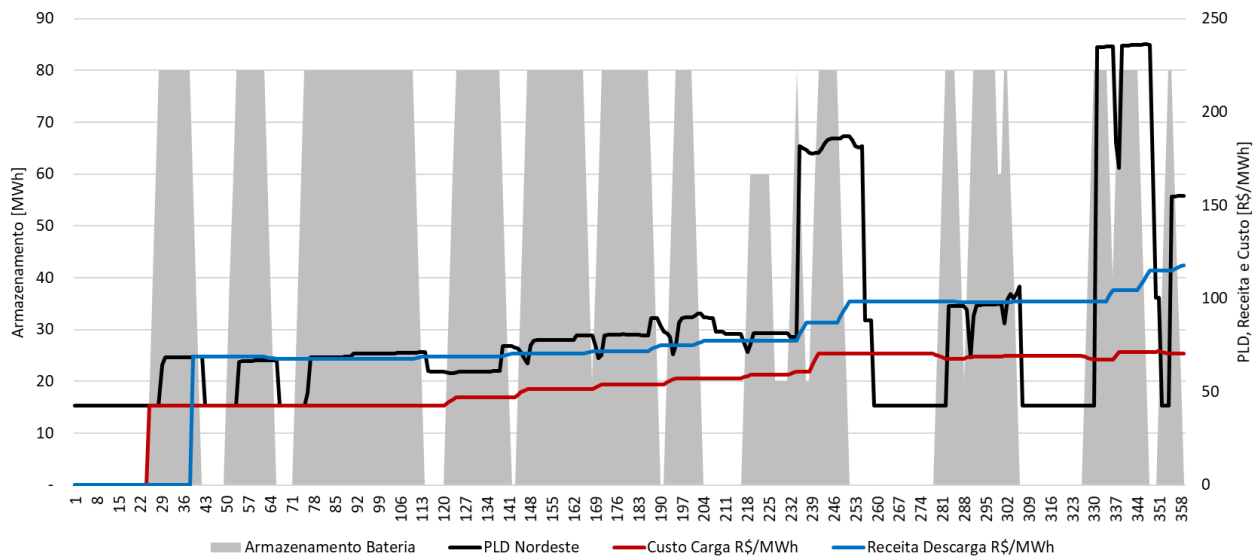


Figura 54 – Operação da bateria para arbitragem de preço com $P = 20\text{MW}$ e $K = 80\text{MWh}$ (sem restrição $C_t \leq G_t$).

Esses resultados mostram a importância da bateria, ainda que instalada dentro de uma usina eólica, ter liberdade total de utilizar a rede, permitindo o melhor aproveitamento das variações de preço.

Finalmente, realizando-se estudos de sensibilidade em relação à potência da bateria, P , e à capacidade de armazenamento, K , obtém-se os resultados apresentados na Figura 55. Cada curva corresponde a uma capacidade de armazenamento K/P , variando de 1 a 5; o eixo das abscissas corresponde à Potência da Bateria; e o eixo das ordenadas corresponde à agregação anual de valor com a arbitragem de preços.

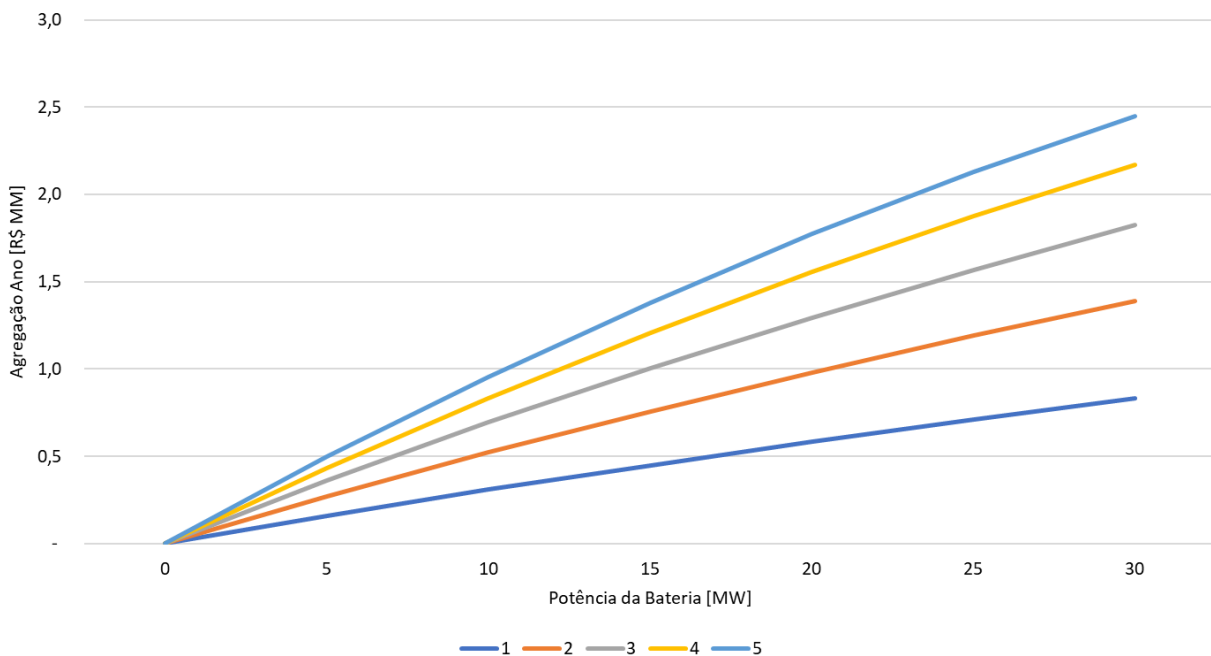


Figura 55 – Sensibilidade do valor agregado com a arbitragem de preço em função de P e K/P .

A cada acréscimo de potência, independentemente do número de horas de armazenamento, há sempre uma elevação do ganho incremental (ao saltar de uma linha para outra de maior potência, o ganho incremental sempre aumenta). Por outro lado, a cada acréscimo de hora de armazenamento, independentemente da potência da bateria, sempre há uma redução do ganho incremental. Logo, entre investir em potência da bateria ou em capacidade de armazenamento, o maior valor agregado está nos MWs, e não nos MWhs.

6.2 Otimização da Contratação de MUST de Usinas Eólicas

De acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 666, de 2015, o Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) de centrais de geração deve ser no mínimo igual à potência instalada subtraída da mínima carga própria (demandas internas, perdas elétricas em instalações de uso exclusivo etc.):

(...)

Art. 5º Os CUST celebrados por centrais de geração, inclusive por produtores independentes ou autoprodutores quando a geração for maior que a carga própria, trarão, separadamente, o MUST contratado, a potência instalada e a carga própria.

§ 1º O MUST de que trata o caput é dado pelo valor declarado pelo usuário da máxima potência elétrica injetável no sistema, que deverá ter valor no mínimo igual à potência instalada subtraída da mínima carga própria.

(...)

Este tipo de regulamento faz todo o sentido para usinas hidroelétricas ou termoelétricas que possuem poucas unidades geradoras e em que o despacho é controlável a ponto de serem verificadas de forma recorrente injeções de energia de valor igual à potência instalada subtraída da carga própria.

No caso de usinas eólicas, no entanto, o número de unidades geradoras é elevado e a disponibilidade do combustível é incerta. Assim, para ocorrer a injeção da potência instalada da usina na rede de transmissão são necessários ventos muito fortes, na direção correta, justamente em momentos em que todas as unidades geradoras estão disponíveis. Como resultado, raramente as usinas eólicas injetam suas capacidades instaladas na rede, tal como pode ser observado na curva de permanência da geração horária da usina eólica Praia Formosa durante o ano de 2019, apresentada na Figura 56.

Pela Figura, no eixo das abcissas tem-se a energia injetada na rede, e no das ordenadas a permanência associada. Por exemplo, em 67% das horas de 2019 houve a injeção de pelo menos 5MWh/h; em 54%, de pelo menos 10MWh/h; em 44%, de pelo menos 15MWh/h; e assim sucessivamente. Como pode-se verificar, nunca foi observada injeção de energia superior a 85MWh/h, apesar da capacidade da usina ser 104,4MW.

Tecnicamente, a demanda utilizada é superior a 85MWh/h, pois a integralização da potência injetada na rede ocorre em intervalo inferior ao horário. Ainda assim, o valor acaba sendo inferior à capacidade instalada da usina e sua permanência é muito baixa, ou seja, a produção elevada dura pouco.

Neste contexto, com a instalação de um sistema de armazenamento, esses poucos picos de produção podem ser armazenados no parque e injetados posteriormente na rede, reduzindo de forma perene a utilização da rede²³.

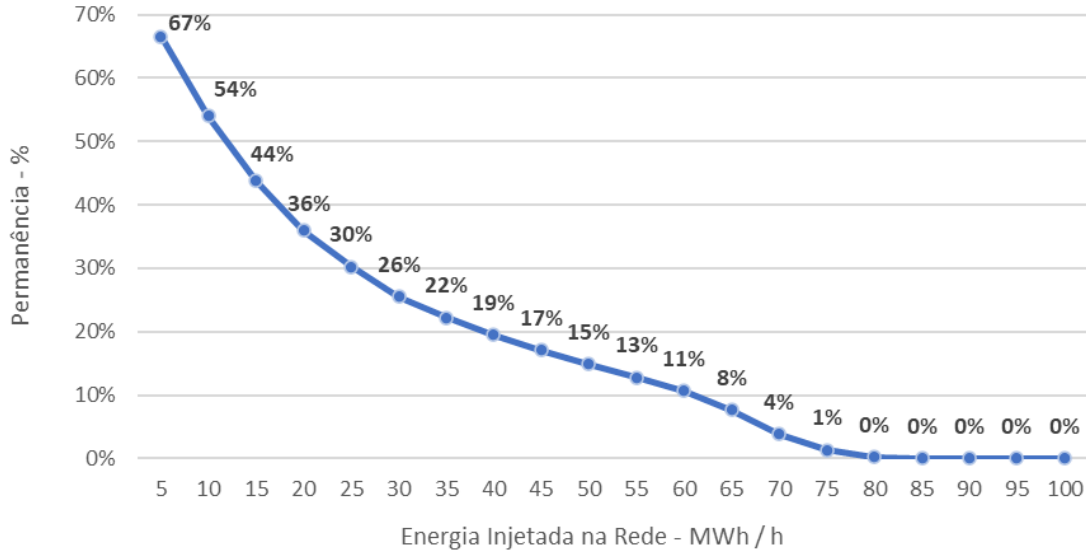


Figura 56 – Permanência da produção horária da usina eólica Praia Formosa em 2019.

Para quantificar o benefício potencial desta forma de utilização dos sistemas de armazenamento, tomando-se como base o esquema apresentado na Figura 57, desenvolveu-se o seguinte modelo matemático:

$$\max ET = \sum_{m=1}^{nm} CA_m - PC_m - PU_m$$

Sujeito a:

$$CA_m = MUST_A \cdot TUST$$

$$PC_m \geq MUST_{FAT,m} \cdot TUST$$

$$PU_m \geq 2 \cdot MUST_{ULT,m} \cdot TUST$$

$$MUST_{FAT,m} \geq MUST_O$$

$$MUST_{FAT,m} \geq MUST_{AP,m}$$

$$MUST_{AP,m} \geq G_t + D_t - C_t, \forall t \in m$$

$$MUST_{ULT,m} \geq MUST_{AP,m} - 1,01 \cdot MUST_O$$

$$MUST_{ULT,m} \geq 0$$

²³ De modo a dar segurança à operação do sistema, deveria ser necessária a instalação de controles de energia injetada pelo parque solar, caso a planta opte por ter um MUST inferior à capacidade instalada.

$$k_t = k_{t-1} + C_t - D_t$$

$$k_t \leq K$$

$$C_t, D_t \leq P \quad ; \quad C_t \leq G_t$$

Sendo:

- ET : redução de custo com o encargo de transmissão, em R\$;
- nm : número de meses do estudo;
- CA_m : custo atual com a contratação do montante de uso do sistema de transmissão no mês m , em R\$;
- PC_m : pagamento do montante de uso do sistema de transmissão contratado no mês m , em R\$;
- PU_m : pagamento de ultrapassagem no mês m , em R\$;
- $MUSTA$: montante atual de uso do sistema de transmissão, equivalente à potência instalada subtraída da carga da usina, em MW;
- $MUST_{FAT,m}$: montante de uso do sistema de transmissão faturado no mês m , em MW²⁴;
- $MUST_{AP,m}$: montante de uso do sistema de transmissão apurado no mês m , em MW;
- $MUST_O$: montante de uso do sistema de transmissão contratado, resultante da otimização (é a variável de decisão), em MW;
- $MUST_{ULT,m}$: montante de uso do sistema de transmissão que ultrapassou o $MUST$ contratado $MUST_O$ no mês m , em MW;
- G_t : geração da usina eólica durante a hora t , em MWh, sem considerar os efeitos do sistema de armazenamento;
- D_t : descarga da bateria durante a hora t , em MWh;
- C_t : carregamento da bateria durante a hora t , em MWh;
- PLD_t : Preço de Liquidação de Diferenças da hora t , em R\$/MWh;
- K_t : energia armazenada na bateria ao fim da hora t . Para o período inicial, $k_0 = 0$;
- K : capacidade de armazenamento da bateria, em MWh;
- P : potência da bateria, em MW.

²⁴ Na realidade, os valores de $MUST$ utilizados estão em MWh/h, e não em MW. Conforme explicado anteriormente, trata-se de uma simplificação para exercitar o conceito da otimização do uso da rede. Posteriormente a modelagem deve ser refinada!

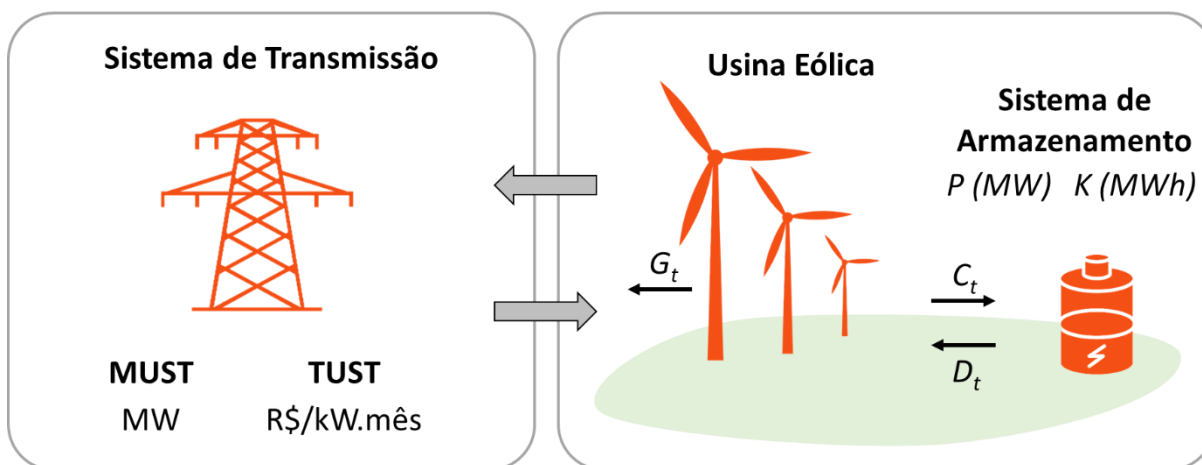


Figura 57 – Utilização do sistema de armazenamento para reduzir o uso da rede.

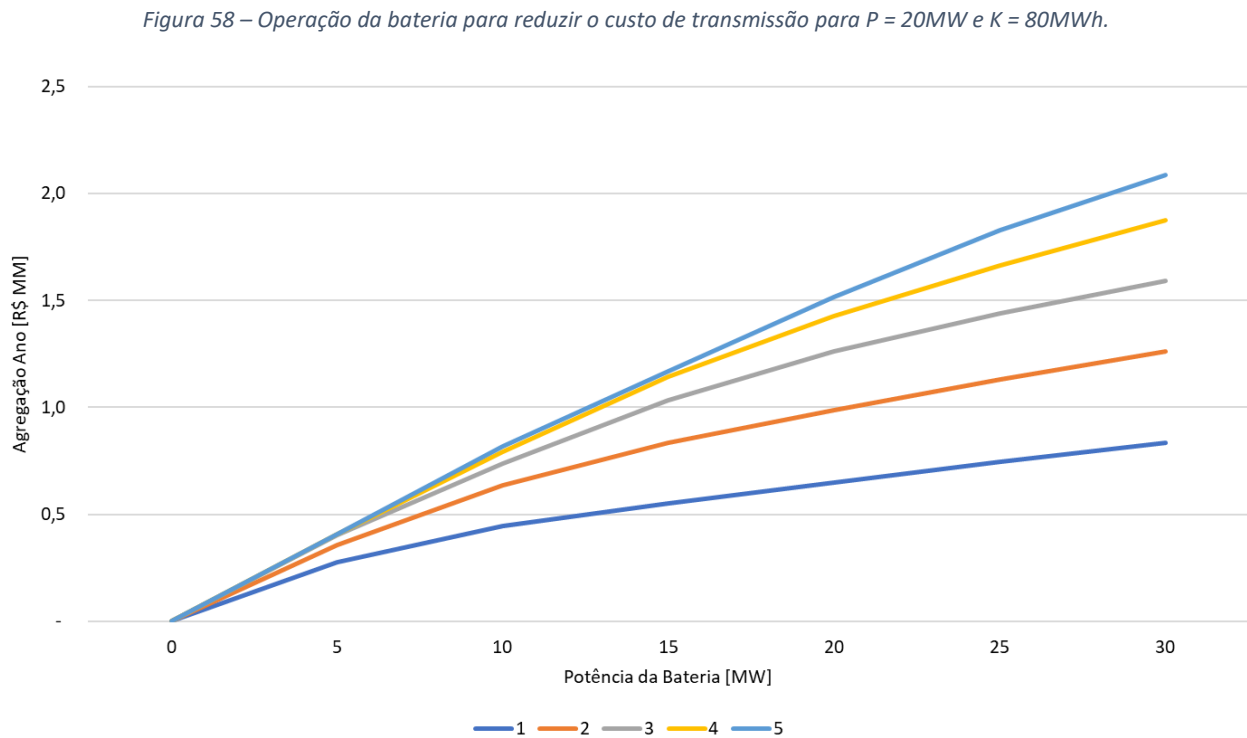
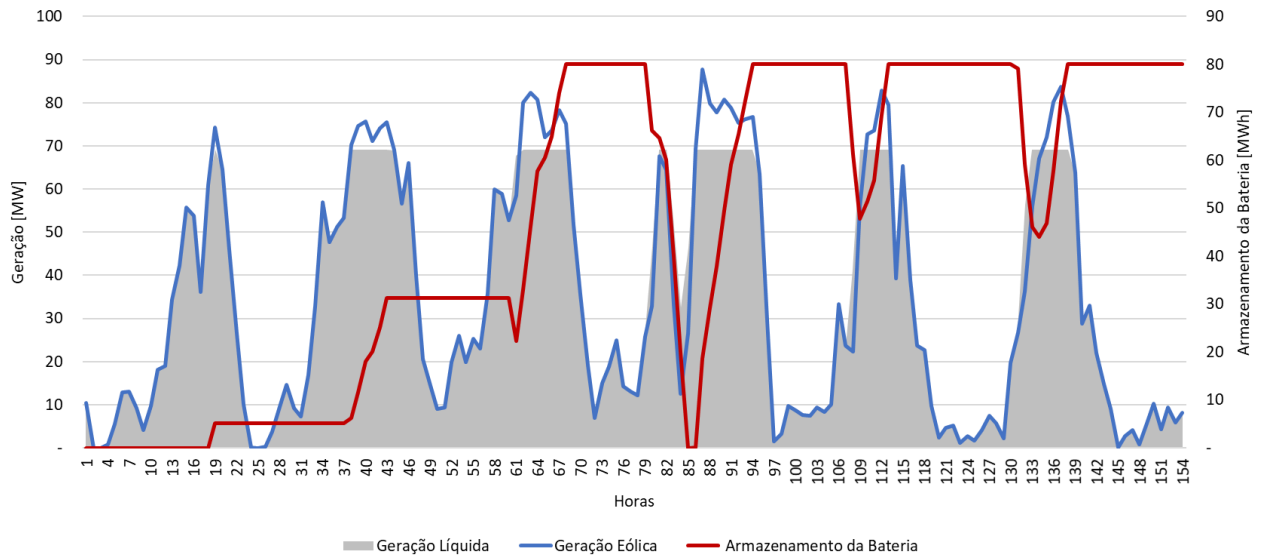
Para aplicar este algoritmo à usina eólica Praia Formosa, considerou-se como período de estudo o ano de 2019, com TUST de R\$6,864 / kW.mês e MUST atual contratado $M_A = 100\text{MW}$. Assim, o Custo Atual de MUST da Usina, sem otimização da demanda e sem a inserção da bateria é de $(100 * 6,864 * 1.000 * 12) = \text{R\$ } 8,2 \text{ MM}$.

Executando-se o modelo para uma bateria de $P = 20\text{MW}$ e $K = 80\text{MWh}$, obtém-se a operação da bateria apresentada na Figura 58. O máximo valor agregado com a contratação do MUST é $ET = \text{R\$ } 2,7 \text{ MM}$. Como o custo atual com a contratação do MUST é de R\$ 8,2 MM, conclui-se que a instalação da bateria proporcionou uma redução de 33,2% no encargo de transmissão.

Realizando-se estudos de sensibilidade em relação à Potência da bateria, P , e à capacidade de armazenamento, K , obtêm-se os resultados apresentados na Figura 59. Cada curva corresponde a uma capacidade de armazenamento K/P , variando de 1 a 5; o eixo das abcissas corresponde à Potência da Bateria; e o eixo das ordenadas corresponde à agregação anual de valor com a redução de custos de uso da rede.

A cada acréscimo de potência, independentemente do número de horas de armazenamento, há sempre uma elevação do ganho incremental (ao saltar de uma linha para outra de maior potência, o ganho incremental sempre aumenta). Por outro lado, a cada acréscimo de hora de armazenamento, independentemente da potência da bateria, sempre há uma redução do ganho incremental.

Logo, de forma semelhante à conclusão sobre arbitragem de preços, entre investir em potência da bateria ou em capacidade de armazenamento, o maior valor agregado está nos MWs, e não nos MWhs.



Logo, de forma semelhante à conclusão sobre arbitragem de preços, entre investir em potência da bateria ou em capacidade de armazenamento, o maior valor agregado está nos MWs, e não nos MWhs.

6.3 Otimização da Garantia Física

A Portaria MME nº 101, de março de 2016, determina que a Garantia Física de usinas eólicas deve ser calculada de acordo com a seguinte equação:

$$GF = \frac{P90_{ac} \cdot (1 - TEIF) \cdot (1 - IP) - \Delta P}{8760}$$

Sendo:

- GF : garantia física de energia, em MW médio;
- $P90_{ac}$: produção anual de energia certificada, em MWh, referente ao valor de energia anual com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior que noventa por cento, constante na Certificação de Medições Anemométricas e de Produção Anual de Energia;
- $TEIF$: taxa equivalente de indisponibilidade forçada, por unidade - pu;
- IP : indisponibilidade programada, por unidade – pu;
- ΔP : estimativa anual do consumo interno e perdas elétricas até o ponto de medição individual da usina, em MWh;
- 8760 : número de horas do ano.

Avaliando a equação, observa-se que a produção anual, em MWh, é a parcela que mais pode ser afetada pelo uso de sistemas de armazenamento e, ainda assim, o impacto deve ser pequeno porque o sistema permite cargas e recargas em períodos distintos, mas não a ponto de promover grandes mudanças na produção anual.

No caso de usinas hidroelétricas ou termoelétricas, há no cálculo da garantia física uma ponderação entre geração de energia e custo marginal de operação, de modo que a garantia física valorize as usinas que entregam mais energia nos períodos em que o seu valor é maior.

Ainda assim, considerando que esta é a regulação atual, elaborou-se o seguinte modelo matemático para maximizar a geração mínima anual da usina ao longo de um horizonte de oito anos de dados históricos. A maximização do valor mínimo é utilizada no modelo como uma aproximação da geração com probabilidade de ocorrência igual ou maior que 90%.

$$\max G_{MIN}$$

Sujeito a:

$$G_{MIN} \geq G_A, \forall \text{ ano } A$$

$$G_A = \sum GT_t, \forall t \in \text{ao ano } A$$

$$GT_t = G_t + D_t - C_t$$

$$k_t = k_{t-1} + C_t - D_t$$

$$k_t \leq K$$

$$C_t, D_t \leq P ; C_t \leq G_t$$

Sendo:

- G_{MIN} : geração anual mínima para os oito anos, em MWh;
- G_A : geração do ano A, em MWh;
- A : conjunto de anos com histórico disponível de geração, A = [2013 ... 2020];
- G_t : geração da usina eólica durante a hora t , em MWh, sem o sistema de armazenamento;
- D_t : descarga da bateria durante a hora t , em MWh;
- C_t : carregamento da bateria durante a hora t , em MWh;
- k_t : energia armazenada na bateria ao fim da hora t . Para o período inicial, $k_0 = 0$;
- K : capacidade de armazenamento da bateria, em MWh;
- P : potência da bateria, em MW.

Executando-se o modelo novamente para uma bateria de $P = 20\text{MW}$ e $K = 80\text{MWh}$, obtém-se a operação da bateria apresentada na Figura 60. Assim, supondo um preço de energia no mercado de R\$150/MWh, o máximo valor agregado com o acréscimo de garantia física é de R\$ 12.000,00 por ano, representando um acréscimo de 0,04% na receita anual da usina.

Finalmente, realizando-se estudos de sensibilidade em relação à Potência da bateria, P, e à capacidade de armazenamento, K, obtém-se os resultados apresentados na Figura 61. Conclui-se que quanto maior a capacidade de armazenamento da usina, mais MWhs podem ser transferidos para o ano de geração mínima, e maior é o ganho de garantia física.

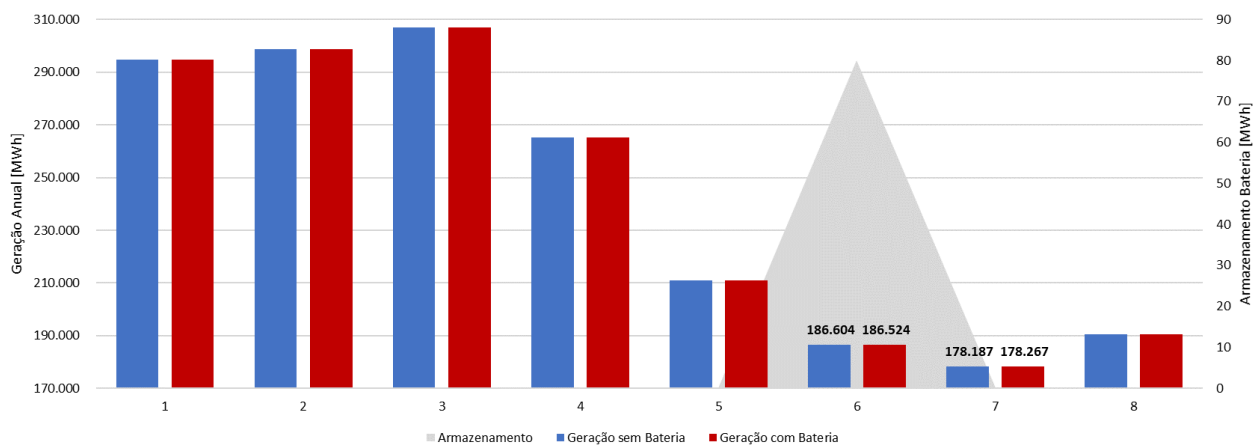


Figura 60 – Operação da bateria para elevar a garantia física para $P = 20\text{MW}$ e $K = 80\text{MWh}$.

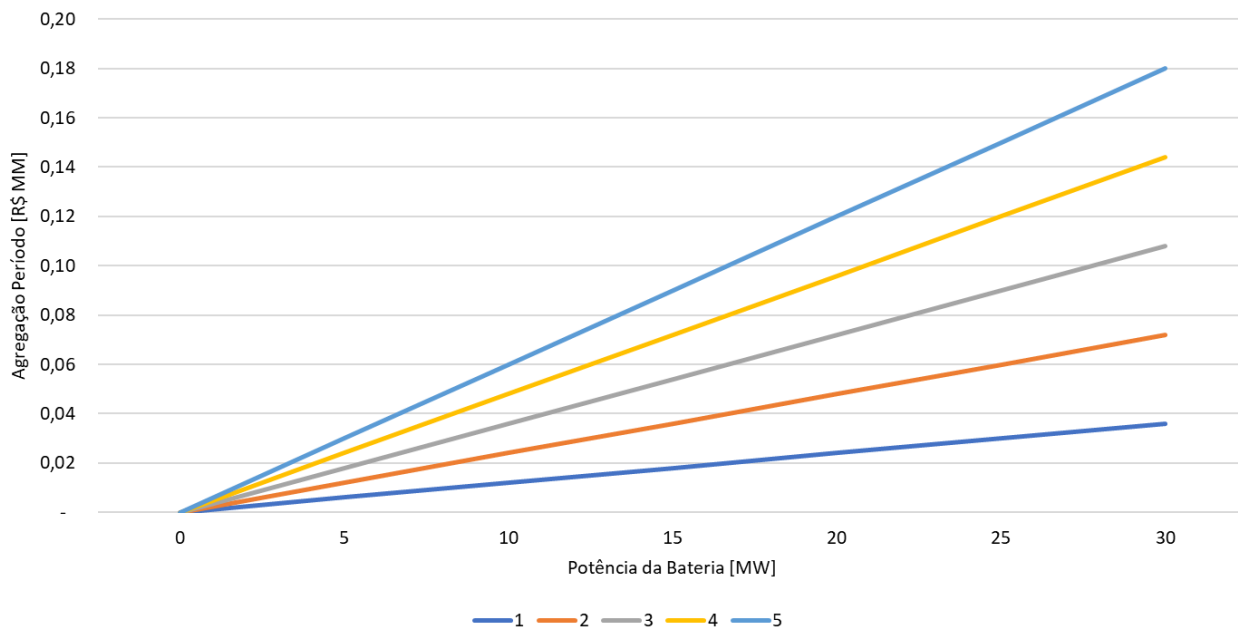


Figura 61 – Sensibilidade da elevação da garantia física em função de P e K/P.

6.4 Usos Múltiplos

Finalmente, um sistema de armazenamento pode ser utilizado simultaneamente para realizar arbitragem com PLD, otimizar a contratação do MUST e elevar a produção mínima anual (ou mesmo o P90). Os benefícios econômicos associados a cada um dos usos devem ser capazes de guiar a decisão, de modo que o aproveitamento do sistema de armazenagem seja otimizado.

Para avaliar esta situação, desenvolveu-se o modelo matemático abaixo, cujo objetivo é maximizar os benefícios conjuntos dos três usos de sistemas de armazenamento que foram apresentados: arbitragem de preços, contratação do MUST e garantia física.

$$\max \{GA + ET + RC\}$$

Sujeito a:

$$GA = \sum_{t=1}^{nhp} (D_t - C_t) \cdot PLD_t$$

$$ET = \sum_{m=1}^{nm} CA_m - PC_m - PU_m$$

$$RC = PC \cdot G_{MIN}$$

Sendo:

- GA: ganho com a arbitragem de preço, em R\$;

- ET : redução de custo com o encargo de transmissão, em R\$;
- RC : receita com contratos, em R\$;
- PC : preço de mercado da energia, em R\$/MWh. Adotou-se o valor de R\$150/MWh nas simulações;
- G_{MIN} : geração mínima no período, em MWh, utilizada como aproximação da garantia física;

Para efeito de simplificação, as restrições e as variáveis não serão todas explicadas novamente. Este modelo foi executado – mais uma vez – para uma bateria de $P = 20\text{MW}$ e $K = 80\text{MWh}$, para um período de oito anos, de 2013 a 2020. Em todos os anos foi utilizado como PLD horário o PLD sombra de 2019.

Os resultados são apresentados na Figura 62. Assim, o uso múltiplo da bateria permite agregar um valor total de R\$ 2,8 MM por ano, representando um acréscimo de 14,3% na receita anual da usina.

No entanto, analisando alguns períodos do horizonte de otimização, observam-se variações de preço sem variações de carga da bateria, em condições semelhantes às observadas na otimização da arbitragem. Da mesma forma como fora realizado anteriormente, eliminando-se a restrição $C_t \leq G_t$ e executando-se o modelo novamente, obtém-se os resultados da operação da bateria apresentados na Figura 63, com utilização da rede para carregar a bateria e ganho total de R\$ 3,2 MM (15,9%).

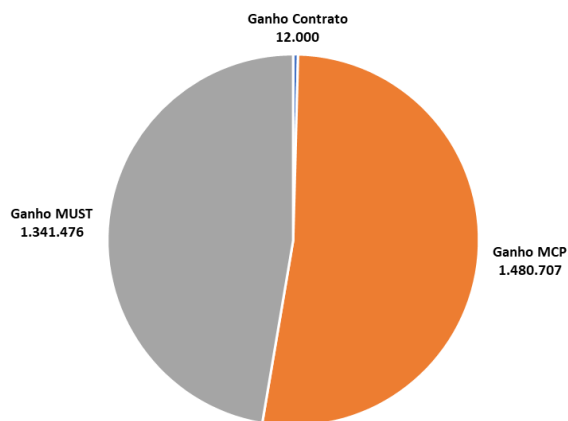


Figura 62 - Operação da bateria com usos múltiplos para $P = 20\text{MW}$ e $K = 80\text{MWh}$.

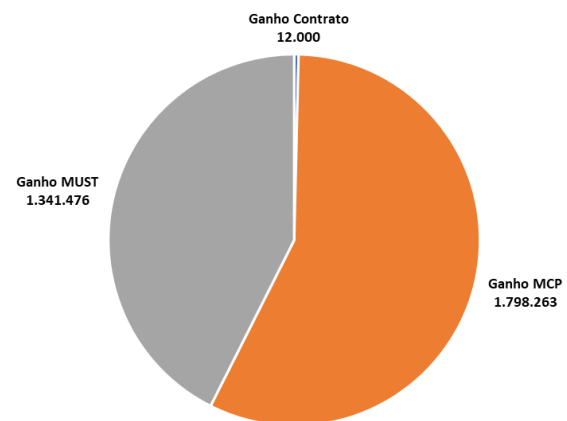


Figura 63 - Operação da bateria com usos múltiplos para $P = 20\text{MW}$ e $K = 80\text{MWh}$ (sem restrição $C_t \leq G_t$).

Finalmente, realizando-se estudos de sensibilidade em relação à Potência da bateria, P , e à capacidade de armazenamento, K , obtém-se os resultados apresentados na Figura 64. Conclui-se que os ganhos da inserção da bateria no sistema são incrementais para as eólicas, tanto em questão de potência quanto de energia.

A viabilidade da inserção da bateria no sistema, assim como o dimensionamento ótimo, com a escolha da tecnologia, da potência e da capacidade de armazenamento da bateria, depende de uma análise de custos de cada opção.

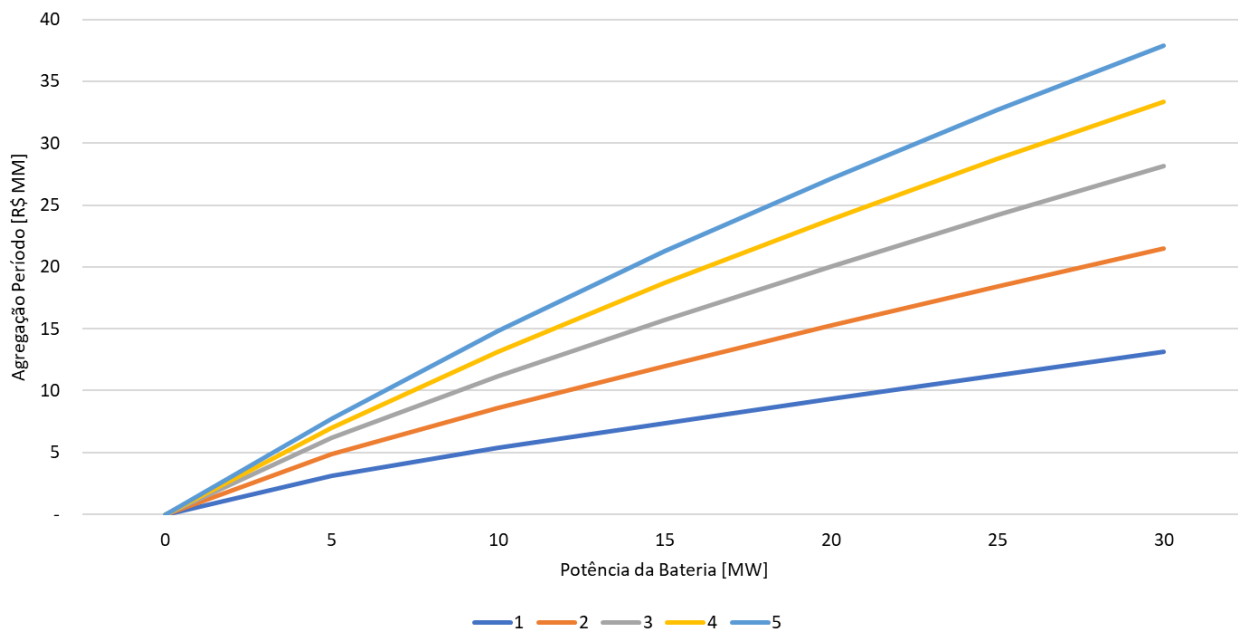


Figura 64 – Sensibilidade da operação com usos múltiplos em função de P e K.

6.5 Custos da Bateria e Viabilidade

As baterias com aplicação em larga escala em Sistemas Elétricos têm aumentado a sua participação nos últimos anos pelo mundo, como já apresentado ao longo desta contribuição. A viabilização dessas tecnologias nesses mercados depende dos mecanismos desenvolvidos para a rentabilização dos atributos trazidos por estas fontes, seja através de serviços ancilares ou através da diferença de preços (arbitragem). Outro fator que tem contribuído para a viabilização destas tecnologias é a redução dos custos, que apresentaram queda acentuada nos últimos anos. A Figura 65 apresenta a projeção da Bloomberg para o preço das baterias de íon-lítio [20].



Figura 65 – Evolução dos preços das Baterias de íon-lítio.

O estudo mostra que o preço dessas baterias se reduziu de aproximadamente 1.200 \$/kWh, em 2010, para menos de 200 \$/kWh, em 2018. Ainda, a expectativa é que este custo atinja valores inferiores a 100 \$/kWh em 2024 e aproximadamente 60 \$/kWh em 2030.

O mesmo estudo da EPE apresenta a segregação dos custos de uma bateria de íon-lítio com capacidade instalada de 60 MW e com diferentes dimensionamentos em relação à capacidade de armazenamento, conforme apresentado na Figura 66. Neste sentido, uma bateria com potência de 60 MW e capacidade de armazenamento de 4 horas (240 MWh) teria um custo de aproximadamente (380 \$/kWh * 240.000 kWh * 5 R\$/\\$) = R\$ 456 MM.

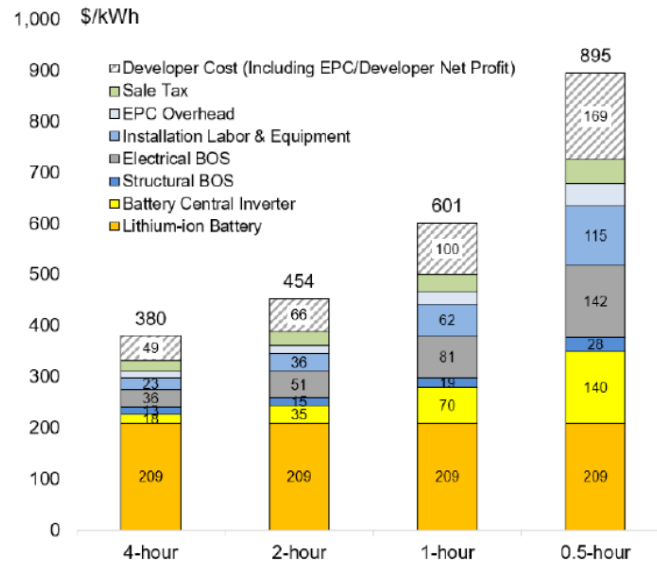


Figura 66 – Custos de um sistema de armazenamento com bateria de íon-lítio de 60 MW.

O custo de uma bateria é definido através de sua capacidade instalada e de sua capacidade de armazenamento, não apresentando necessariamente uma linearidade em relação a esses fatores. Neste exemplo, por sua vez, consideraremos que uma bateria de 20 MW e com capacidade de armazenamento de 4 horas apresenta uma relação linear de custos com a bateria de 60 MW modelada acima, ou seja, a bateria de 20MW/80MWh terá um terço do custo de uma bateria de 60MW/240MWh. Desta forma, o custo da bateria de 20MW/80MWh seria de R\$ 152 MM.

As simulações realizadas anteriormente para a usina eólica de referência apresentaram um potencial benefício anual de R\$ 3,2MM no melhor caso, considerando os ganhos de arbitragem com o PLD horário do Nordeste para 2019, a redução da contratação de MUST, o aumento da Garantia Física, e adotando a hipótese de que a bateria pode consumir da rede em alguns momentos de baixa geração eólica.

Neste sentido, ainda sem contar a aplicação de impostos nos custos e da taxa de desconto para a recuperação do capital investido, esta bateria seria viabilizada em aproximadamente 48 anos. A vida útil dessas baterias, por sua vez, se encontra entre 15 e 20 anos. Assim, este resultado mostra que as baterias ainda não se mostram viáveis.

Se forem incluídos os impostos na simulação, os resultados ficam ainda piores. Por exemplo, se for considerada uma alíquota efetiva total de 30% nos custos das baterias, a viabilidade do projeto se daria em 63 anos.

Para melhorar a viabilização dos sistemas de armazenamento no Sistema Elétrico Brasileiro, duas condições precisam apresentar evolução: (i) os custos das baterias devem cair consideravelmente nos próximos anos e, (ii) devem ser estruturados novos mecanismos de rentabilização dos atributos das baterias.

Em relação à expectativa de queda dos custos, a consultoria Mckinsey apresentou em junho de 2018²⁵ um estudo com o panorama dos preços das baterias, segmentados por tipo de custos, e a expectativa de evolução para os próximos anos. A Figura 67 apresenta uma síntese dos resultados indicando que, no melhor cenário, o custo total de uma bateria de 1 MW de potência e 1MWh de capacidade de armazenamento teria uma redução de 587 \$/kWh para 170 \$/MWh, ou seja, 71%.

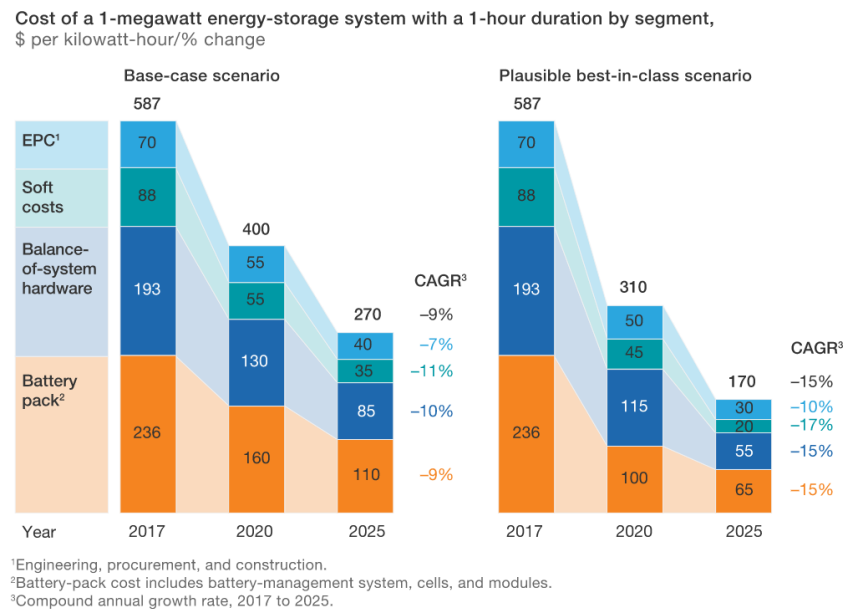


Figura 67 – Expectativa de evolução dos custos com armazenamento

Aplicando a expectativa de redução de preços do estudo da Mackinsey na avaliação de rentabilidade, com impostos, o período de viabilização de uma bateria se reduziria de 63 para 18 anos. Incluindo uma taxa de desconto de 3% ao ano, chega-se a um prazo de viabilização de 27 anos.

As análises apresentadas nesta seção são resumidas na Tabela 3.

Tabela 3 – Resumo das Análises de Viabilidade.

#	Preço	Impostos	Taxa de Desconto	Viabilidade
1	Atual	-	-	48 anos
2	Atual	30%	-	63 anos
3	2025	30%	-	18 anos
4	2025	30%	3% a.a.	27 anos

²⁵ The new rules of competition in energy storage: <https://www.mckinsey.com/industries/electric-power-and-natural-gas/our-insights/the-new-rules-of-competition-in-energy-storage#>

6.6 Principais Conclusões das Análises Quantitativas

As discussões acerca de alterações regulatórias ou de modelos de mercado devem ser norteadas com base em números que demonstram os impactos trazidos ao sistema e a todos os seus stakeholders. Neste sentido, além de trazer nesta contribuição uma vasta literatura de sistemas de armazenamento, de aplicações internacionais e de boas práticas regulatórias, também foram apresentados números que sinalizam, ainda que de forma preliminar, os potenciais benefícios dos sistemas de armazenamento para as usinas eólicas e suas respectivas viabilidades econômicas.

Para tanto, foram desenvolvidos 3 modelos de rentabilização das baterias quando associadas com usinas eólicas: (i) modelo de otimização do despacho da bateria para ganho com arbitragem de preços de curto prazo, (ii) modelo de otimização da contratação do MUST e, (iii) modelo de otimização da Garantia Física (GF) com a inserção de baterias.

Esses modelos foram aplicados em estudos de caso para uma usina eólica existente localizada na região nordeste, com potência instalada superior a 100 MW e com mais de 10 anos de operação, e com o histórico de PLD horário sombra de 2019. Os resultados demonstram que a bateria pode trazer ganhos significativos com a otimização da arbitragem e do MUST, e ganhos marginais com a otimização da Garantia Física. Quando otimizados de forma conjunta, no modelo de Usos Múltiplos, os benefícios somados superaram R\$ 3 MM por ano. Para saber se esses benefícios são suficientes, é necessária a comparação com os custos da bateria, em uma análise de viabilidade.

Na análise de viabilidade foram construídos 4 casos, com o aumento das variáveis utilizadas na avaliação. Inicialmente comparou-se apenas o benefício anual na receita do modelo de Usos Múltiplos com o custo total da bateria, em valores atuais, resultando no prazo de viabilização de 48 anos. Quando foram incluídos os impostos na análise, este prazo passa para 63 anos. Quando é considerada a expectativa de queda de preços das baterias para os próximos 5 anos, o prazo de viabilização é reduzido para 18 anos. Finalmente, na análise mais completa em que foi incluída a taxa de desconto, o prazo de viabilização aumenta para 27 anos.

As baterias possuem vidas úteis que variam entre 15 e 20 anos. Neste caso, a previsão de redução dos custos das baterias para os próximos anos traz a expectativa dos sistemas se tornarem viáveis, o que pode ser acelerado com o desenvolvimento de novas fontes de receita para os sistemas de armazenamento.

7 Armazenamento e Eólicas nos Modelos do Setor Elétrico

Conforme visto na experiência internacional, os sistemas de armazenamento têm se difundido no mundo para prover flexibilidade e para prestar serviços ao sistema a preços mais competitivos que as soluções tradicionais. Sem dúvida, a arbitragem de preços tem sido uma aplicação que fomenta os investimentos em armazenamento, tal como pôde ser visto, por exemplo, no caso da Austrália.

No Brasil, os preços de curto prazo começaram a ter valores horários somente neste ano e as variações diárias têm sido relativamente pequenas. Estudos ainda precisam ser realizados com profundidade para entender se essas variações de baixa magnitude são fruto realmente das características do sistema elétrico brasileiro, com sua predominância hidroelétrica, ou se decorrem dos modelos matemáticos utilizados no cálculo do PLD.

Por exemplo, o modelo NEWAVE foi desenvolvido na década de 1980, quando as usinas não despachadas centralizadamente eram muito poucas e não impactavam a operação do sistema. A solução adotada foi abater a produção dessas usinas da carga sistêmica e essa modelagem se manteve até os dias de hoje, apesar de já haver mais de 16,5GW de usinas eólicas em operação, e mais de 3GW de usinas solares centralizadas, tal como ilustrado na Figura 68.

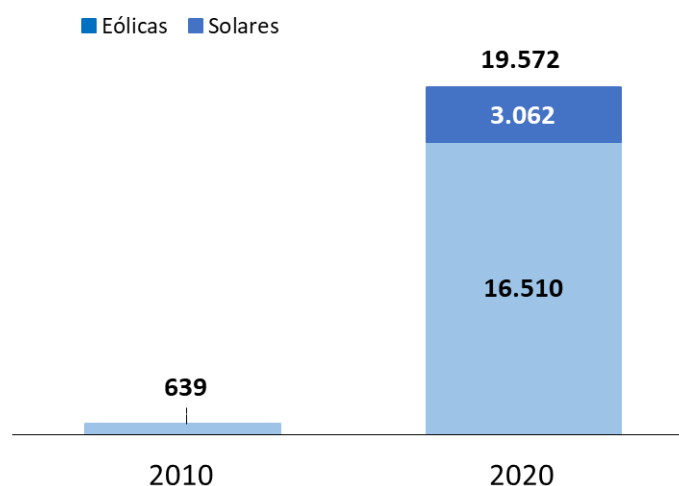


Figura 68 – Expansão das usinas solares e eólicas na última década, em MW. Fonte: ONS.

O resultado desse processo é que a volatilidade intrínseca à produção das usinas solares e eólicas não é considerada na formação do preço. Logo, a volatilidade dos preços é reduzida artificialmente e não há a sinalização da necessidade ou dos benefícios dos sistemas de armazenamento, apesar da operação real estar cada vez mais demandante de flexibilidade e de outros serviços.

Neste contexto, é importante que os modelos matemáticos oficiais evoluam para permitir a representação da natureza estocástica da produção das usinas eólicas e a representação dos sistemas de armazenamento, de modo que avaliações de investimentos possam ser realizadas utilizando previsões de despacho e de preço mais realistas que as de hoje.

Setorialmente, é importante que a ANEEL contemple em seu plano para inserção do armazenamento de energia no Brasil as necessárias mudanças em toda a cadeia de modelos setoriais, objetivando ter preços muito próximos da realidade operativa.

Essa proximidade entre operação e preço deve promover a redução de custos que são alocados aos consumidores via encargos e deve promover também o surgimento de soluções de mercado para problemas sistêmicos, tais como necessidades de reativo, controle de frequência, controle de tensão etc.

Para avaliar os impactos da representação da estocasticidade dos ventos e do sol na formação de preços, o ideal é que os modelos sejam modernizados. Enquanto isso não ocorre, podem ser realizadas simulações equivalentes, em que as séries de vento são modeladas como se fossem as vazões de um rio, e as usinas eólicas representadas por meio de usinas hidroelétricas, tal como ilustrado na Figura 69.



Figura 69 – Equivalência entre usinas hídricas e eólicas.

Ainda que de forma conceitual, nas próximas três seções são apresentados os modelos oficiais com foco em como as usinas eólicas são representadas atualmente e nos passos necessários para que elas possam ser representadas para fazer com que os preços contemplem as incertezas dos ventos nos modelos, bem como os sistemas de armazenamento.

7.1 Modelo NEWAVE

No modelo NEWAVE, os intervalos de decisão são mensais e o horizonte de tempo abrange 5 anos. De forma muito resumida, o objetivo é minimizar o custo de operação do sistema, dado pelo custo das termoeletricas, e as decisões se concretizam ao estabelecer uma solução de equilíbrio entre utilizar as termoeletricas agora, resguardando os reservatórios, ou postergar o uso das termoeletricas, deixando que os reservatórios se esvaziem mais no presente.

Para representar as usinas eólicas de forma estocástica no modelo NEWAVE atual, podemos adaptá-lo em oito passos, descritos a seguir. Essa adaptação, conforme já mencionado, se baseia na semelhança entre os fluxos de ar e de água, e nas máquinas eólicas e hídricas, tal como apresentado na Figura 69 [21].

7.1.1 Passo 1: SISTEMA.DAT

O arquivo SISTEMA.DAT contempla diversas informações, incluindo os submercados, as funções de custo do déficit, os limites de intercâmbio, o mercado de energia de cada submercado e a geração das usinas não simuladas, ou pequenas usinas, que incluem as usinas eólicas.

Para representar uma usina eólica com incertezas em sua produção, o primeiro passo é remover a geração desta usina da geração de pequenas usinas, evitando que a usina tenha sua energia utilizada duas vezes para o atendimento ao consumo.

Para exemplificar as mudanças no arquivo SISTEMA.DAT recorre-se à Figura 70. No caso deste exemplo, foram subtraídos da geração de pequenas usinas eólicas do submercado nordeste (3) cerca de 200MW médios de energia que serão simulados como se fossem uma usina hidroelétrica.

ANTES	3 3 EOL											
	2021		3995.	3781.	4523.	5828.	7597.	8132.	9231.	9416.	8605.	7866.
2022	6541.	4596.	4355.	5110.	6812.	9072.	9477.	10755.	10837.	9915.	9019.	7681.
2023	7270.	5102.	4804.	5663.	7207.	9326.	9761.	10987.	11088.	10065.	9138.	7803.
2024	7404.	5193.	4915.	5688.	7364.	9512.	9899.	11143.	11386.	10322.	9398.	8015.
2025	8183.	5750.	5447.	6346.	8157.	10535.	10965.	12355.	12412.	11272.	10262.	8741.

↓

DEPOIS	3 3 EOL											
	2021		3872.	3665.	4387.	5652.	7368.	7893.	8962.	9144.	8357.	7641.
2022	6374.	4479.	4244.	4980.	6638.	8841.	9235.	10481.	10561.	9662.	8789.	7485.
2023	7092.	4977.	4687.	5525.	7031.	9098.	9522.	10719.	10817.	9819.	8915.	7612.
2024	7227.	5069.	4797.	5552.	7188.	9284.	9662.	10876.	11113.	10075.	9173.	7823.
2025	8005.	5625.	5329.	6208.	7980.	10306.	10727.	12086.	12142.	11027.	10039.	8551.

Figura 70 – Atualização do arquivo SISTEMA.DAT.

7.1.2 Passo 2: REE.DAT

No arquivo REE são informados os reservatórios equivalentes e os submercados a que pertencem. Neste exemplo, deve-se criar um reservatório equivalente novo no submercado nordeste, que será chamado de EOLICA, tal como apresentado na Figura 71.

7.1.4 Passo 4: MODIF.DAT

O arquivo MODIF é utilizado para atualizar dados cadastrais das usinas, tais como a cota média do canal de fuga, os volumes de espera, os volumes mínimos dos reservatórios e a vazão mínima defluente. Para a usina que acabamos de criar, vamos inserir no MODIF a vazão mínima histórica dela, igual à produção de energia.

ANTES		DEPOIS	
P.CHAVE	XXXXXXXXX	MODIFICACOES E INDICES	XXXXXXXXX
XXXXXXXXX	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX	XXXXXXXXX	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
USINA	1	USINA	1
VAZMIN	34	VAZMIN	34
VMAXT	2 2021 95.540 '%'	USINA	143
VMAXT	3 2021 100.000 '%'	VAZMIN	7
VMAXT	11 2021 92.560 '%'	VMAXT	2 2021 95.540 '%'
VMAXT	12 2021 61.310 '%'	VMAXT	3 2021 100.000 '%'
VMAXT	1 2022 70.240 '%'	VMAXT	11 2021 92.560 '%'
VMAXT	2 2022 85.120 '%'	VMAXT	12 2021 61.310 '%'
VMAXT	3 2022 100.000 '%'	VMAXT	1 2022 70.240 '%'

Figura 73 – Atualização do arquivo MODIF.DAT.

7.1.5 Passo 5: POSTOS.DAT

O arquivo POSTOS.DAT contém o número do posto pluviométrico utilizado para medir a vazão natural afluenta a cada usina, o nome da hidroelétrica e o histórico de vazões disponíveis. Porém, o arquivo é binário, ou seja, se ele for aberto em um editor de texto, serão mostrados símbolos e caracteres que parecem não fazer sentido.

Para editar o arquivo é necessário ir ao site da CCEE e baixar o programa Vazedit²⁶. Executando o programa, pode-se editar o arquivo de postos, atribuindo o código à usina EOLICA, tal como apresentado na Figura 74.

Só fica uma dica sobre o processo: primeiro importa-se o arquivo binário e grava-se o arquivo em formato texto. Faz-se a inserção do novo posto da EOLICA no arquivo texto, executa-se o Vazedit novamente e agora importa-se o arquivo texto e exporta-se o arquivo binário que será efetivamente utilizado pelo NEWAVE.

130	I. POMBOS	1931	2019
131	NILO PECANHA	1931	2019
132	LAJES	1931	2019
134	SALTO GRANDE	1931	2019
135	BARRA BRAUNA	1931	2019
141	BAGUARI	1931	2019
143	EOLICA	1931	2019
144	MASCARENHAS	1931	2019
145	RONDON II	1931	2019
148	AIMORES	1931	2019

Figura 74 – Atualização do arquivo POSTOS.DAT.

7.1.6 Passo 6: VAZOES.DAT

Os valores dados das vazões naturais afluentes aos reservatórios também estão em um arquivo binário e demanda a utilização do programa Vazedit. O preenchimento deste arquivo, no entanto, é mais complexo pois não há informação de geração ou de histórico de vento para o site da usina EOLICA para todo o período de 1931 a 2019.

²⁶ https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_433833

Neste caso, divide-se o problema em três partes:

- Para os anos recentes em que há dados de geração de energia elétrica, utiliza-se a geração da usina;
- Para os anos anteriores à produção do parque, mas que há dados de estações anemométricas no site ou em seu entorno, utilizam-se as informações de vento e as curvas de produção das turbinas;
- Para os períodos anteriores, foi construído um modelo que correlaciona dados de vento da EOLICA com dados de vazão natural afluente de vários postos, e os dados de vento foram obtidos a partir das séries históricas de vazão.

7.1.7 Passo 7: VAZPAST.DAT

O arquivo VAZPAST.DAT contém as vazões dos últimos doze meses para todas as usinas hidroelétricas. No caso da usina EOLICA, os valores se referem à produção da usina, ficando compatível com a função de produção que será definida na próxima seção.

	POST	USINA	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
	XXXX	XXXXXXXXXXXXXXXX	XXXXXXXX.XX	XXXXXXXX.XX	XXXXXXXX.XX	XXXXXXXX.XX	XXXXXXXX.XX	XXXXXXXX.XX	XXXXXXXX.XX	XXXXXXXX.XX	XXXXXXXX.XX	XXXXXXXX.XX	XXXXXXXX.XX	XXXXXXXX.XX
	MESEPLAN =	2	ANOPLAN = 2021											
DEPOIS	130		1084.00	1239.00	1080.00	546.00	359.00	300.00	260.00	257.00	221.00	214.00	493.00	1064.00
	131		144.00	144.00	144.00	124.00	94.00	79.00	68.00	76.00	64.00	61.00	131.00	144.00
	132		19.00	38.00	36.00	16.00	13.00	10.00	7.00	8.00	8.00	8.00	13.00	31.00
	134		124.00	190.00	373.00	143.00	99.00	65.00	56.00	47.00	35.00	81.00	127.00	206.00
	135		208.00	188.00	159.00	117.00	89.00	76.00	67.00	59.00	60.00	70.00	109.00	173.00
	141		489.00	730.00	1125.00	525.00	374.00	283.00	236.00	205.00	158.00	249.00	428.00	582.00
	143		7227.00	4479.00	4244.00	5525.00	7188.00	9098.00	9522.00	10481.00	12142.00	11027.00	8789.00	7485.00
	144		743.00	1087.00	1621.00	830.00	609.00	467.00	381.00	334.00	243.00	347.00	674.00	840.00
	145		102.00	176.00	146.00	117.00	94.00	81.00	62.00	53.00	47.00	61.00	66.00	91.00
	148		657.00	966.00	1457.00	729.00	530.00	406.00	333.00	291.00	215.00	313.00	592.00	753.00

Figura 75 – Atualização do arquivo VAZPAST.DAT.

7.1.8 Passo 8: HIDR.DAT

Finalmente, é preciso cadastrar a modelagem matemática da usina eólica na base de dados cadastral de usinas hidroelétricas, incluindo as informações de potência, rendimento, perda de carga, polinômios cota vazão, cota área, cota volume etc. Detalhes da modelagem de usinas hidroelétricas podem ser obtidos em [22]²⁷.

De forma resumida, a usina EOLICA será uma usina hidroelétrica com:

- Curva cota x vazão, h_{jus} : sempre retornando zero;
- Curva cota x volume, h_{mon} : sempre retornando um;
- Perda de carga, pc : zero;
- Produtibilidade específica, K : 1.;

Assim, a geração de energia e será sempre igual à vazão natural afluente q que, por construção, é igual à energia produzida pela eólica:

$$g = K \cdot (h_{mon} - h_{jus} - pc) \cdot q$$

Substituindo-se os valores, obtém-se: $g = q$.

²⁷ <https://bit.ly/2J96k8K>

Para incorporar o sistema de armazenagem, como o NEWAVE trabalha com intervalos mensais, o máximo que se pode suportar é o carregamento de um mês para outro da capacidade de armazenagem do sistema, K, em MWh. Logo, deve-se fazer a diferença entre os volumes máximo e mínimo corresponder a K, e o volume *máximo maximorum* ser igual ao volume máximo.

O cadastro da usina EOLICA, tal como descrito, é apresentado na Figura 76.

Arquivo Editar Ajuda

ONS 1 - CAMARGOS Data: _____

Operador Nacional do Sistema Elétrico **1143 EOLICA** Obs.: _____ Version 4.0 a

Cadastro

Sistema: 3 - Nordeste
 Empresa: 53 - Externas NE
 Posto: 143
 Posto BDH: _____
 Jusante: 0 - NÃO HÁ
 Desvio: 0 - NÃO HÁ

Reservatório

Regulação: M - Mensal
 Volume de Referência: 1000
 Volume Máximo: 1000 Cota Máxima: 1
 Volume Mínimo: 920 Cota Mínima: 0
 Volume Vertedouro: 1000
 Volume Desvio: 1000

Polinômios	A0	A1	A2	A3	A4
Cota x Volume	1				
Área x Cota	0				

Evaporação Mensal (mm/mês)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Usina

Produt. Específica: 1 Fator de Carga Máximo: 1 Vazão Min. Histórico: 7
 Canal de Fuga Médio: 0 Tipo de Turbina: 0 - NÃO HÁ Fator de Carga Mínimo: 1 Núm. de Unid. de Base: 1
 TEIF: 0 Conjuntos de Máq.: 1 Perdas Tipo: 2 - m Influência do Vertimento no Canal de Fuga: 0 - No
 IP: 0 Num. Polinômios de Jusante: 1 Valor 0 Representação do Conjunto: 0 - Aprox.

CONJUNTOS DE MÁQUINAS

#	#Maq	PotEf (MW)	QEf (m3/s)	HEf (m)	#	RL	A0	A1	A2	A3	A4
1	1	10000	10000	1	1	QHT	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	1	QHG	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	1	PH	0	0	0	0	0

Polinômios de Jusante

#	A0	A1	A2	A3	A4	Refer (m)
1	0	0	0	0	0	
2	0	0	0	0	0	

Save Cancel

Figura 76 – Cadastramento da usina EOLICA no HIDR.DAT.

7.2 Modelo DECOMP

No modelo DECOMP, os intervalos de decisão são semanais e o horizonte de tempo abrange 4 meses. Assim como no NEWAVE, o objetivo do modelo é minimizar o custo de operação do sistema, dado pelo custo das termoelétricas, e as decisões se concretizam ao estabelecer uma solução de equilíbrio entre utilizar as termoelétricas agora, resguardando os reservatórios, ou postergar o uso das termoelétricas, deixando que os reservatórios se esvaziem mais no presente.

A representação das vazões no DECOMP é feita de forma determinística e semanal no primeiro mês do estudo e de forma estocástica e mensal nos demais meses, conforme representado na Figura 77.

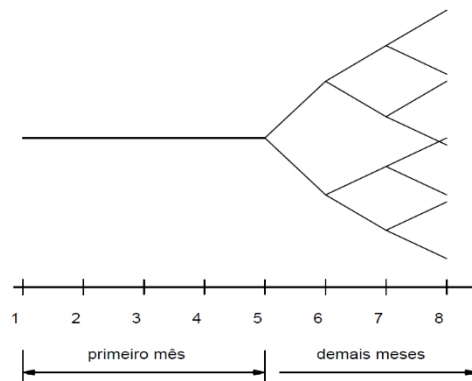


Figura 77 – DECOMP: Representação dos Cenários de Afluência.

Mas e as demais usinas: PCHs, eólicas, solares, biomassa etc.?

Assim como no NEWAVE, as usinas renováveis que não possuem seu despacho determinado de forma centralizada pelo ONS, através de modelos, são representadas de forma determinística no DECOMP, no bloco de Pequenas Usinas. Na prática o modelo acaba subtraindo da carga do sistema a expectativa de geração destas usinas, como se fosse certa. Esta característica do modelo acaba por subdimensionar a variabilidade dos preços, que não considera a intermitência intrínseca destas fontes.

Mas precisamos desenvolver um novo DECOMP para avaliar a magnitude desses impactos?

Podemos utilizar o próprio modelo DECOMP atual e adaptá-lo em 8 passos, descritos a seguir. O conceito utilizado no DECOMP é o mesmo utilizado para o NEWAVE, onde as usinas eólicas são modeladas como usinas hidroelétricas à fio d'água.

O DECOMP apresenta um conjunto menor de arquivos de entrada quando comparado com o NEWAVE, porém possui o arquivo DADGER.RVn (onde n representa a revisão semanal), com mais de 30 blocos de cadastros. Além disto, possui outros arquivos de entrada de cadastro de usinas hidráulicas (o mesmo HIDR.DAT do NEWAVE), de média de vazões históricas (MLT.DAT) e de vazões prospectivas (VAZOES.RVn), dentre outros. Algumas das descrições apresentadas nos passos abaixo foram retiradas do Manual de Usuário do DECOMP²⁸.

²⁸ Guia prático de utilização Modelo DECOMP – versão 28

7.2.1 Passo 1: HIDR.DAT, VAZOES.DAT e POSTOS.DAT

É preciso cadastrar (i) a modelagem matemática da usina eólica na base de dados cadastral de usinas hidroelétricas, incluindo as informações de potência, rendimento, perda de carga, polinômios cota vazão, cota área, cota volume etc., (ii) as informações de vazões históricas e (iii) os postos pluviométricos vinculados às usinas. O arquivo utilizado e as informações cadastradas são os mesmos apresentados para o NEWAVE e não serão repetidos nesta seção.

7.2.2 Passo 2: DADGER.RVn – Bloco 3

O arquivo DADGER.RVn é o arquivo que contém os dados gerais do caso estudo. Linhas com o caractere & na primeira coluna não são utilizadas pelo modelo (linhas de comentários).

A maioria das informações para um caso estudo do DECOMP é fornecida neste arquivo, onde os dados estão agrupados em blocos que são identificados por duas letras no início da linha (colunas 1 e 2). Cada bloco define, por exemplo, a configuração dos subsistemas, lista das usinas, carga dos subsistemas, restrições operativas etc.

No Bloco 3 são cadastradas as configurações hidráulicas no modelo. Neste caso, como as usinas eólicas serão simuladas como usinas hidroelétricas, estas devem ser incluídas neste bloco, com as informações de armazenamento = 100% e sem evaporação. A Figura 78 apresenta um exemplo, incluindo-se uma eólica, com número de cadastro = 143 (mesmo código utilizado no NEWAVE na seção anterior), no Reservatório Equivalente (REE) 13, com 100% de armazenamento inicial e sem evaporação (flag evaporação = 0).

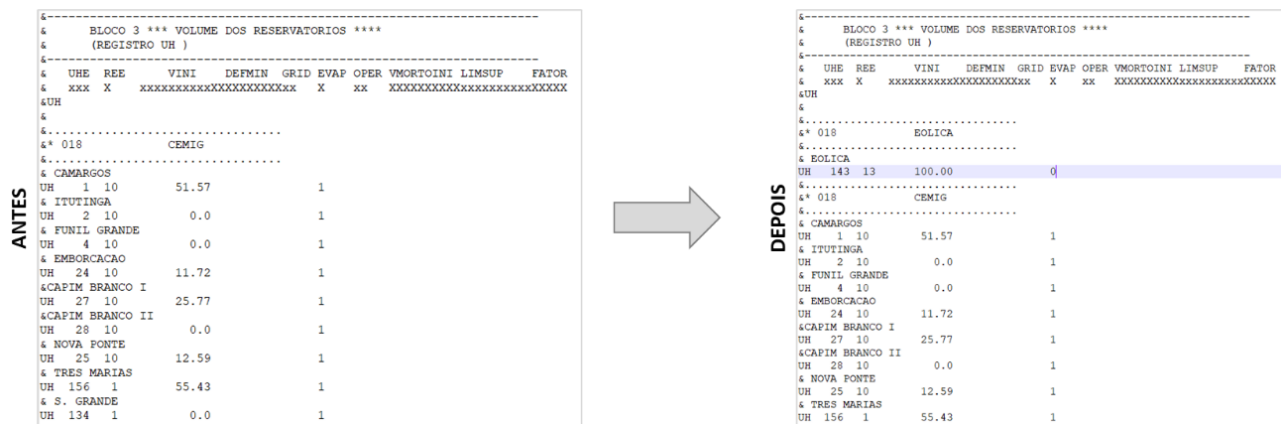


Figura 78 – Atualização do Bloco 3 do arquivo DADGER.RVn.

7.2.3 Passo 3: DADGER.RVn – Bloco 9

No Bloco 9 do arquivo DADGER.RVn são cadastradas as informações de Geração de Pequenas Usinas, fora do Despacho Centralizado. Para representar as usinas eólicas de forma estocástica no DECOMP, deve-se primeiro excluir a geração prevista para estas usinas na Geração de Pequenas Usinas. No exemplo apresentado na Figura 79, foram excluídos 1.000 MW de geração eólica do Nordeste, nos 3 patamares de carga e nos estados semanais (semanas 1 a 5) e mensais (a partir da semana 6).

ANTES		DEPOIS						
<pre> &----- & BLOCO 9 GERACAO EM PEQUENAS USINAS FORA DO DESPACHO CENTRALIZADO & (REGISTRO FQ) &----- & NOME... S EST VALOR & xxxxxxxxxxxx xx xxxxxxxxxxxxxxxxxx &----- &FQ FQ SUDESTE 1 1 3938 3563 3584 FQ SUDESTE 1 6 4427 4082 4110 FQ SUL 2 1 1794 1910 1823 FQ SUL 2 6 1854 1934 1879 FQ NORDESTE 3 1 5048 4905 4899 FQ NORDESTE 3 6 4620 4593 4711 FQ NORTE 4 1 426 451 428 FQ NORTE 4 6 461 477 444 </pre>					<pre> &----- & BLOCO 9 GERACAO EM PEQUENAS USINAS FORA DO DESPACHO CENTRALIZADO & (REGISTRO FQ) &----- & NOME... S EST VALOR & xxxxxxxxxxxx xx xxxxxxxxxxxxxxxxxx &----- &FQ FQ SUDESTE 1 1 3938 3563 3584 FQ SUDESTE 1 6 4427 4082 4110 FQ SUL 2 1 1794 1910 1823 FQ SUL 2 6 1854 1934 1879 FQ NORDESTE 3 1 4048 3905 4899 FQ NORDESTE 3 6 3620 3593 3711 FQ NORTE 4 1 426 451 428 FQ NORTE 4 6 461 477 444 </pre>			

Figura 79 – Atualização do Bloco 9 do arquivo DADGER.RVn.

7.2.4 Passo 4: DADGER.RVn – Bloco 18

No Bloco 18 são inseridas as informações de Manutenção Programada das usinas hidroelétricas, através do cadastro do Fator de Disponibilidade (%) para cada estágio (semana ou mês) do estudo. No exemplo apresentado na Figura 80 foram cadastrados fatores de disponibilidade de 100% para todos os estágios, ou seja, não foi representada nenhuma manutenção programada para as usinas eólicas.

ANTES		DEPOIS						
<pre> &----- & BLOCO 18 *** MANUTENCOES PROGRAMADAS HIDRAULICAS *** & (REGISTROS MP) &----- & xxx xxx &----- &MP &..... & EMAE &..... &HENRY BORDEN MP 119 1.0001.0001.0000.9551.0001.000 &..... & CESP &..... &P. PRIMAVERA MP 46 1.0001.0000.9590.9591.0001.000 &PARAIBUNA MP 121 1.0001.0001.0001.0001.0001.000 &..... </pre>					<pre> &----- & BLOCO 18 *** MANUTENCOES PROGRAMADAS HIDRAULICAS *** & (REGISTROS MP) &----- & xxx xxx &----- &MP &..... & EOLICA &..... &EOLICA MP 143 1.0001.0001.0001.0001.0001.000 &..... &..... &HENRY BORDEN MP 119 1.0001.0001.0000.9551.0001.000 &..... & CESP &..... &P. PRIMAVERA MP 46 1.0001.0000.9590.9591.0001.000 &PARAIBUNA MP 121 1.0001.0001.0001.0001.0001.000 &..... </pre>			

Figura 80 – Atualização do Bloco 18 do arquivo DADGER.RVn.

7.2.5 Passo 5: DADGER.RVn – Bloco Fator de Disponibilidade de Usinas Hidráulicas

No Bloco Fator de Disponibilidade de Usinas Hidráulicas são inseridas as informações do Fator de Disponibilidade (%) para cada estágio (semana ou mês) do estudo. No exemplo apresentado na Figura 81 foram cadastrados fatores de disponibilidade de 100% para todos os estágios, ou seja, não foi considerada nenhuma indisponibilidade forçada (falha) no período.


ANTES		DEPOIS						
<pre> &----- & FATOR DE DISPONIBILIDADE DE USINAS HIDRAULICAS (REGISTRO FD) &----- & EST1 EST2 EST3 ... & USI FDISP & xxx xxx &----- &FD FD 1 1.0001.0001.0001.0001.0000.960 FD 2 1.0001.0001.0001.0001.0000.926 FD 4 1.0001.0001.0001.0001.0000.942 FD 6 1.0001.0001.0001.0001.0000.899 FD 7 1.0001.0001.0001.0001.0000.882 FD 8 1.0001.0001.0001.0001.0000.945 FD 9 1.0001.0001.0001.0001.0000.899 FD 10 1.0001.0001.0001.0001.0000.971 FD 11 1.0001.0001.0001.0001.0000.862 FD 12 1.0001.0001.0001.0001.0000.838 FD 14 1.0001.0001.0001.0001.0000.948 </pre>					<pre> &----- & FATOR DE DISPONIBILIDADE DE USINAS HIDRAULICAS (REGISTRO FD) &----- & EST1 EST2 EST3 ... & USI FDISP & xxx xxx &----- &FD FD 1 1.0001.0001.0001.0001.0000.960 FD 2 1.0001.0001.0001.0001.0000.926 FD 4 1.0001.0001.0001.0001.0000.942 FD 6 1.0001.0001.0001.0001.0000.899 FD 7 1.0001.0001.0001.0001.0000.882 FD 8 1.0001.0001.0001.0001.0000.945 FD 9 1.0001.0001.0001.0001.0000.899 FD 10 1.0001.0001.0001.0001.0000.971 FD 11 1.0001.0001.0001.0001.0000.862 FD 12 1.0001.0001.0001.0001.0000.838 FD 14 1.0001.0001.0001.0001.0000.948 FD 143 1.0001.0001.0001.0001.0001.000 </pre>			

Figura 81 – Atualização do Bloco Fator de Disponibilidade do arquivo DADGER.RVn.

7.2.6 Passo 6: DADGER.RVn – Bloco 33

No Bloco 33 são inseridos os percentuais de vazão mínima obrigatória nos aproveitamentos hidrelétricos em cada estágio do estudo. No exemplo apresentado na Figura 82 foi cadastrado o REE 13 com as informações de Vazão Mínima para cada estágio.

ANTES		BLOCO 33 *** VAZAO DEFLUENTE MINIMA HISTORICA *** (REGISTRO RQ)											
		EST1 EST2 EST3 ...											
		REE QMIN											
		xx XXX											
		RQ											
		CONSIDERA 100% DA VAZMIN DO HISTORICO NAS SEMANAS DO ESTUDO											
RQ 1	100	100	100	100	100	100	0.						
RQ 6	100	100	100	100	100	100	0.						
RQ 7	100	100	100	100	100	100	0.						
RQ 5	100	100	100	100	100	100	0.						
RQ 10	100	100	100	100	100	100	0.						
RQ 2	100	100	100	100	100	100	0.						
RQ 3	100	100	100	100	100	100	0.						
RQ 4	100	100	100	100	100	100	0.						
RQ 8	100	100	100	100	100	100	0.						
RQ 9	100	100	100	100	100	100	0.						
RQ 11	100	100	100	100	100	100	0.						
RQ 12	100	100	100	100	100	100	0.						



DEPOIS		BLOCO 33 *** VAZAO DEFLUENTE MINIMA HISTORICA *** (REGISTRO RQ)											
		EST1 EST2 EST3 ...											
		REE QMIN											
		xx XXX											
		RQ											
		CONSIDERA 100% DA VAZMIN DO HISTORICO NAS SEMANAS DO ESTUDO											
RQ 1	100	100	100	100	100	100	0.						
RQ 6	100	100	100	100	100	100	0.						
RQ 7	100	100	100	100	100	100	0.						
RQ 5	100	100	100	100	100	100	0.						
RQ 10	100	100	100	100	100	100	0.						
RQ 2	100	100	100	100	100	100	0.						
RQ 3	100	100	100	100	100	100	0.						
RQ 4	100	100	100	100	100	100	0.						
RQ 8	100	100	100	100	100	100	0.						
RQ 9	100	100	100	100	100	100	0.						
RQ 11	100	100	100	100	100	100	0.						
RQ 12	100	100	100	100	100	100	0.						
RQ 13	100	100	100	100	100	100	0.						

Figura 82 – Atualização do Bloco 33 do arquivo DADGER.RVn.

7.2.7 Passo 7: MLT.DAT

O arquivo MLT.DAT contém os dados de vazões médias históricas (MLT) para todas as usinas hidroelétricas. Estes dados estão presentes em um arquivo binário que demanda a utilização do vazedit.exe. No caso da usina EOLICA, devem ser inseridos os dados de geração média mensal destas usinas.


1	244	221	197	134	101	86	72	62	65	76	109	177
2	244	221	197	134	101	86	72	62	65	76	109	177
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	1716	1586	1427	976	714	599	489	402	419	493	707	1209
7	1916	1787	1611	1103	805	670	547	449	465	547	781	1334
8	1958	1836	1656	1138	827	687	561	460	474	558	795	1357
9	1974	1857	1675	1154	837	695	567	465	478	563	800	1363
10	2023	1917	1729	1198	864	717	584	478	489	575	816	1388
143	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Figura 83 – Atualização do arquivo MLT.DAT.

7.2.8 Passo 8: PREVS

No arquivo Prevs são fornecidas as previsões semanais de vazões das usinas hidroelétricas para todos os postos contidos no arquivo DADGER. Este arquivo é utilizado pelo programa GEVAZP em conjunto com os arquivos DADGER.RVX, HIDR.DAT, VAZOES.DAT, POSTOS.DAT e MODIF.DAT. O programa gera o arquivo VAZOES.RVX, com as vazões determinísticas para o primeiro mês e estocásticas, para os demais meses, que são utilizadas no modelo DECOMP para a programação da operação. A Figura 84 apresenta como é feita esta atualização.

ANTES		1 84 157 141 106 135 119											
2	2	84	157	141	106	135	119						
3	6	540	1200	1119	810	883	924						
4	7	587	1229	1251	901	995	1041						
5	8	601	1221	1283	922	1023	1071						
6	9	607	1207	1297	931	1035	1083						
7	10	627	1185	1337	956	1068	1118						
8	11	670	1180	1418	1012	1140	1193						
9	12	756	1228	1539	1101	1307	1368						
10	14	29	37	36	31	44	41						
11	15	47	61	59	51	73	67						
12	16	48	62	59	52	74	68						
13	17	1087	1564	2008	1471	1706	1930						
14	18	1266	1531	2177	1599	1721	2129						
15	22	55	100	185	173	142	141						
16	23	118	207	410	342	304	304						



DEPOIS		1 1 84 157 141 106 135 119											
2	2	84	157	141	106	135	119						
3	6	540	1200	1119	810	883	924						
4	7	587	1229	1251	901	995	1041						
5	8	601	1221	1283	922	1023	1071						
6	9	607	1207	1297	931	1035	1083						
7	10	627	1185	1337	956	1068	1118						
8	11	670	1180	1418	1012	1140	1193						
9	12	756	1228	1539	1101	1307	1368						
10	14	29	37	36	31	44	41						
11	15	47	61	59	51	73	67						
12	16	48	62	59	52	74	68						
13	17	1087	1564	2008	1471	1706	1930						
14	18	1266	1531	2177	1599	1721	2129						
15	22	55	100	185	173	142	141						
16	23	118	207	410	342	304	304						
17	143	100	100	100	100	100	100						

Figura 84 – Atualização do arquivo prevs.prv.

7.3 Modelo DESSEM

No modelo DESSEM, os intervalos de decisão são semi-horários e o horizonte de tempo abrange 2 semanas, ou 14 dias. O objetivo do modelo é minimizar o custo de operação do sistema, dado pelo custo das termoelétricas, e as decisões se concretizam ao estabelecer uma solução de equilíbrio entre utilizar as termoelétricas agora, resguardando os reservatórios, ou postergar o uso das termoelétricas, deixando que os reservatórios se esvaziem mais no presente. A Figura 85 apresenta a discretização temporal do modelo.

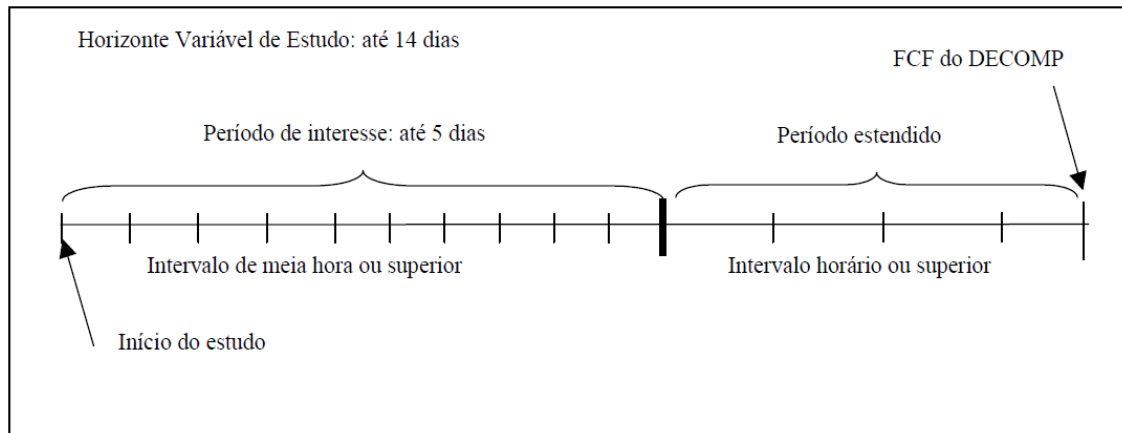


Figura 85 – DESSEM: Discretização Temporal do Modelo.

Todas as usinas são modeladas individualmente no DESSEM, inclusive as usinas eólicas e solares. A geração de cada usina é definida de forma horária ou semi-horária como entrada do modelo.

O modelo também foi projetado para incluir baterias nas simulações. Os campos abaixo são utilizados para modelar uma bateria no DESSEM:

- Número da unidade de armazenamento – Bateria.
- Nome da unidade de armazenamento – Bateria.
- Capacidade de armazenamento (MWh).
- Taxa de carregamento (MW): A bateria consome energia do sistema para armazenamento.
- Taxa de descarregamento (MW): A bateria fornece energia para o sistema.
- Taxa de eficiência para o descarregamento (%).
- Barra da rede elétrica de conexão: Localização, na rede elétrica, para a injeção de potência (descarregamento) ou consumo de energia (carregamento).
- Submercado de conexão: Localização, no sistema, para a injeção de potência (descarregamento) ou consumo de energia (carregamento).

Registro "ARMAZENAMENTO-CAD"

Campo	Colunas	Formato	Descrição
1	1 a 17	A17	Mnemônico de identificação do registro: ARMAZENAMENTO-CAD
2	19 a 22	I4	Número da unidade de armazenamento - Bateria
3	24 a 35	A12	Nome da unidade de armazenamento - Bateria
4	37 a 46	F10.0	Capacidade de armazenamento (MWh)
5	48 a 57	F10.0	Taxa de carregamento (MW): A bateria consome energia do sistema para armazenamento.
6	59 a 68	F10.0	Taxa de descarregamento (MW): A bateria fornece energia para o sistema.
7	70 a 79	F10.0	Taxa de eficiência para o descarregamento (%)
8	81 a 85	I5	Barra da rede elétrica de conexão: Localização, na rede elétrica, para a injeção de potência (descarregamento) ou consumo de energia (carregamento). Este campo é obrigatório apenas para estudos com a representação da

Figura 86 – Especificação de uma bateria no manual do modelo DESSEM.

8 Perguntas Realizadas pela ANEEL na Tomada de Subsídio

1. Qual definição deveria ser empregada para caracterizar os recursos de armazenamento de energia elétrica?

Conforme apresentado na Seção 5.2, página 54, a viabilização de investimentos em ativos físicos conectados ao Sistema Elétrico requer a interação com um amplo conjunto de Partes Interessadas (*stakeholders*), com necessidades específicas.

Particularmente, pelo fato dos sistemas de armazenamento se diferenciarem dos ativos convencionais do Setor Elétrico, ora atuando aparentemente como um consumidor, ora atuando aparentemente como um gerador, algumas exigências desconexas podem passar a ser realizadas pelas diferentes Partes Interessadas.

Exigências de tributos em duplicidade ou dificuldades na obtenção de financiamento são reclamações recorrentes em mercados em que o armazenamento se apresenta mais disseminado.

Assim, a definição sobre armazenamento deve ser realizada em Lei, tal como, por exemplo, indicado nas diretivas da União Europeia:

Art. 2(59) of Directive (EU) 2019/944 [5]:

‘energy storage’ means, in the electricity system, deferring the final use of electricity to a moment later than when it was generated, or the conversion of electrical energy into a form of energy which can be stored, the storing of such energy, and the subsequent reconversion of such energy into electrical energy or use as another energy carrier;

2. As tecnologias de armazenamento que podem prestar serviços ao setor elétrico deveriam ser exaustivamente definidas em resolução, ou bastaria estabelecer uma definição precisa e dar maior liberdade aos arranjos a serem propostos pelos agentes?

Os sistemas de armazenamento estão se desenvolvendo com muita velocidade em todo o mundo devido às necessidades de flexibilidade trazidas pelos recursos energéticos não despacháveis. Além de crescer em capacidade instalada, novas tecnologias têm emergido e soluções diferenciadas e mais eficientes se multiplicam.

Neste contexto de mudança, descrever todas as tecnologias de forma exaustiva levaria a uma regulamentação vigente quase que certamente desatualizada, e a uma necessidade recorrente de atualização de regramentos.

O melhor caminho é ter uma definição precisa do que é armazenamento e qualificar bem os serviços que o sistema necessita, exigindo do prestador de serviços esses condicionantes técnicos (tempo de resposta, disponibilidade, corrente de curto-circuito, nível de reativo, penalidades se não prestar serviço adequado etc.).

A tecnologia a ser utilizada para prestar o serviço fica por conta do agente que se habilitar a atender à necessidade sistêmica.

3. Quais configurações deveriam ser autorizadas pela regulação, observando-se os princípios de ampliação da concorrência e mitigação de riscos de abuso de poder de mercado? Sob quais condições os monopólios naturais regulados também deveriam instalar, operar e manter recursos de armazenamento?

Conforme apresentado na Seção 5.8, página 65, as outorgas devem ser progressivas, no sentido de que as exigências devem se elevar à medida que os sistemas de armazenamento se tornem maiores e mais complexos, trazendo riscos de segurança, ambientais etc.

Na busca de soluções eficientes, os monopólios só devem poder instalar, operar e manter os recursos de armazenamento se nenhum agente responder a um processo competitivo de prestação do serviço para o sistema e tal serviço for caracterizado como imprescindível.

A exploração direta pelos monopólios regulados deve ser limitada e acompanhada pelos reguladores, com o objetivo de não haver abuso de posição dominante.

É importante observar que os monopólios possuem uma lógica de realizar investimentos para então haver a remuneração do capital investido. Logo, o incentivo estabelecido poderia levar a uma multiplicação de sistemas de armazenamento sem a devida imprescindibilidade.

4. Como os recursos de armazenamento poderiam ser considerados nos processos de planejamento da expansão dos sistemas de geração e transmissão?

De imediato, os recursos de armazenamento poderiam ser incluídos no planejamento dos Sistemas Isolados, viabilizando-se soluções híbridas para reduzir os custos elevados com combustível e a emissão de gases de efeito estufa, observando as boas práticas apresentadas na Seção 4.5, e as condições dos Sistemas Isolados Brasileiros apresentadas na Seção 4.6.

Para os recursos serem considerados no planejamento do sistema interligado, a regulação atual poderia ser aprimorada em alguns aspectos apresentados a seguir.

O preço dos sistemas de armazenamento deve ser monitorado, bem como as variações de PLD ao longo do dia. Dependendo da combinação desses elementos, projetos de geração podem começar a ser viabilizados com os sistemas de armazenamento para aproveitarem as oportunidades de arbitragem. Tal como indicado na Seção 6.1, página 71, a arbitragem de preços ainda está longe de se viabilizar, mas é bom estar preparado.

Outro exemplo, tal como indicado na Seção 6.2, página 76, se as usinas eólicas ou mesmo de outras fontes, incluindo as híbridas, puderem reduzir o MUST contratado em função da instalação de sistemas de armazenamento, o planejamento da expansão seria diferente e vários circuitos e equipamentos que se encontram sobrecarregados seriam aliviados. Obviamente, poderiam ser exigidos mecanismos de controle para garantir a não ultrapassagem do novo MUST contratado, caso o sistema de armazenamento apresente alguma falha.

Ademais, o planejamento do atendimento da demanda de serviços de capacidade e flexibilidade deve considerar a possibilidade de serem prestados por geradores renováveis com armazenamento de forma competitiva, considerando apenas o custo da solução.

I. Especificação dos serviços a serem prestados

5. Observando as características do setor elétrico brasileiro, quais os serviços que poderiam ser ofertados por tecnologias de armazenamento, segmentados em energia elétrica, capacidade (lastro) e serviços ancilares?

De forma geral, os principais serviços que podem ser prestados pelos sistemas de armazenamento foram apresentados na Seção 3, página 13.

No caso específico do Sistema Brasileiro, para os serviços passarem a ser prestados, as necessidades do Sistema Elétrico precisam ser reveladas. Assim, o primeiro passo seria estabelecer boas práticas tais como as apresentadas na Seção 5.3, de modo a revelar custos e ineficiências.

Na sequência, é necessário criar uma lógica de desenho de produtos e processos competitivos para que os agentes mais aptos a atender às necessidades possam competir e assim os problemas serão sanados a um mínimo custo. Isso serve para as necessidades de reserva, de controle de tensão, de controle de frequência, de reativos, de *black start* etc.

II. Mercado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional

6. Quais as principais barreiras para que os sistemas de armazenamento participem do mercado de curto prazo de energia elétrica?

De forma geral, para que os sistemas de armazenamento possam participar de qualquer mercado, incluindo o de curto prazo, deve haver uma sequência de definições muito precisas e robustas:

- A atividade de armazenamento de energia deve ser bem caracterizada, tal como explicado na Seção 5.1.
- A definição de sistemas de armazenamento deve ser suportada por lei, preferencialmente com diretrizes da parte tributária, tal como explicado na Seção 5.2.
- Os sinais de preço precisam revelar efetivamente os balanços de oferta e demanda, com forte acoplamento com a operação do sistema, tal como explicado na Seção 5.4.
- Não deve haver dupla tributação sobre os sistemas de armazenamento, tal como explicado na Seção 5.5.
- Os princípios de participação dos sistemas nos mercados, apresentados na Seção 5.7, devem ser observados.

- A contratação do uso da rede deve prever a atuação dos sistemas de armazenamento, tal como explicado na Seção 6.2.

7. Quais ajustes, observadas as regras de comercialização e de operação do SIN, seriam necessários para que os recursos de armazenamento pudessem competir com os recursos tradicionais de oferta e demanda?

Um dos aspectos mais fundamentais é a possibilidade dos sistemas de armazenamento serem considerados nos processos de formação de preço, tal como apresentado na Seção 7.

Ademais, uma das principais fontes de receita dos sistemas de armazenamento instalados em diversas localidades do mundo é a arbitragem contra as variações de preço ocasionadas pelas fontes intermitentes. No modelo brasileiro de formação de preços, as fontes intermitentes são modeladas a partir de médias de geração, fazendo com que os preços fiquem bem comportados. A melhoria da representação dos recursos não despacháveis é fundamental para a viabilização dos sistemas de armazenamento.

8. Quais deveriam ser o porte e os requisitos do sistema de armazenamento para que participasse do processo de despacho centralizado? Nessa hipótese, como seriam inseridas as quantidades de oferta e demanda nas programações diárias?

A princípio, todo armazenamento que pudesse impactar a operação sistêmica, independentemente do porte, deveria ser incluído. Atualmente, conforme apresentado na Seção 7.1 e na Seção 7.2, haveria dificuldades de representação direta dos sistemas de armazenamento no NEWAVE e no DECOMP. Para superar essas dificuldades, uma modelagem equivalente foi apresentada permitindo a representação da estocasticidade dos ventos e dos sistemas de armazenamento associados a usinas eólicas.

Conforme apresentado na Seção 7.3, já haveria a representação e o despacho dos sistemas de armazenamento pelo DESSEM. Resta a necessidade de testar esta funcionalidade, pois não foram encontrados sistemas efetivamente cadastrados no modelo.

9. Quais deveriam ser o porte e os requisitos do sistema de armazenamento para que participasse individualmente do processo de contabilização e liquidação da CCEE? Nessa hipótese, quais seriam os requisitos de medição?

Este nível de detalhamento deve ser abordado em uma segunda fase da regulamentação sobre armazenamento. Neste momento, uma sugestão para viabilizar a representação individual dos sistemas de armazenamento poderia ser a equiparação aos critérios de consumidor atacadista e varejista, mas estudos específicos precisam ser realizados para analisar vantagens e desvantagens deste tipo de solução.

Para sistemas de armazenamento instalados acoplados a usinas, não deveria haver limitação de porte.

10. Quais os requisitos para que recursos de armazenamento de menor porte possam ser agregados para participar dos processos de contabilização e liquidação?

De acordo com a Seção 5.7, os requisitos devem ser estabelecidos com base em performance. Qualquer sistema de armazenamento poderia se habilitar a prestar qualquer serviço, de forma agregada ou individualmente.

Os requisitos do serviço devem ser muito bem estabelecidos e se o agente se propuser a prestá-lo e não conseguir atender às necessidades sistêmicas, penalidades devem ser estabelecidas e, no caso de reincidência, o agente poderia ser desabilitado até que comprovasse condições técnicas para voltar a operar no mercado.

III. Serviços ancilares

11. Quais as principais barreiras para que os sistemas de armazenamento participem da oferta de serviços ancilares?

Conforme apresentado na Seção 5.3, várias ineficiências sistêmicas que poderiam ser superadas por meio de serviços ancilares não são explícitas, inviabilizando-se assim qualquer solução de mercado. Logo, o primeiro passo para os serviços ancilares começarem a ser prestados – por qualquer agente – é a transparência de custos.

Além disso, atualmente o mercado de serviços ancilares no Brasil é pouco atrativo, pois parte dos serviços são obrigatórios, sem remuneração, e os demais possuem baixa remuneração e são restritos à hidrelétricas e térmicas.

Neste cenário, é essencial que seja estabelecida uma neutralidade tecnológica, com mecanismos de remuneração eficientes e especificação detalhada dos serviços e das medidas de performance.

De forma geral, trata-se de uma eliminação de barreiras, tal como apresentado na Seção 5.7.

12. Quais alterações nos produtos e especificações seriam necessárias para permitir a monetização de serviços prestados por sistemas de armazenamento?

Para permitir a monetização dos serviços, é necessário haver especificação técnicas precisas sobre cada produto, de modo que a necessidade sistêmica seja bem atendida. Essas especificações incluem o tempo de resposta, a duração do despacho, o nível de harmônicos e de reativos etc.

As medidas de performance precisam ser explícitas e mecanismos competitivos precisam ser implantados de forma a se garantir o atendimento às necessidades sistêmicas ao menor custo possível.

13. Como as regras poderiam ser alteradas para que os sistemas de armazenamento compitam em mesmas bases com os recursos tradicionais de oferta e demanda?

Regras específicas podem ser discutidas em estágios posteriores da regulamentação, neste momento é importante evitar barreiras para obtenção de outorgas (Seção 5.8) e cobranças de tributos e encargos em condições de desigualdade em relação aos recursos tradicionais (Seções 5.5 e 5.6).

Conforme explicado na Seção 5.7, o mais importante neste momento é garantir neutralidade tecnológica, desenvolver uma especificação precisa dos produtos; e propor mecanismos de remuneração eficientes.

14. Como seriam definidos os preços dos serviços ancilares prestados, num horizonte de curto, médio e longo prazo?

O primeiro passo para estabelecer preço para um serviço deve ser a quantificação do valor do problema que este serviço vai resolver. Assim, o processo inicia-se com uma transparência nos custos sistêmicos, tal como indicado na Seção 5.3. Este deve ser o teto a ser pago pelo sistema e a partir daí os agentes devem competir para que se revele quem pode resolver o problema sistêmico ao menor custo.

A definição do horizonte em que o serviço deverá ser prestado deve se dar com base em uma lógica econômica que considere os custos e benefícios de atender à necessidade sistêmica de forma perene, com a instalação de equipamentos ou novos ativos, ou contar com a prestação dos serviços ancilares.

Devem ser evitados todos os serviços mandatórios para novas usinas ou novos sistemas de transmissão, prevalecendo sempre a lógica de mercado.

15. Quais os requisitos para que recursos de armazenamento de menor porte possam ser agregados para participar da oferta de serviços ancilares?

Novamente, não deve haver barreiras. Deve haver a exigência de atendimento aos requisitos do serviço e penalidades pelo descumprimento, incluindo a desqualificação. Os critérios seletivos têm que ser baseados em mérito e não em tamanho do agente ou tecnologia.

16. Deveria ser criado um mercado de serviços ancilares no âmbito dos sistemas de distribuição?

O atendimento às necessidades sistêmicas – ainda que do sistema de distribuição – por meio de mecanismos de mercado parece ser muito razoável. No entanto, poderia ser objeto de regulamentação e discussão em um segundo estágio. Neste momento, há questões estruturantes sobre sistemas de armazenamento que deveriam ser endereçadas prioritariamente.

IV. Mercado de capacidade (ou lastro)

17. No processo de modernização do setor elétrico, coordenado pelo MME, quais seriam as definições necessárias para que os recursos de armazenamento possam ofertar capacidade (ou lastro) no mercado a ser estabelecido?

Conforme explicado na Seção 5.7, as definições necessárias devem ser realizadas para qualificar de forma precisa as necessidades sistêmicas, de modo que cada agente possa avaliar sua capacidade de prestar o serviço solicitado. Se os vencedores dos processos competitivos para prestar os serviços não atenderem às especificações, deve haver penalidades e, no limite, a suspensão de sua participação nos processos competitivos até que se prove apto.

Conforme apresentado na Seção 4.8, os mercados de capacidade têm sido importantes para viabilizar os sistemas de armazenamento, devendo ser especificadas as características do serviço, tais como tempo de resposta, manutenção de potência por determinado período etc.

18. Quais as especificações de produtos, como porte e tempo de descarga, são importantes para permitir a inserção de novas tecnologias de armazenamento?

O porte e o tempo de descarga devem estar associados à necessidade sistêmica a ser atendida. Qualquer agente deve poder realizar a oferta de um produto quando seus ativos se mostrarem aptos. A melhor maneira de comprovar esta aptidão é por meio do histórico de prestação de serviços e, na ausência dele, mediante a certificação técnica de seus ativos.

É importante que a regulamentação seja neutra em relação à tecnologia, e permita amplo acesso dos sistemas de armazenamento aos mercados, tal como explicado na Seção 5.7.

19. Como os recursos de armazenamento de menor porte poderiam ser agregados para participar no mercado de capacidade (ou lastro)?

Não devem ser impostas restrições por porte ou por tecnologia. A restrição deve ser baseada em performance. Mercados maduros estão buscando os recursos de armazenamento distribuídos e integrando-os por meio de plataformas, por menores que eles sejam. Exemplos são apresentados na Seção 5, com detalhes na Seção 5.6.

Como exemplo de plataforma, na Inglaterra, a plataforma Piclo Flex promove a integração entre operadores de rede e fornecedores de serviço (geradores, consumidores, armazenadores etc.) para gerir congestionamentos.

V. Resposta da demanda

20. Quais as principais barreiras para que os sistemas de armazenamento sejam instalados junto à instalação dos consumidores e participem do programa de resposta da demanda?

Tecnicamente, para que haja resposta da demanda e para que os resultados sejam efetivos é importante que a estrutura tarifária seja *eficiente* em termos de revelar custos reais de forma dinâmica, tal como apresentado nas Seções 5.9 e 5.10.

Adicionalmente, para que a resposta da demanda se dissemine, são necessários aprimoramentos na gestão dos dados e na interoperabilidade dos equipamentos, tal como indicado nas Seções 5.11 e 5.12.

21. A inserção de recursos de armazenamento, nas instalações dos consumidores, demandaria algum tipo de adaptação no processo de regulação de resposta da demanda proposto na Nota Técnica nº 054/2019-SRG?

De forma geral, a resposta da demanda a eventos de congestionamento e sobrecarga temporários exige uma ampla revisão da estrutura tarifária das redes de transmissão e distribuição, tal como indicado nas Seções 5.6 e 5.9.

Ademais, o uso intenso de recursos distribuídos demanda interoperabilidade entre os equipamentos e o conhecimento de todos os ativos conectados à rede (Seções 5.11 e 5.12).

Finalmente, para respostas eficientes sob o ponto de vista energético, é fundamental o aprimoramento do sistema de preços (Seção 5.4).

Até o momento, a regulação brasileira para os mecanismos de resposta à demanda possui limitações estruturais em sua implantação, pois os custos sistêmicos de rede e de geração não são revelados por meio das tarifas. Logo, não há como o consumidor reagir de forma eficiente.

22. Com relação aos consumidores de menor porte, quais as alterações na regulação econômica seriam necessárias para que os consumidores fossem incentivados a modular seu perfil de consumo por meio da inserção de recursos de armazenamento?

A estrutura tarifária precisa ser revista (Seção 5.9) e um amplo programa de comunicação e educação precisa ser viabilizado.

VI. Uso dos Sistemas de Transmissão e Distribuição

23. Sob o ponto de vista das regras de acesso e uso das redes de transmissão e distribuição, quais as principais barreiras para que os sistemas de armazenamento possam ser inseridos nos respectivos sistemas?

As regras de acesso foram tratadas nas Seções 5.6 e 5.9.

24. Para agentes que já possuem Montante de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição contratados, quais seriam as alterações necessárias para permitir a inserção de recursos de armazenamento junto à geração ou à carga?

Conforme apresentado na Seção 6.2, a instalação de um sistema de armazenamento e de controles da energia injetada na rede devem permitir uma reavaliação do montante de uso do sistema a ser contratado.

No caso de sistemas existentes, deve ser permitida a flexibilização da contratação do MUST, liberando recursos de rede a serem aproveitados por outros agentes, reduzindo assim a necessidade de novos ativos.

Ademais, a regulação deve ser reavaliada para que as tarifas de uso reflitam o caráter dinâmico dos sistemas de armazenamento, tal como indicado na Seção 5.6.

VII. Processo de Outorga

25. Quais as alterações necessárias no processo de outorga para que recursos de armazenamento possam ser instalados por geradores, transmissores, distribuidores ou individualmente?

O processo de outorga deve seguir a lógica de exigências progressivas, à medida que o sistema de armazenamento apresente riscos crescentes associados a segurança, uso do solo, impactos na rede etc. A Seção 5.8 trata deste tema!

Um dos aspectos da outorga está diretamente relacionado à contratação da conexão, que por sua vez está relacionada à máxima potência injetável no sistema. Conforme sugestão de modificação da contratação de uso da rede (AIR de Usinas Híbridas), sugere-se informar na outorga a faixa de potência injetada, evitando a necessidade de revisões frequentes da outorga e permitindo maior flexibilidade aos arranjos propostos.

VIII. Atendimento aos sistemas isolados

26. Quais as alterações necessárias para que os sistemas de armazenamento possam competir e participar do processo de atendimento aos sistemas isolados?

Os sistemas de armazenamento têm sido amplamente utilizados em sistemas isolados, tal como indicado nas Seções 4.5 e 4.6. No caso brasileiro, o primeiro passo seria transformar os leilões individuais para os sistemas isolados em um amplo programa de transição energética da Amazônia, permitindo sistemas híbridos com fontes renováveis, sistemas de armazenamento e óleo apenas para backup em situações extremas.

9 Conclusões e Proposta de Roadmap Regulatório

Este documento consolida a contribuição da ABEEólica à Tomada de Subsídios da ANEEL de nº 11/2020, tendo como objetivo colher subsídios para a elaboração de adequações regulatórias necessárias à inserção de sistemas de armazenamento no setor elétrico brasileiro.

Para construir uma contribuição efetiva, a ABEEólica buscou ouvir o maior número possível de Partes Interessadas no desenvolvimento dos sistemas de armazenamento de energia, e buscou também a experiência da academia e de reguladores e empresas de diversos países.

Como resultado, a contribuição da ABEEólica traz explicações sobre os fundamentos dos sistemas de armazenamento e seus aspectos tecnológicos, bem como possíveis aplicações. A contribuição também traz artigos acadêmicos e vários projetos estruturados reais de utilização dos sistemas de armazenamento.

A partir da experiência internacional e do conhecimento do Setor Elétrico Brasileiro, a ABEEólica também reuniu um amplo conjunto de boas práticas regulatórias e realizou estudos quantitativos para ganhar sensibilidade dos impactos econômicos que os sistemas de armazenamento podem determinar nos sistemas existentes.

A ABEEólica explorou ainda as mudanças necessárias para representar de forma mais precisa os parques eólicos com sistemas de armazenamento na cadeia de modelos NEWAVE → DECOMP → DESSEM.

Finalmente, a ABEEólica respondeu às perguntas realizadas pela ANEEL nesta Tomada de Subsídios, referenciando as respostas ao material desenvolvido.

Refletindo de forma conjunta sobre todos os estudos realizados, a ABEEólica propõe que a introdução do armazenamento de energia no Setor Elétrico Brasileiro se dê em três macro conjuntos de medidas que se potencializam:

A. Medidas Estruturantes

São ações que visam trazer estabilidade jurídico regulatória para os sistemas de armazenamento, além de previsibilidade em temas que se mostraram muito controversos em outras geografias: Definição do Armazenamento de Energia Elétrica, Sistema Tributário, e Conexão aos Sistemas Elétricos.

B. Medidas de Aceleração

São ações que viabilizam a agregação de valor econômico pelos agentes à medida que instalam os sistemas de armazenamento e passam a prestar serviços necessários à operação do sistema: Transparência de Custos Sistêmicos, Sinais de Preço Efetivos, Participação nos Mercados, Tarifas de Distribuição, e Otimização da Contratação de MUST de Usinas Eólicas.

C. Medidas de Detalhamento Técnico

São ações que facilitam a boa integração dos sistemas de armazenamento aos sistemas atuais, tanto em aspectos regulatórios quanto em aspectos operativos: Outorgas, Interoperabilidade de Equipamentos, e Base de Dados de Sistemas e Projetos.

10 Referências Bibliográficas

1. K. Mongird, V.V., P. Balducci, J. Alam, V. Fotedar, V. Koritarov, B. Hadjerioua, *Energy storage technology and cost characterization report*. 2019, U. S. Department of Energy: Washington DC. p. 120.
2. IRENA, *Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030*. 2017, International Renewable Energy Agency: Abu Dhabi.
3. Commission, E.-E., *Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe*, D.-G.f.E.-I.E. Market, Editor. 2020, Publications Office of the European Union: <https://data.europa.eu/>.
4. Hessami, M.-A. and D.R. Bowly, *Economic feasibility and optimisation of an energy storage system for Portland Wind Farm (Victoria, Australia)*. *Applied Energy*, 2011. **88**(8): p. 2755-2763.
5. Abdeltawab, H.H. and Y.A.I. Mohamed, *Market-Oriented Energy Management of a Hybrid Wind-Battery Energy Storage System Via Model Predictive Control With Constraint Optimizer*. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2015. **62**(11): p. 6658-6670.
6. Terça, G. and D. Wozabal, *Economies of Scope for Electricity Storage and Variable Renewables*. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2021. **36**(2): p. 1328-1337.
7. Commission, E.-E., *Resiliência em matérias-primas essenciais: o caminho a seguir para mais segurança e sustentabilidade*, in *COMUNICAÇÃO DA COMISSÃO AO PARLAMENTO EUROPEU, AO CONSELHO, AO COMITÉ ECONÓMICO E SOCIAL EUROPEU E AO COMITÉ DAS REGIÕES*. 2020, EC - European Commission: Bruxelas. p. 28.
8. Ciriminna, R., et al., *Solar energy for Sicily's remote islands: On the route from fossil to renewable energy*. *International Journal of Sustainable Built Environment*, 2016. **5**(1): p. 132-140.
9. Meschede, H., M. Child, and C. Breyer, *Assessment of sustainable energy system configuration for a small Canary island in 2030*. *Energy Conversion and Management*, 2018. **165**: p. 363-372.
10. Connolly, D., et al., *A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems*. *Applied Energy*, 2010. **87**(4): p. 1059-1082.
11. Gils, H.C. and S. Simon, *Carbon neutral archipelago – 100% renewable energy supply for the Canary Islands*. *Applied Energy*, 2017. **188**: p. 342-355.
12. Arent, D., et al. *The Potential of Renewable Energy to Reduce the Dependence of the State of Hawaii on Oil*. in *2009 42nd Hawaii International Conference on System Sciences*. 2009.
13. Lee, T., M.B. Glick, and J.-H. Lee, *Island energy transition: Assessing Hawaii's multi-level, policy-driven approach*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2020. **118**: p. 109500.

14. Wu, D., et al., *An economic assessment of behind-the-meter photovoltaics paired with batteries on the Hawaiian Islands*. Applied Energy, 2021. **286**: p. 116550.
15. Critz, D.K., S. Busche, and S. Connors, *Power systems balancing with high penetration renewables: The potential of demand response in Hawaii*. Energy Conversion and Management, 2013. **76**: p. 609-619.
16. Virji, M., et al., *Analyses of hydrogen energy system as a grid management tool for the Hawaiian Isles*. International Journal of Hydrogen Energy, 2020. **45**(15): p. 8052-8066.
17. Holdmann, G.P., R.W. Wies, and J.B. Vandermeer, *Renewable Energy Integration in Alaska's Remote Islanded Microgrids: Economic Drivers, Technical Strategies, Technological Niche Development, and Policy Implications*. Proceedings of the IEEE, 2019. **107**(9): p. 1820-1837.
18. da Ponte, G.P., R.F. Calili, and R.C. Souza, *Energy generation in Brazilian isolated systems: Challenges and proposals for increasing the share of renewables based on a multicriteria analysis*. Energy for Sustainable Development, 2021. **61**: p. 74-88.
19. IRENA, *Redesigning Capacity Markets: Innovation Landscape Brief*. 2019, International Renewable Energy Agency: Abu Dhabi. p. 18.
20. Energética, E.-E.d.P., *Sistemas de Armazenamento em Baterias - Aplicações e Questões Relevantes para o Planejamento*. 2019, EPE -Empresa de Pesquisa Energética. p. 36.
21. Mummey, J.F.C., *Uma contribuição metodológica para a otimização da operação e expansão do sistema hidrotérmico brasileiro mediante a representação estocástica da geração eólica*, in *Instituto de Energia e Ambiente*. 2017, Universidade de São Paulo: São Paulo. p. 184.
22. da Silva Filho, D., *Dimensionamento de Usinas Hidroelétricas Através de Técnicas de Otimização Evolutiva*, in *Tese de Doutorado. Escola de Engenharia de São Carlos*. 2003, Universidade de São Paulo: São Carlos, SP. p. 398.