



GT Modernização do Setor Elétrico
Portaria nº 187/2019

Relatório do Grupo Temático

Inserção de Novas Tecnologias

1º Relatório – Diagnóstico

Julho de 2019

Grupo Temático: Subgrupo Inserção de novas tecnologias

Instituição Coordenadora: Empresa de Pesquisa Energética - EPE

Coordenador: Gustavo Ponte (EPE)

Suplente: Gabriel Konzen (EPE)

Participantes:

Glaysson de Mello Muller (EPE)

Helena Portugal Goncalves da Motta
(EPE)

Andre Makishi (EPE)

Maria Cecilia Pereira de Araújo (EPE)

Diego Pinheiro de Almeida (EPE)

Josina Saraiva Ximenes (EPE)

Marcelo Wendel (EPE)

Daniel José Tavares de Souza (EPE)

Dourival de Souza Carvalho Júnior
(EPE)

Antônio Celso (MME/SEE)

João Daniel (MME/SEE)

Rodrigo Fornari (MME/SEE)

Lívio Filho (MME/SPE)

Renata Rosada (MME/ASSEC)

Frederico Teles (MME/ASSEC)

Agnes da Costa (MME/SECEX)

Francisco Silva Jr (MME/SECEX)

Thiago Veloso (ANEEL/ASD)

Ailson Barbosa (ANEEL/P&D)

Hugo Lamim (ANEEL/SRD)

Angela Greenhalgh (ONS)

Roberto Fontoura (ONS)

Ary Pinto (CCEE)

Julho de 2019

Sumário

1. Introdução	4
2. Usinas Híbridas	6
3. Eólica Offshore.....	9
4. Energia dos Oceanos.....	12
5. Soluções de Armazenamento	15
5.1. Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR)	16
5.2. Baterias.....	20
5.3. Hidrogênio.....	25
6. Small Modular Reactor (SMR)	27
7. Repotênciação de Usinas Hidrelétricas	30
8. Tecnologias para o Sistema de Transmissão	33
8.1. Elos de Transmissão em Corrente Contínua com Multiterminal	34
8.2. Uso Eficiente dos Corredores de Transmissão	35
8.3. Linhas de Transmissão Subterrâneas em Extra Alta Tensão e Subestações Compactas (GIS).....	36
9. Blockchain.....	37
9.1. Blockchain Na Indústria da Energia	38
9.2. Desafios	40
10. Recursos Energéticos Distribuídos	43
10.1. Geração Distribuída De Eletricidade.....	45
10.2. Veículos Elétricos	46
10.3. Resposta da Demanda	47
10.4. Armazenamento de Energia Elétrica atrás do Medidor.....	48
10.5. Eficiência Energética	50
10.6. Redes Elétricas Inteligentes	51
10.7. Resumo das Recomendações sobre os RED.....	53
11. Inovações para a operação do sistema.....	56
12. Recomendações Gerais	58
Anexo I: Lista de Participantes e Contribuições para o Grupo Temático	64

1. Introdução

Este relatório é uma transcrição do Informe Técnico N° EPE-DEE-IT-038/2019, emitido originalmente em 06/06/2017 e revisado em 15/07/2019.

Por meio da Portaria n. 187, de 4 de abril de 2019, o Ministério de Minas e Energia instituiu o Grupo de Trabalho (GT) para desenvolver propostas de Modernização do Setor Elétrico, tratando de forma integrada diversos temas, sendo um deles o de “inserção das novas tecnologias”.

Ao longo das reuniões do GT foram definidas atividades intermediárias e criados subgrupos para cada um dos temas, sendo o subgrupo de Inserção das novas tecnologias coordenado pela EPE, com participação de representantes do MME, ANEEL, ONS e CCEE.

O presente relatório busca consolidar os trabalhos desenvolvidos pelo grupo, que consistiram na identificação de tecnologias de geração, transmissão e armazenamento de energia elétrica, inclusive aquelas inseridas no lado da demanda, que podem vir a ser viabilizar nos próximos anos. Para cada uma dessas fontes e tecnologias, buscou-se identificar as barreiras atuais à sua inserção, bem como apontar sugestões de ações visando a adoção das mesmas. Também são discutidas inovações ligadas à operação do sistema, de forma a lidar com o desafio da inserção dessas tecnologias.

Dentre as tecnologias avaliadas há soluções de armazenamento (baterias, hidrelétricas reversíveis e hidrogênio), usinas híbridas, energias dos oceanos, eólica offshore, reatores nucleares de pequeno porte e recursos energéticos distribuídos (geração distribuída, veículos elétricos, resposta da demanda e eficiência energética). Elenca-se também a repotenciação de usinas hidrelétricas que, embora não represente uma tecnologia em si, promove ganhos de eficiência, decorrente de avanços tecnológicos, na geração.

Com relação à transmissão de energia elétrica, são abordadas algumas tecnologias, tais como elos de transmissão em corrente contínua com multiterminal, linhas de corrente alternada em 1000 kV, linhas subterrâneas de alta capacidade de transmissão, etc. O objetivo de apontar essas novas tecnologias é de sinalizar que

há espaço e opções disponíveis para a modernização do segmento transmissão, cabendo observar algumas possíveis barreiras de aplicação, que podem ser tanto no aspecto técnico, de mercado ou regulatório.

Percebe-se que parte das soluções elencadas representa tecnologias inovadoras, enquanto outras têm pouca ou nenhuma aplicação atual no Brasil no atual momento, embora já adotadas em outros mercados.

Cada solução está contemplada em um capítulo deste relatório, contendo uma breve descrição da tecnologia, as barreiras regulatórias e de mercado identificadas para sua viabilização, bem como sua contribuição ao setor. Ao final de cada capítulo são apresentadas referências bibliográficas que podem ser consultadas para maiores detalhes.

De forma geral, o mapeamento dessas soluções e das respectivas barreiras, bem como a proposição de melhorias setoriais visa a garantir que inovações pelo lado da oferta, incluindo o sistema de transmissão, e da demanda sejam rápida e adequadamente absorvidas pelo setor elétrico.

Destaca-se que a inserção de novas tecnologias normalmente decorre de políticas públicas ou, de maneira mais natural, da viabilidade econômica das mesmas frente ao conjunto de soluções disponíveis e ao regramento do setor. Assim, as propostas apresentadas tomam por base a neutralidade do setor, ou seja, a imparcialidade frente a quaisquer fontes ou tecnologias, sem direcionamentos ou subsídios. Dessa forma, entende-se que a viabilização de cada solução dependerá da sua maturidade tecnológica, dos seus custos e da sua contribuição aos requisitos do sistema elétrico. Quanto a esse último item, devem ser previstos mecanismos que permitam a seleção de soluções compatíveis com as necessidades futuras do sistema, um assunto que é transversal aos diversos temas do Grupo de Trabalho.

Ressalta-se que a relação de tecnologia abordadas neste documento não é exaustiva, sobretudo pela possibilidade de surgimento de outras ainda não vislumbradas, o que reforça a importância de que as regras setoriais sejam neutras e pouco restritivas, podendo contemplar soluções que venham a surgir no futuro e possam contribuir para o suprimento de energia elétrica no país.

2. Usinas Híbridas

A discussão sobre a possibilidade da implementação de usinas híbridas vem crescendo no Brasil, com diversas propostas ganhando visibilidade, inclusive com algumas iniciativas concretas em desenvolvimento de projetos e implementação. Usinas híbridas são aquelas que utilizam mais de uma fonte primária para a geração de energia de forma a proporcionar ganhos econômicos, operativos e socioambientais. As combinações entre as fontes podem ser diversas, como, por exemplo, eólica com a solar fotovoltaica, carvão e biomassa ou heliotérmica com biomassa. Em diversos casos, principalmente em combinações de usinas eólicas e fotovoltaicas, é apontada a existência de alguma complementaridade entre as fontes, a possibilidade de otimização dos custos de operação e de investimento, especialmente na conexão, e a redução de impactos socioambientais.

Dentre as possíveis combinações de fontes e tecnologias, diferentes arranjos e configurações têm sido apresentadas sob a denominação genérica de “usina híbrida”, entretanto os possíveis benefícios e impactos de cada solução são diferentes a depender do nível de integração. Tendo isso em vista, a [Nota Técnica “Usinas Híbridas - Uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento \(nº EPE-DEE-NT-011/2018-r0\)](#) propôs uma divisão em quatro tipologias de integração entre fontes geradoras, que buscam representar a diversidade de possibilidades que vêm sendo mapeadas. Dentre as tipologias apresentadas, a que mais tem sido estudada por empreendedores é chamada de “Usinas associadas”. Nessa configuração duas ou mais usinas, com características de produção complementar e que, além de estarem próximas (podendo, inclusive, utilizar o mesmo terreno), compartilham fisicamente e contratualmente a infraestrutura de conexão e acesso à Rede Básica ou de Distribuição. Ou seja, duas usinas associadas contrariam menos capacidade de uso da rede do que a soma das potências nominais dessas duas usinas. Neste caso, em muitos momentos a energia produzida acima da capacidade de escoamento contratada deve ser cortada. A [Nota Técnica “Avaliação da geração de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas - Proposta metodológica e estudos de caso \(nº EPE-DEE-NT-](#)

[025/2017-r0](#) apresentou uma proposta de metodologia para a estimativa desse corte para o caso de usinas eólico-fotovoltaicas.

Entende-se que a contratação da capacidade de uso da rede de transmissão ou distribuição inferior à soma das potências nominais das usinas depende de alteração das Resoluções Normativas ANEEL nº 666/2015 e nº506/2012, o que deverá ser discutido em Consulta Pública da ANEEL, prevista para 2019. O compartilhamento do Montante do Uso de Transmissão ou de Distribuição poderá trazer ganhos econômicos ao empreendedor que devem ser avaliados detalhadamente considerando o potencial prejuízo devido ao corte de parte da geração ao longo do período de operação das usinas frente aos ganhos econômicos com a contratação de um MUST inferior à potência total dos empreendimentos somados aos ganhos com o compartilhamento da subestação coletora elevadora e da linha de transmissão. O balanço financeiro decorrente do uso dessa estratégia é de difícil análise, dada a diversidade de fatores envolvidos. Ainda, as dificuldades na estimativa do *curtailment* e dos preços de energia, parâmetros cruciais para a viabilidade, elevam o risco associado a essa a essa solução, que, caso permitida, deve ser avaliada com cautela, pois poderia, em certos casos, inclusive levar a prejuízos financeiros.

A [Nota Técnica nº EPE-DEE-NT-011/2018-r0](#) apresentou as principais barreiras regulatórias à inserção de usinas híbridas no sistema interligado nacional e propôs algumas ações para mitigar estes problemas, abordando tópicos como as necessidades de se regulamentar a criação de categoria para usinas com mais de uma fonte primária; de discutir os procedimentos de rede; de se avaliar a forma de contratação, que deve observar o tratamento igualitário entre fontes (quando possível); e de se avaliar as combinações com condições contratuais distintas. No [Workshop](#) realizado pela EPE no dia 15/05/2019 os agentes apresentaram estudos e sugestões de alterações regulatórias para facilitar a inserção de empreendimentos híbridos.

A Nota Técnica “Usinas Híbridas no Contexto do Planejamento Energético”, a ser publicada em breve pela EPE, aborda como essas soluções vêm sendo tratadas em outros países e discute os potenciais benefícios ao Sistema Interligado Nacional atribuídos a esse tipo de usina. Apesar de as usinas híbridas representarem

arranjos inovadores que são tecnicamente possíveis e que podem eventualmente contribuir para redução de preço da energia, ainda não estão claros os seus benefícios para o sistema elétrico. Deve-se buscar eliminar barreiras ao seu desenvolvimento, atentando para as dificuldades que podem surgir, mas recomenda-se que sejam evitados subsídios ou regras específicas para esses arranjos nos leilões do ACR.

Destaca-se que no Leilão de geração para suprimento ao sistema isolado de Boa Vista e localidades conectadas – Leilão nº01/2019 – ANEEL, realizado em 31 de maio de 2019, foram contratados dois projetos híbridos: combinando a geração a partir de biocombustíveis com solar fotovoltaica e, no segundo caso com biomassa, resultando em mais de 100 MW instalados se somadas todas as capacidades desses projetos, o que mostra a potencialidade das soluções.

Referências

EPE- Empresa de Pesquisa Energética. **Usinas Híbridas - Uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento.** Nota Técnica, 2018. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-232/topico-393/NT%20EPE-DEE-NT-011-2018-r0%20%28Usinas%20h%C3%ADbridas%29.pdf>

EPE- Empresa de Pesquisa Energética. **Avaliação Da Geração De Usinas Híbridas Eólico-Fotovoltaicas - Proposta Metodológica E Estudos De Caso.** Nota Técnica, 2017. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-232/topico-214/Metodologia%20para%20avalia%C3%A7%C3%A3o%20de%20usinas%20h%C3%ADbridas%20e%C3%B3lico-fotovoltaicas.pdf>

EPE- Empresa de Pesquisa Energética. **EPE realiza o Workshop "Usinas Híbridas no SIN".** Publicado em 16/05/2019. Disponível em <http://epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-realiza-o-workshop-usinas-hibridas-no-sin>

3. Eólica Offshore

As turbinas eólicas são responsáveis por aproveitar a energia cinética do vento a partir da força motriz que faz girar as pás e desenvolve a energia mecânica para gerar a eletricidade (ARSHAD & O'KELLY, 2013), sendo compostas basicamente por rotor, nacela e torre. Diferentemente das turbinas em terra, as turbinas offshore podem ser mais altas e com pás mais longas, o que resulta em uma maior área de varredura e uma maior geração elétrica, e também não possuem fatores de restrição referentes a topografia. Além disso, o recurso eólico nos oceanos é mais constante e menos turbulento e, com isso, pode atingir velocidades mais altas, sendo um atrativo para a construção de fazendas eólicas offshore. Um benefício adicional advém da possibilidade de desenvolver projetos próximos aos centros de consumo, uma vez que grande parte da carga nacional está no litoral. Por outro lado, deve-se levar em conta as particularidades relativas à fundação, problemas com a navegação, impacto visual na região costeira e logística de suprimento/manutenção das instalações nos oceanos e de transporte da energia gerada.

Hoje o total de instalações eólicas offshore em operação ultrapassam 23GW de energia, estando concentradas principalmente no Reino Unido (34%), Alemanha (28%) e China (20%), sendo que a China ultrapassa todos os países em termos de novas instalações offshore (40% do total de novas instalações previstas, conforme publicado por GWEC, 2019). Os principais fabricantes de turbinas eólicas offshore são Siemens (61%), MHI Vestas (16%), Senvion (6%), Gamesa (5%) e Sewind (5%), sendo estes responsáveis por mais de 90% das turbinas em operação (NREL, 2016). Vários fabricantes de turbinas offshore já estão no mercado brasileiro, o que pode ser um facilitador para a penetração da fonte no país.

Como pontos relevantes para instalação de eólicas offshore, e que impactam diretamente no custo desses projetos, são os aspectos construtivos associados às fundações e à logística necessária à instalação dos parques, estando ambos interligados, pois os principais aspectos para a seleção de um tipo de fundação incluem a profundidade da água, as condições do solo marinho, os esforços na turbina, as massas do rotor e da nacela, a velocidade do rotor, a experiência corporativa e capacidade da cadeia de suprimentos (tanto na fabricação e na instalação de fundações) (IRENA, 2016). Se pelo lado da logística temos a expertise já existente da cadeia de suprimento do setor de exploração de óleo e gás, necessitando de algumas adaptações apenas. No que tange à fundação, o Brasil conta com grande parte do mar territorial situado em profundidades que permitem a adoção de

tecnologia para águas rasas, sendo estas fundações as mais utilizadas no mundo e com os melhores custos associados.

Os custos estimados de projetos de usinas eólicas offshore são aproximadamente duas vezes maiores que dos projetos onshore, podendo variar entre US\$ 3.000/kW e US\$ 6.000/kW (IRENA, 2018), devido principalmente aos custos de fundações, de instalação e de transporte das estruturas. No restante do mundo, onde projetos de energia eólica offshore já vem sendo implementados, ainda são verificados custos mais elevados se comparados com a eólica onshore, mas as perspectivas a longo prazo são favoráveis sendo registradas, nos últimos anos, quedas nos valores dessa fonte em países que possuem usinas instaladas.

Apesar de não ser competitiva no atual cenário nacional devido ao seu alto custo de instalação, a energia eólica offshore possui algumas incertezas legais para sua entrada, pois ainda se encontra em discussão no âmbito do governo e da sociedade a adoção do modelo regulatório mais adequado a permitir o melhor aproveitamento desse recurso. A título de exemplo, o IBAMA se encontra desenvolvendo uma agenda regulatória no que respeita ao licenciamento ambiental da atividade de exploração do potencial desde 2018. Além disso, encontra-se em tramitação na Câmara dos Deputados o Projeto de Lei nº 11.247/2018, que “dispõe sobre a ampliação das atribuições institucionais relacionadas à Política Energética Nacional com o objetivo de promover o desenvolvimento da geração de energia elétrica a partir de fonte eólica localizada nas águas interiores, no mar territorial e na zona econômica exclusiva e da geração de energia elétrica a partir de fonte solar fotovoltaica”.

A EPE vem, no último ano, participando ativamente de discussões e encontros sobre o tema, o que levou à realização, em 02 de abril de 2019, um workshop que contou com a presença de vários agentes do setor. Além disso, está em elaboração na EPE um Roadmap direcionado para Eólicas Offshore. Estudos preliminares indicam um potencial de 30 a 75GW de energia, aproximadamente, considerando a faixa de mar territorial (até 30km) e para velocidades de vento superiores a 7m/s, podendo chegar a mãos de 6.000 GW se considerarmos toda a extensão marítima até o final da Zona Econômica Exclusiva – ZEE (até 200 milhas marítimas, ou seja, até a 370km da costa).

Referências

- ARSHAD, M. & O’KELLY, B. C. (2013) Offshore wind-turbine structure: a review, ICE Publishing, 14p.
- GWEC (2019) Global Wind Report 2018, 63p.

IRENA (2016), Innovation Outlook: Offshore Wind, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2018), Renewable Power Generation Costs in 2017, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

NREL (2016) 2016 Offshore Wind Technologies Market Report, 120p.

4. Energia dos Oceanos

A Energia dos Oceanos apresenta-se sob a forma (i) maremotriz, (ii) ondomotriz, (iii) termoceânica, (iv) hidrocínética e (v) osmótica. Todas são tecnicamente viáveis e possuem plantas piloto espalhadas no mundo, destacando-se a fonte maremotriz com mais de 500 MW e em operação contínua há pelo menos de 50 anos. O instituto *Ocean Energy Systems* (OES) alude que em 2050 a energia dos oceanos contaria com capacidade mundial de 300 GW.

O Brasil possui uma costa com mais de 7.400 km e cada trecho tem potencial energético específico capaz de suprir a matriz elétrica nacional. O potencial Maremotriz disponível ao longo da costa Maranhão-Pará-Amapá (Eletrobras, 1981) é de 27.000 MW em 41 aproveitamentos. Conforme PNE 2027, o potencial ondomotriz estimado no Brasil é de 87 GW. O potencial energético termoceânico é encontrado na zona intertropical, havendo grande disponibilidade na zona econômica exclusiva brasileira. É a fonte de energia oceânica de maior disponibilidade e já foi indicada pela OES como tecnologia promissora com potencial de provocar disrupções no setor de energia. As energias Hidrocínética marinha e Osmótica, no Brasil, estão em estágio de desenvolvimento incipiente.

Estudos de custos de instalação, operação e manutenção desenvolvidos pela OES consideram a década de 2020 e 2030 como o período em que devem ser instalados os primeiros projetos comerciais tendo expectativa de crescimento de competitividade a medida em que se acumule experiência.

Visando tornar a regulação receptiva a essas novas tecnologias apontamos como necessário:

Para todas as fontes oceânicas:

- Maiores investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento e projetos-piloto;
- Legislação ambiental receptiva e não-proibitiva à exploração dos recursos energéticos marinhos;
- Disponibilização de recursos econômicos para realização de estudos de inventário das fontes na costa brasileira.

O desenvolvimento tecnológico em energia dos oceanos trará progressos nas áreas de conversores, fundações e ancoramentos, sistemas de controle e qualidade de energia, sistemas de conexão marinhos, instalação e manutenção em ambiente marinho. Por ser interdisciplinar relaciona-se sinergicamente com a *indústria offshore de óleo e gás, aquacultura, maricultura, defesa, construção de navios, aeroespacial, mineração, transportes, robótica e novos materiais*. O modelo de negócio da energia dos oceanos está atrelado não apenas a geração de eletricidade, mas também ao de aquecimento e resfriamento, mineração de água potável, geração de hidrogênio, indústria de produtos químicos e bioquímicos e biocombustíveis. Pode ser uma *solução para abastecimento de água das grandes cidades litorâneas brasileiras*.

Referências

OES (2017). An international vision for Ocean Energy, 28p.

OES (2015). International levelised Cost of Energy for Ocean Energy Technologies, 48p.

IRENA (2014). SALINITY GRADIENT ENERGY TECHNOLOGY BRIEF. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2014). TIDAL ENERGY TECHNOLOGY BRIEF. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2014). WAVE ENERGY TECHNOLOGY BRIEF. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2014). OCEAN THERMAL ENERGY CONVERSION TECHNOLOGY BRIEF. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

ELETROBRAS (1978). Programa de Identificação e seleção sítios potenciais na costa norte Brasil para aproveitamento de energia das marés na geração de energia elétrica.

ELETROBRAS (1981). Aproveitamentos Maremotrizes na costa Maranhão-Pará-Amapá, inventário preliminar.

EPE (2018). NOTA TÉCNICA PR 04/18 Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050.

CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS- CGEE. Prospecção tecnológica no setor de energia elétrica: Evolução tecnológica nacional no segmento de geração de energia elétrica e armazenamento de energia. Brasília, DF: 2017. 398 p

5. Soluções de Armazenamento

O armazenamento de energia pode se dar de diferentes formas, como por meio de baterias químicas, reservatórios de usinas hidrelétricas reversíveis, hidrogênio e armazenamento térmico, por exemplo. As aplicações de cada tecnologia permitem diferentes formas de operação, com benefícios e barreiras particulares. Além da aplicação meramente energética no lado da geração (estocar energia para utilização em outro momento), as soluções de armazenamento podem ainda ser aplicadas junto às instalações de transmissão, prestar serviços ancilares, fornecer potência sob demanda e auxiliar na gestão da capacidade de transmissão.

Quanto à capacidade de fornecer potência, o [PDE 2027](#) aponta a necessidade de aumento da capacidade do sistema, visando a complementação de potência. Nesse sentido, as tecnologias de armazenamento e o gerenciamento pelo lado da demanda se mostram como potenciais soluções.

Essa discussão foi abordada em maiores detalhes na [Nota Técnica “Flexibilidade e Capacidade: Conceitos para a incorporação de atributos ao planejamento”](#), na qual argumenta-se que fontes de armazenamento, como baterias e usinas hidrelétricas reversíveis, não agregam energia ao sistema, mas podem aumentar a oferta de potência em momentos de maior necessidade. Entretanto, para estarem disponíveis precisam consumir energia em momentos de menor carga, e apresentam um balanço energético total negativo, devido às ineficiências inerentes aos processos de carga e descarga.

Ressalta-se que a viabilidade dessas soluções depende da aplicação proposta (energética, capacidade, ancilar, etc.) e dos mecanismos de remuneração. Um possível mercado para tecnologias de armazenamento poderá surgir com preços horários de energia¹, abrindo espaço para a arbitragem. Também, com a separação de lastro e energia, havendo um mercado de capacidade, as soluções de

¹ Desde 2018 é feito o cálculo do PLD em base horária, paralelamente ao cálculo oficial do PLD em base semanal (“Operação Sombra”). A adoção definitiva do PLD horário está prevista para 2020.

armazenamento podem se mostrar potenciais candidatas à prestação desse serviço.

Convém mencionar que o aperfeiçoamento dos mecanismos de contratação e remuneração pode levar a uma operação mais eficiente das usinas hidrelétricas com reservatórios de regularização existentes, resultando em maior transparência para as necessidades de expansão do sistema.

Referências

EPE. Flexibilidade e Capacidade: Conceitos para a incorporação de atributos ao planejamento – EPE-DEE-NT-067/2018-r0. Agosto de 2018.

MME. Plano Decenal de Expansão de Energia 2027. 2018.

5.1. Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR)

As Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR) correspondem a uma forma de armazenamento de energia que utiliza o acúmulo de água em reservatórios, feito por bombeamento, para produzir energia de forma similar as usinas hidrelétricas convencionais. Devido as intrínsecas perdas associadas ao seu funcionamento, o consumo de energia necessário para o bombeamento é superior a energia produzida com o recurso armazenado e desta forma sua viabilidade econômica depende da diferença entre os preços da energia consumida no bombeamento e da energia produzida no modo de geração, na chamada arbitragem de energia.

Desde as primeiras centrais reversíveis implantadas no início do século XX até os dias atuais, as UHR têm desempenhado diferentes papéis nos mercados mundiais de energia elétrica, sendo destacada sua relação com o desenvolvimento das usinas nucleares entre as décadas de 1960 e 1980 e o suporte, devido a sua grande flexibilidade, à penetração das energias renováveis não controláveis, como as usinas eólicas e fotovoltaicas, a partir de 2000.

Existem diferentes tipos e concepções possíveis de usinas reversíveis, com variantes relacionadas ao ciclo de operação (diário, semanal, mensal, sazonal ou plurianual), disposição dos reservatórios (no curso d'água ou fora de curso d'água),

forma de obtenção do potencial de geração (bombeamento puro ou por afluência natural mais bombeamento), tipo de água utilizado (água salgada ou água doce), tipo de tecnologia das unidades reversíveis (rotação fixa, rotação variável ou grupo ternário), entre outras. As características de cada UHR, incluindo custos, são dependentes das condições locais como topografia, geologia e hidrografia, além de condições mercadológicas, demandando projetos específicos para cada aproveitamento.

Visando a identificação dos locais mais favoráveis à implantação de UHR no Brasil, a [Nota Técnica “Estudos de Inventário de Usinas Hidrelétricas Reversíveis \(UHR\)” \(n° EPE-DEE-NT-006/2019-r0\)](#), apresentou uma proposta inicial de programação dos estudos, bem como a metodologia e os resultados preliminares obtidos para o estado do Rio de Janeiro.

Além do balanço energético proporcionado pelo armazenamento, as UHR podem fornecer ainda serviços importantes relacionados a qualidade e segurança da energia elétrica no sistema, como reserva girante, acompanhamento de carga, controle de tensão, controle de frequência, partida autônoma (*black start*) e benefícios relacionados à transmissão. No entanto, a valoração dos benefícios sistêmicos ainda é um desafio, devido à dependência de diversas condições relacionadas ao sistema, variáveis com o tempo e de difícil predição.

Em mercados competitivos, um dos principais desafios para as reversíveis é ter uma estrutura de mercado que permita otimizar sua operação e que reconheça e remunere os diversos serviços que ela presta ao sistema. A simples arbitragem de energia já não é suficiente para viabilizar UHRs em grande parte dos sistemas atuais. Sua viabilidade econômica depende da composição de várias fontes de receita e aumenta na medida em que mais serviços são devidamente remunerados.

Deve-se destacar ainda, que as UHR são empreendimentos com longo prazo de construção (considerando desde os estudos iniciais até a operação), de capital intensivo, demandando desta forma longo período para amortização, e assim como as hidrelétricas convencionais, possuem riscos associados às condições locais (como riscos geológicos), demandando desta forma mecanismos regulatórios adequados para o financiamento em mercados competitivos.

Atualmente, o modelo regulatório brasileiro é insuficiente para reconhecer esses serviços e prover fontes de receita para viabilizar uma UHR através do mercado. Além disto, ainda não há previsão na regulação para a outorga e o licenciamento ambiental de UHRs. As propostas de melhorias regulatórias a seguir são baseadas em (Ela, 2013) e estudos em andamento na EPE sobre o caso brasileiro:

Modelos de programação e despacho

- Representação adequada das UHR nos modelos, com otimização da sua operação nas diversas escalas de tempo;

Mercados de energia

- Mercados de curto prazo: Redução da granularidade temporal do preço, para possibilitar a arbitragem de energia no curto prazo e incentivar a resposta rápida a variações de preço. Preços sub-horários beneficiam ainda mais tecnologias de resposta rápida, como as UHR;
- Separação de lastro e energia: no caso do Brasil, existe ainda a questão da atribuição de garantia física e do lastro necessário para contratos de energia. Como a contribuição de uma UHR em termos de energia é em média negativa, não seria possível atribuir uma garantia física seguindo a metodologia aplicada às hidrelétricas. Uma alternativa seria implementar uma regulação de parques híbridos, no qual uma UHR poderia se combinar à geração renovável variável no cálculo da garantia física.
- Contratos de energia de longo prazo: o ACR concentra os contratos de prazo maior, portanto seria necessário permitir uma gama maior de tecnologias nos leilões do mercado regulado.

Mercados de serviços ancilares

Internacionalmente, parte importante e crescente da receita das UHR é obtida nos mercados de serviços ancilares. No Brasil, alguns serviços não são remunerados (reserva primária, suporte de reativos), enquanto outros são remunerados pelos custos dos equipamentos, além de uma receita anual (reserva secundária, reestabelecimento).

- Permitir que maior gama de tecnologias preste serviços ancilares, como reserva secundária - restrita atualmente a hidrelétricas - e reserva de potência operativa - restrita por regulação a usinas termelétricas;
- Remunerar adequadamente os recursos de reservas e outros serviços ancilares, de forma igualitária entre tecnologias, que reconheça seus custos de oportunidade e leve à eficiência de alocação e operação;
- Remunerar não só a disponibilidade, mas o desempenho no provimento dos serviços, como a maior velocidade de reposta;
- Recompensar o provimento de outros serviços ancilares que ainda não têm remuneração (reserva primária, reestabelecimento).

Mercados de capacidade

No mecanismo atual de capacidade, baseado em contratos de longo prazo lastreados em garantia física (energia), o armazenamento poderia ser associado a tecnologias de geração renovável variável para prover uma "energia firme". Isso dependeria de uma regulação sobre parques híbridos.

Caso seja desenvolvido um mecanismo de capacidade baseado em potência, esse pode ser também aberto a uma gama de tecnologias, como geradores, armazenamento e resposta da demanda. Nesse caso, se costuma exigir que a capacidade ofertada por ativos de armazenamento possa ser mantida por determinado número de horas. Um número de horas mais alto atua como uma restrição à entrada do armazenamento, principalmente recursos de menor porte.

Referências

Ela, E. et al. The role of pumped storage hydro resources in electricity markets and system operation. Conference Paper NREL CP-5500-58655. Maio de 2013.

EPE. Estudos de Inventário de Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR) - EPE-DEE-NT-006/2019-r0). Fevereiro de 2019.

5.2. Baterias

De acordo com EPE (2018), as tecnologias de armazenamento de energia servem para preencher as lacunas temporais e geográficas (quando acopladas a outros componentes da infraestrutura energética) entre a oferta e a demanda de energia. Podem ser implementadas de grandes a pequenas escalas, de maneira distribuída e centralizada, em todo o sistema de energia. Enquanto algumas tecnologias estão maduras ou quase maduras, a maioria ainda está nos estágios iniciais de desenvolvimento e exigirá atenção adicional antes que seu potencial possa ser totalmente percebido (IEA, 2014). Em todos os casos, representam carga para o sistema, uma vez que devolvem menor quantidade que a armazenada. Estudos de prospecção tecnológica para o setor elétrico brasileiro apontam que as tecnologias de armazenamento de energia permitirão uma maior eficiência operativa dos sistemas elétricos, maior confiabilidade e qualidade no fornecimento da energia (CGEE, 2017).

No Brasil, o uso de sistemas de armazenamento de energia ainda é incipiente, com projetos de pesquisa conduzidos entre concessionárias, institutos de pesquisa e a academia, além de aplicações de menor porte em sistemas isolados. O desenvolvimento e implementação de tecnologias de armazenamento de energia de grande porte requer um esforço conjunto de P&D, além de ações regulatórias e a aplicação de políticas industriais para desenvolver o mercado.

Sobre as baterias há uma avaliação quanto os minerais, segundo o DNPM (ou CPRM) que remete a 48.000 toneladas de lítio, em 2013, enquanto missões prospectivas mais recentes trabalham para validar cerca de 1 milhão de toneladas (DNPM, 2016), com a capacidade típica de armazenar 150 kWh/t. Cabe destacar que a utilização de baterias pode ser independente da exploração do minério nacional.

Segundo os estudos da CGEE (2017), observa-se a necessidade do desenvolvimento de baterias de alta densidade de energia, com elevadas taxas de carga (carregamento rápido) e descarga (capacidade de atender a elevados picos de demanda) e longa vida útil (capaz de realizar milhares de ciclos de carga e descarga), com baixa perda de capacidade ao longo da vida útil. Além disso, é

conveniente que essas tecnologias possuam materiais inertes ou de baixa agressividade ao meio ambiente.

Tipos de Bateria

Existem diferentes tipos de baterias que se distinguem entre si pelo material utilizado para compor os eletrodos e o eletrólito. Serão descritos, brevemente, os principais tipos de baterias apropriadas para aplicações em sistemas de potência e as características específicas de cada uma delas. Ao final apresenta-se um quadro resumo.

Chumbo-Ácido: A bateria de Chumbo-Ácido vem sendo utilizada há décadas, principalmente na indústria automotiva, tendo assim, sua tecnologia consolidada no mercado.

Neste tipo de bateria o ânodo é composto de Chumbo metálico (Pb), o cátodo de Dióxido de Chumbo (PbO_2) e o eletrólito composto por ácido sulfúrico (H_2SO_4).

A principal vantagem desse tipo de bateria é seu custo de instalação, que é inferior ao das alternativas concorrentes, em virtude do seu alto grau de maturidade tecnológica.

Íon-Lítio: As baterias de Íon-Lítio tem sido largamente utilizadas na indústria eletroeletrônica ao longo dos últimos 38 anos, o que favoreceu o avanço acelerado desta tecnologia ao longo desse período, principalmente em resposta a demanda por aperfeiçoamento, cada vez mais exigida pelo mercado de dispositivos móveis.

Nas primeiras baterias de Íon-Lítio, o ânodo era formado por grafite (C_6), o cátodo por Óxido de Lítio Cobalto ($LiCoO_2$) e o eletrólito composto de uma mistura de solventes orgânicos e sais de Lítio.

As principais vantagens da tecnologia Íon-Lítio, em geral, são sua alta eficiência, geralmente superior a 90%, seu tempo de vida elevado em termos de ciclos de

carga e descarga, densidade de energia elevada, baixa ocorrência de auto-descargas e ausência do efeito de memória.

As desvantagens dessa tecnologia estão associadas principalmente aos riscos de explosão, em caso de sobrecarga e aquecimento, provocados pela presença de material orgânico, o que exige o investimento em sistemas de monitoramento e proteção.

Segundo projeções da IRENA (International Renewable Energy Agency) [17], a redução do custo de instalação da tecnologia de Íon-Lítio deve ser de até 61% até 2030.

Sódio-Enxofre: As baterias de Sódio-Enxofre (NaS), utilizam um material sólido (beta-alumina) como eletrólito e materiais líquidos como eletrodos, sendo o ânodo composto por Sódio (Na) e o cátodo composto por Enxofre (S). Para ocorrência da reação eletroquímica é necessário que a temperatura de operação da bateria esteja na faixa de 300 a 400°C.

Essa tecnologia possui como principal característica a sua alta densidade de energia, o que proporciona maior capacidade de armazenamento de energia em equipamentos mais compactos e sua capacidade de descarregar continuamente por longos períodos de tempo, tornando-a mais propícia que a tecnologia de Íon-Lítio para aplicações de gerenciamento de energia em sistemas de potência.

O aspecto econômico praticamente inviabiliza sua aplicação comercial, pois embora seu custo de instalação seja baixo, os custos operacionais, associados a manutenção de um sistema capaz de manter a temperatura da bateria na faixa de operação referida, são altos.

Baterias de Fluxo: Essa tecnologia é baseada na utilização de materiais líquidos, apenas. Os dois compostos responsáveis pela redução e pela oxidação, são dissolvidos no eletrólito e são mantidos em tanques separados. Para a ocorrência da reação eletroquímica, os dois eletrólitos são bombeados para o interior da célula, onde ocorre a reação de oxirredução. Os dois eletrólitos nunca se misturam, porém,

sendo mantidos sempre separados por uma membrana que permite apenas a passagem de íons de um meio para o outro.

Dentre as baterias de fluxo, destacam-se as baterias de Redox de Vanádio (VRFB) e as características principais desta tecnologia são sua elevada expectativa de vida, superior a 12.000 ciclos de carga e descarga e a viabilidade de realização de descargas profundas sem causar impacto à vida útil do equipamento.

Como desvantagens encontram-se o risco de vazamento do líquido e a necessidade de instalação de sistemas de monitoração, bombeamento e gerenciamento do fluxo no interior do equipamento, o que gera custos elevados de manutenção e operação. Adicionalmente, destaca-se o valor elevado do principal componente do sistema, o Vanádio, tornando sua aplicação comercial pouco competitiva frente as demais tecnologias. Na Tabela 1 a seguir são comparados as tecnologias de baterias.

Tabela 1 – Características das tecnologias de baterias

	Chumbo-ácido	Íon-Lítio	Sódio-Enxofre (NaS)	Bateria de Fluxo (VRFB)
Densidade de Energia (Wh/L)	50 - 100	200 - 735	140 - 300	15 - 70
Densidade de Potência (W/L)	10 - 700	100 - 10.000	120 - 160	1 - 2
Eficiência (%)	80 - 82	92 - 96	80 - 84	70
Auto-descarga (% por dia)	0.09 - 0.4	0.09 - 0.36	0.05 - 1.0	0 - 1.0
Profundidade de Descarga (%)	50 - 60	84 - 100	100	100
Vida Útil (Ciclos completos)	250 - 2.500	500 - 20.000	1.000 - 10.000	12.000 - 14.000
Custo de Instalação (USD/kWh)	105 - 473	200 - 1.260	263 - 735	315 - 1.050

Fonte: IRENA [17]

De acordo com (DNPM, 2016), os fatores portadores de futuro que aportam a evolução da maturidade das respectivas rotas são apresentados no quadro a seguir:

Quadro 1 – Evolução esperada do armazenamento em baterias

Temática	Rota	Dado	Período					
			2016	2020	2025	2030	2040	2050
Temática Armazenamento eletroquímico	Baterias	Fatores portadores de futuro	Investimentos iniciais (R\$) na cadeia de CT&I e de produção, aumento da demanda por sistemas de armazenamento via baterias	Desenvolvimento de microrredes e GD, planejamento de uso da tecnologia de armazenamento eletroquímico	Sistemas de integração entre fontes e sistemas de armazenamento desenvolvidos, protótipo operante e metodologias e métricas para análise de resultados desenvolvidos	Tecnologias e métodos de implantação dos sistemas de armazenamento e tecnologias de O&M e sistema de monitoramento maduros. Base técnica e de fomento ativos para o desenvolvimento contínuo da rota e estudo ininterrupto com foco na redução em custos de fabricação.		
			Maturidade	MÉDIO		ALTO		

Valoração dos serviços e externalidades

Pela amplitude de serviços oferecidos pelo armazenamento de energia, são vários os benefícios que esta tecnologia pode prover ao sistema de energia. Os benefícios podem ser financeiros, ambientais, de confiabilidade e benefícios do sistema elétrico.

Políticas e Desenho de Mercado

O armazenamento de energia, principalmente baterias, é uma das principais ferramentas para atingir os objetivos de política energética de longo prazo e, portanto, qualquer mudança no atual desenho de mercado deve criar condições para permitir a integração de novos tipos de demandas flexíveis no mercado.

Barreiras regulatórias, quando presentes, precisam ser removidas para liberar o potencial de baterias. Alguns pontos são primordiais para o pleno desenvolvimento de baterias e são elencados abaixo:

Precificação horária – Preços de mercados dinâmicos são necessários para revelar os preços de recursos flexíveis. Não apenas o preço de energia deve ser variável, mas também deve refletir a ativação de fontes de armazenamento;

Participação no mercado de energia – A participação de baterias é ponto importante, seja diretamente pelos consumidores de energia de qualquer porte ou via uma terceira parte, com um agregador independente;

Integração ao mercado – Para a integração ao mercado, os subsídios à bateria devem permanecer limitados ao necessário para alcançar os objetivos da política energética e iniciar o desenvolvimento da tecnologia. Esta tecnologia deve atingir seu potencial econômico em concorrência justa com as outras fontes de energia.

Além das aplicações junto às instalações de transmissão e de serviços ancilares, o mercado de energia para baterias, junto à geração, também pode se viabilizar de maneira semelhante ao apontado para as chamadas usinas híbridas. Em sendo permitida a contratação de um MUST menor que a capacidade da usina, haveriam cortes de geração, que podem ser minimizados com a instalação de baterias para descarga nos momentos de menor uso da rede.

Referências

Empresa de Pesquisa Energética – EPE. **NOTA TÉCNICA PR 04/18. Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050**. Setembro 2018.

DNPM. Departamento Nacional de Pesquisa Mineral. **Sumário Mineral**. 2016.

CGEE [CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS]. **Prospecção tecnológica no setor de energia elétrica**: Evolução tecnológica nacional no segmento de geração de energia elétrica e armazenamento de energia. Brasília, DF: 2017. 398 p.

5.3. Hidrogênio

O uso do hidrogênio pode se dar por meio de sua queima direta ou por células a combustível. Entende-se, no entanto, que o aproveitamento desse gás ainda depende da implantação de uma infraestrutura específica (produção,

armazenamento, transporte, distribuição e conversão), o que passa por barreiras técnicas, econômicas e institucionais (CGEE, 2010).

Dentre as tecnologias de obtenção do hidrogênio destacam-se a reforma de combustíveis, a gaseificação de biomassa e a eletrólise da água. Dado que tais formas de produção normalmente resultam em balanço energético negativo, entende-se que o aproveitamento do hidrogênio no setor elétrico fica restrito a aplicações de armazenamento energético, sendo necessária sua estocagem para posterior conversão em energia elétrica.

Desse modo, é possível, por exemplo, utilizar eventuais excedentes de energia elétrica (vertimento turbinável em hidrelétricas, corte de fontes não-controláveis por limitações de injeção na rede, etc.) para produção de hidrogênio por meio da eletrólise da água, estocando esse combustível para uso em momento posterior, de maneira análoga a uma bateria química.

Por outro lado, a exploração de poços de hidrogênio, puro ou consorciado a outros gases, reduz significativamente os custos de sua obtenção, permitindo uma evolução mais rápida do seu aproveitamento. Essa forma de obtenção, no entanto, ainda está em fase inicial no mundo (EPE, 2018).

Embora não se trate de uma aplicação direta no setor elétrico, convém mencionar o desenvolvimento, em estágio mais avançado, de células a combustível para aplicações veiculares, que podem trazer impactos ao sistema elétrico a depender da forma de obtenção do hidrogênio.

Referências

EPE [Empresa De Pesquisa Energética]. **Recursos Energéticos: Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050**. Nota Técnica PR 04/18. Rio de Janeiro, 2018.

CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS - CGEE. **Tecnologias críticas e sensíveis em setores prioritários: Hidrogênio energético no Brasil - Subsídios para políticas de competitividade: 2010-2025**. Brasília, 2010.

6. Small Modular Reactor (SMR)

SMR (Small Modular Reactor), ou reator nuclear de pequeno porte, consiste em um conceito que engloba uma gama de tecnologias de reatores de fissão nuclear. No entanto, existem alguns aspectos comuns que caracterizam as tecnologias SMR: (i) potência instalada menor em relação a reatores convencionais (uma ordem de grandeza inferior ou menos); (ii) projeto padronizado; (iii) projeto concebido para montagem em fábrica.

As tecnologias SMR buscam abordar questões de financiamento associadas aos reatores de grande escala. As dificuldades de financiamento representam uma das principais barreiras enfrentadas pelo setor, devido às complexidades e ao alto valor do investimento necessário para a implantação de usinas nucleares convencionais. Embora ocorram perdas de economia de escala, as tecnologias SMR buscam redução de custos por meio da minimização da necessidade de construção/montagem em campo e por meio da produção em série, dado o projeto padronizado.

Para o contexto do setor elétrico brasileiro, entre as barreiras identificadas para uma inserção significativa da tecnologia SMR no longo prazo, destacam-se:

- custo;
- monopólio do Estado;
- incerteza sobre o arcabouço regulatório;
- licenciamento por empreendimento;
- limitação técnica de flexibilidade de geração; e
- incompatibilidade de escala para a aplicação potencial.

Para cada uma das barreiras destacadas acima, são explicadas a seguir as causas do problema e possíveis intervenções a serem realizadas de forma a facilitar a inserção da tecnologia.

Custo. Embora, pela perspectiva da livre concorrência, não seja rigorosamente uma barreira, o alto custo previsto para a energia proveniente de SMR merece atenção especial. Mesmo que as demais barreiras sejam removidas, o custo ainda representará um grande desafio. Para ganhar competitividade, a perda de economia

de escala deverá ser compensada com ganhos de produção em série, além de investimentos em pesquisa e desenvolvimento. No entanto, especificamente em relação à possibilidade de alterações do modelo setorial, não se identifica nenhuma oportunidade.

Monopólio do Estado. O monopólio do Estado na indústria nuclear, estabelecido pela Constituição Federal, provavelmente dificultaria uma inserção significativa da tecnologia SMR no setor elétrico brasileiro. Considerando que o sucesso dessa tecnologia dependeria da disseminação de um grande número de unidades de geração, é possível que a concentração da operação no âmbito do Estado representasse um fator limitante para o seu potencial de expansão. A alteração dessa condição dependeria de uma proposta de emenda constitucional, a ser apreciada pelo Congresso Nacional.

Incerteza sobre o arcabouço regulatório. Por ser uma tecnologia em estágio pouco maduro, ainda não há referências para o processo de licenciamento de novas unidades de geração no Brasil. Além disso, por ser uma tecnologia de pequena escala, espera-se que haja grande preocupação, tanto por parte da sociedade como do regulador, com a perspectiva da disseminação de um grande número de reatores nucleares pelo território nacional, bem como com a possibilidade de operação menos assistida, dado que essa tecnologia provavelmente terá como nicho os sistemas isolados. Essas indefinições representariam um risco adicional e desestimulariam investimentos. No entanto, especificamente em relação à possibilidade de alterações do modelo setorial, não se identifica nenhuma oportunidade.

Licenciamento por empreendimento. Caso seja mantida a forma como o licenciamento é realizado atualmente, cada unidade de geração SMR teria que ser submetida a um processo de licenciamento específico, levando em conta inclusive o local de instalação da unidade. O licenciamento não seria realizado por projeto de reator, de forma semelhante a uma certificação de produto. A realização de licenciamento individualmente por empreendimento proporcionaria mais incerteza, tenderia a atrasar a implantação e conseqüentemente desestimularia investimentos. No entanto, especificamente em relação à possibilidade de alterações do modelo

setorial, não se identifica nenhuma oportunidade. Entende-se que o assunto ainda deva ser debatido de maneira mais ampla.

Limitação técnica de flexibilidade de geração. Considerando que, no Brasil, os reatores SMR provavelmente teriam como nicho os sistemas isolados, provavelmente seria necessário que essa tecnologia demonstrasse capacidade técnica e econômica de variação do nível de geração de forma a acompanhar flutuações da carga. No entanto, especificamente em relação à possibilidade de alterações do modelo setorial, não se identifica nenhuma oportunidade.

Incompatibilidade de escala para a aplicação potencial. Considerando que muito provavelmente a competitividade da tecnologia SMR esteja condicionada à produção em série de reatores padronizados, é possível que não se disponha de produto com potência nominal compatível com a aplicação potencial que se espera dessa tecnologia no Brasil. No entanto, especificamente em relação à possibilidade de alterações do modelo setorial, não se identifica nenhuma oportunidade.

7. Repotênciação de Usinas Hidrelétricas

Estimativas² do setor hidrelétrico global indicam que por volta de 2030 mais da metade da capacidade hidrelétrica mundial terá passado por repotenciação ou modernização de suas instalações e que em 2050 todas as usinas atualmente instaladas deverão ter passado por alguma ação do tipo. Embora o Brasil detenha a hidroeletricidade como sua base de suprimento, investimentos em ações de recondicionamento e melhorias no parque com vistas a ganhos de eficiência na conversão energética e incremento de capacidade instalada são esporádicos. De forma que devido às complexidades envolvidas, observa-se a necessidade de discussão sobre medidas que orientem ou acelerem os investimentos no intuito de promover a boa gestão do parque hidrelétrico.

Em dezembro de 2018 o Brasil contabilizou com 107.768.027 kW³ de potencial hidrelétrico instalado. Conforme os critérios adotados no Relatório de Repotenciação de Usinas Hidrelétricas, que será publicado em breve pela EPE, foram selecionadas como usinas candidatas aquelas com potência instalada igual ou superior a 100 MW e mais de 25 anos de operação e deduzidas as usinas que já realizaram modernização de suas instalações. O conjunto de usinas candidatas à repotenciação totaliza 49.973 MW distribuídos em 51 usinas nos 4 subsistemas.

O avanço da tecnologia de materiais e de projeto permite adotar parâmetros mais elevados de rendimento para turbina, de 94%, e para gerador, 98,3%, e melhorar os índices de disponibilidade de referência. O progresso técnico também permitiria dotar o parque hidrelétrico de um adicional de potência de até 20% (10.000 MW) sem que fossem necessárias extensas obras civis. Ao final do processo de repotenciação o parque hidrelétrico brasileiro passaria a prover mais energia e potência sem avanço físico sobre novos sítios e traria sensíveis ganhos de redução dos custos operativos do SIN.

O processo de realização de investimentos em recapacitação no Brasil não tem se mostrado eficiente. Entre as hipóteses identificadas estão: inatratividade econômica do incremental energético; inexistência de remuneração por capacidade instalada; o

² <https://www.hydropower.org/topics/operations/modernisation>

³ Banco de Informações da Geração ANEEL, consultado em 03/12/2018.

período final de concessão; incertezas quanto ao retorno de investimentos significativas frente a possível não renovação da concessão; no caso de usinas cotistas a energia repotenciada é alocada de forma desproporcional para o ambiente ACR, esvaziando a atratividade econômica da medida; e dificuldades regulatórias quanto aos conceitos de ampliação. Também há questões de direitos sobre alocações e retorno dos recursos econômicos realizados, pois investimentos individuais conduzem a ganhos coletivos, dada a operação otimizada do SIN.

O assunto Repotenciação é da mais alta importância para o setor elétrico brasileiro. A título de ilustração dos benefícios econômicos proporcionados para o SIN pela repotenciação, realizou-se um exercício (a ser publicado na Nota Técnica da EPE) da quantificação da energia hidráulica não convertida em função da degradação dos equipamentos. Os resultados da simulação mostram que o SIN incorre em elevados custos operativos, penalizando todos os agentes. Salienta-se que tal custo pode subir bruscamente caso uma das usinas seja acometida em falta irreversível decorrente de não-investimentos na conservação dos equipamentos. Os prejuízos ao SIN seriam não somente individuais como coletivos, já que o atendimento da carga é realizado considerando otimalidades de todo parque instalado.

Deve-se ter em primeiro plano que o parque hidrelétrico brasileiro terá de ser inexoravelmente repotenciado. O momento é de conceituar os mecanismos capazes de promover essa recapacitação num regramento amplo, abrangente e eficiente tanto sob os aspectos técnicos quanto sob os aspectos econômicos de um cenário de setor elétrico modernizado.

Referências

EPE [Empresa De Pesquisa Energética]. **Nota Técnica de repotenciação (em elaboração).**

ANEEL. BIG – Banco de informações da Geração. www.aneel.gov.br

Hydro Life Extension Modernization Guide, Volume 3: Electromechanical Equipment, EPRI, Palo Alto, CA: 2001. TR-112350-V3.

Hydro Life Extension Modernization Guides: Volume 2 Hydromechanical Equipment, EPRI, Palo Alto, CA: 2000. TR-112350-V2.

IEA. Technology Roadmap: Hydropower. 2012

IEEE Guide for the Rehabilitation of Hydroelectric Power Plants," in IEEE Std 1147-2005 (Revision of IEEE Std 1147-1991), vol., no., pp.0_1-51, 2006 doi: 10.1109/IEEE-STD.2006.99379

IRENA. Renewable Energy Cost Analysis - Hydropower. 2012

8. Tecnologias para o Sistema de Transmissão

A evolução do sistema de transmissão é fundamental para permitir que os agentes de mercado tenham livre acesso à rede, possibilitando o estabelecimento de um ambiente propício para a competição na geração e na comercialização de energia elétrica no sistema interligado. A expansão da rede também é importante para assegurar limites adequados na interligação entre os submercados de energia elétrica, o que viabiliza a equalização dos preços da energia por meio da minimização dos estrangulamentos entre os submercados, resultando na adoção de um despacho ótimo do parque gerador.

Para os próximos anos, espera-se um crescimento contínuo da participação das fontes renováveis na matriz energética brasileira, principalmente as fontes eólicas e fotovoltaicas, que têm como característica uma acentuada intermitência, inerente à natureza variável dos recursos que são utilizados por estas fontes. Em função dessa característica, além da questão da concentração dos maiores potenciais na região Nordeste, espera-se uma expansão contínua do sistema de transmissão, visando não só ampliar a capacidade de escoamento local e de intercâmbio entre os submercados, mas também prover o sistema de flexibilidade e controlabilidade, de modo que se garanta a segurança da operação diante de uma diversidade de cenários de disponibilidade de geração cada vez maior. Dentro desses requisitos de flexibilidade e controlabilidade, se enquadram os dispositivos FACTS (*Flexible Alternating-Current Transmission System*), que são tecnologias baseadas em eletrônica de potência desenvolvidas com o objetivo de melhorar o controle e a estabilidade do sistema, possibilitando aumentar a capacidade de transferência de energia entre determinados pontos da rede. Dentre a diversidade de dispositivos FACTS disponíveis no mercado, os mais utilizados no sistema brasileiro são os compensadores estáticos (SVC). Outros dispositivos baseados em eletrônica de potência são os elos de corrente contínua (HVDC), que apresentam uma crescente aplicação no nosso sistema.

Outro aspecto importante a ser observado, refere-se às dificuldades socioambientais e fundiárias para a expansão do sistema de transmissão, tornando-se estratégico planejar a rede considerando alternativas de troncos de transmissão

com capacidades operativas cada vez mais elevadas, seja em corrente alternada ou em corrente contínua, visando uma maior eficiência do uso das faixas de servidão. No caso de regiões metropolitanas ou de grandes capitais, há uma forte potencialidade de aplicação de linhas subterrâneas de alta capacidade, além do uso de subestações compactas isoladas a gás (GIS – *Gas Insulated Substation*).

Cabe destacar que, de uma forma geral, a decisão pela inserção de uma nova tecnologia no sistema de transmissão deve sempre considerar o grau de maturidade da tecnologia no mercado mundial, verificando questões relacionadas aos custos envolvidos, dado que essas informações não constam do Banco de Preços de Referência da ANEEL⁴, sendo, portanto, necessária a obtenção dessas informações a partir de consultas formais junto aos fabricantes, além de verificar a hipótese de existência de algum monopólio de mercado, o que inviabilizaria, nesse caso, toda a competitividade do processo licitatório.

8.1. Elos de Transmissão em Corrente Contínua com Multiterminal

Atualmente no Brasil, os sistemas de transmissão em corrente contínua (HVDC), tanto os em operação quanto os que estão em fase implantação, possuem como característica a ligação ponto a ponto, ou seja, são dotados de duas estações conversoras. Essa característica se justifica pelo fato de que esses elos foram concebidos com o objetivo de escoar a energia de grandes complexos hidrelétricos para os centros de carga. Considerando que a expansão da oferta segue com uma tendência de maior distribuição espacial, principalmente devido à contratação das fontes renováveis que naturalmente seguem os locais/regiões de maior disponibilidade de recursos, a alternativa de sistemas HVDC multiterminal torna-se uma potencialidade de aplicação no sistema de transmissão brasileiro, uma vez que a possibilidade de instalação de três ou mais conversoras permitiria, por exemplo, coletar a geração de, ao menos, dois pontos diferentes da rede e escoar essa energia para um ponto de grande concentração de carga.

Embora o HVDC multiterminal seja uma tecnologia já utilizada em outros países, a sua aplicação no Brasil deve ser estudada de forma aprofundada, principalmente no que diz respeito aos critérios de segurança e confiabilidade. Uma das características

⁴ Resolução Homologatória ANEEL nº 758, de 06 de janeiro de 2009.

inerentes ao sistema HVDC multiterminal é que, diferentemente dos elos ponto a ponto, no caso de ocorrência de uma falha simples em um dos polos da LT CC, todas as conversoras conectadas são desligadas temporariamente, o que pode caracterizar uma perturbação de grande impacto para o sistema interligado.

8.2. Uso Eficiente dos Corredores de Transmissão

Visando maior eficiência do uso das faixas de servidão, principalmente por conta das dificuldades socioambientais e fundiárias, há uma gama de alternativas tecnológicas a serem exploradas nos estudos de expansão da transmissão que propiciam maiores capacidades de transporte nos corredores, dentre as quais citam-se:

- Linhas de transmissão em Ultra Alta Tensão (UAT), com tensão nominal igual ou superior à 1000 kV;
- Condutores termorresistentes de alta ampacidade, podendo ser utilizados para a recapacitação de linhas de transmissão existentes ou em novos circuitos;
- Linhas de transmissão com configuração para potência natural (SIL) elevada; e
- Transmissão em corrente contínua com tecnologia *Voltage Sourced Converter* (VSC), que, diferentemente dos sistemas HVDC convencionais, é aplicável em redes mais fracas.

Ainda sob a ótica de obtenção de maior capacidade de transporte nos corredores de transmissão, há ainda o conceito do DLR (*Dynamic Line Rating*), que é uma ferramenta que calcula a capacidade da linha de transmissão em tempo real, levando em conta as condições operacionais e ambientais instantâneas, em vez de assumir uma capacidade fixa. O DLR pode ser um importante recurso operativo, permitindo que o operador possa utilizar capacidade adicional quando disponível e, assim, aumentar a margem de segurança do sistema, ou mesmo postergar a necessidade de expansão da rede. Cabe ressaltar que os estudos de aplicabilidade do DLR no sistema brasileiro deverão levar em consideração a eventual necessidade de adequações nos Procedimentos de Rede e nos Contratos de Prestação do Serviço de Transmissão (CPST).

8.3. Linhas de Transmissão Subterrâneas em Extra Alta Tensão e Subestações Compactas (GIS)

Apesar de não ser uma tecnologia nova, existindo, inclusive, em nosso sistema interligado linhas de transmissão subterrâneas e subestações compactas GIS em operação há mais de 30 anos, houve um importante avanço na tecnologia de isolamento, o que tem propiciado uma significativa redução dos custos implantação e, também, da complexidade de instalação, manutenção e operação. Como exemplo de evolução na tecnologia de isolamento, tem-se o cabo isolado em XLPE, que vem sendo utilizado em larga escala no Brasil (redes de distribuição, rede interna de parques eólicos, etc.) e no mundo.

Se comparadas às soluções aéreas convencionais, as linhas de transmissão subterrâneas e as subestações compactas ainda apresentam um custo bastante superior, o que justifica a sua aplicação apenas em situações de inviabilidade de solução aérea ou em regiões de elevado custo fundiário.

9. Blockchain

Blockchain é uma tecnologia de registro distribuído que usa o armazenamento descentralizado para registrar os dados de todas as transações. A Blockchain funciona como um livro-razão, só que de forma pública, compartilhada e universal, que cria consenso e confiança na comunicação direta entre duas partes, ou seja, sem o intermédio de terceiros. Os registros, apesar de distribuídos, são criptografados, fazendo com que as pessoas não conheçam o conteúdo, apenas os computadores leem o conteúdo para verificar a sua validade. Isso faz com que a tecnologia Blockchain seja bastante segura e confiável para todos, eliminando a necessidade de um agente intermediário para confirmar a transação.

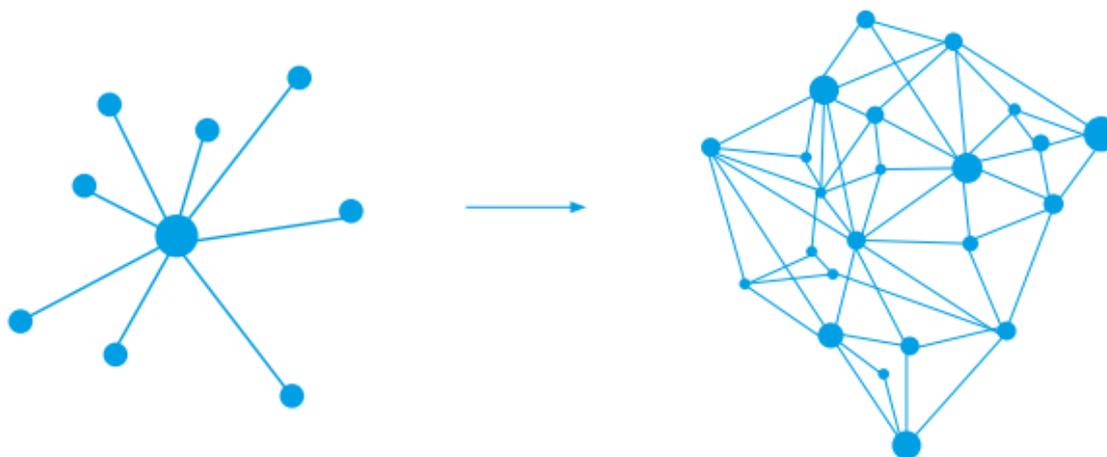


Figura 1 - Modelo tradicional com um terceiro acreditador centralizado e modelo distribuído com blockchain. Fonte: IRENA (2019)

A tecnologia de Blockchain é bastante recente, tendo sido definida em 2008 com a publicação do artigo "Bitcoin: A Peer-to-Peer Electronic Cash System" publicado por Satoshi Nakamoto, e tornada código aberto em 2009. Embora tenha amadurecido bastante ao longo dos últimos anos no mercado financeiro, o uso da Blockchain em outras indústrias ainda se encontra em estágios iniciais, tendo sido alavancado pela proliferação de startups e a proposição de casos de uso com potencial de criar novos modelos de negócio com potencial transformador.

Segundo estudo da PwC sobre a utilização da Blockchain no setor de energia, de maneira geral, as aplicações de hoje podem ser divididas em três grandes categorias com base em seu estágio de desenvolvimento: Blockchain 1.0, 2.0 e 3.0.

A Blockchain 1.0 está associada às criptomoedas, sendo o Bitcoin a principal delas. A Blockchain 2.0 está associada aos Contratos Inteligentes, que representam um protocolo digital para executar automaticamente processos pré-definidos de uma transação sem exigir a participação de um terceiro (por exemplo, um banco). A Blockchain 3.0 ainda representa uma visão de futuro em que os contratos inteligentes são desenvolvidos ainda mais até viabilizarem a criação de Organizações Descentralizadas Autônomas.

9.1. Blockchain Na Indústria da Energia

Segundo a PwC, a utilização de contratos inteligentes em uma rede Blockchain tem o potencial de viabilizar inúmeros casos de uso em variadas indústrias, entre elas a indústria de energia. Por exemplo, seria possível criar um sistema totalmente automatizado de contrato inteligente entre um produtor de energia e um consumidor que, de forma autônoma e segura, regulasse o fornecimento da energia e o pagamento pelo seu uso. Se o cliente não fizesse o pagamento, o contrato inteligente poderia providenciar automaticamente a interrupção do fornecimento de energia até que o pagamento fosse regularizado, desde que as partes tenham previamente concordado em incluir tal mecanismo em seu contrato. O pagamento poderia ser realizado utilizando, por exemplo, criptomoedas, o que eliminaria a necessidade de um banco na intermediação da operação de pagamento.

De fato, com as características da blockchain, como mostra a Figura 2, a tecnologia blockchain pode tornar empresas comercializadoras, de medição e bancos redundantes.

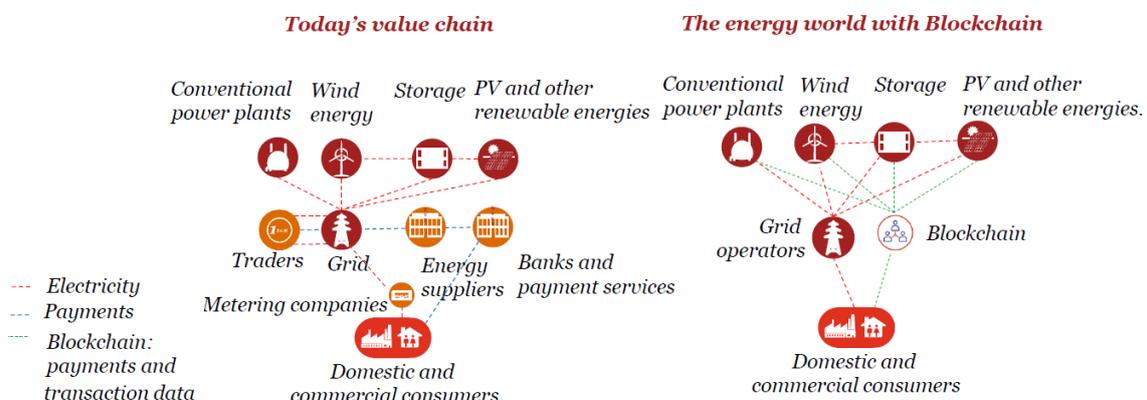


Figura 2 - Potencial da blockchain no setor elétrico. Fonte: PwC (2018)

Hoje em dia, diversas empresas no setor de energia têm desenvolvido aplicações em Blockchain, mas ainda em pequena escala ou em modelo de operações piloto. Na visão de startups de tecnologia ou mesmo de grandes empresas incumbentes do setor de energia, a conjunção entre energias renováveis, geração distribuída e Blockchain apresenta um enorme potencial transformador. Iniciativas na Estônia, com a WePower, na Austrália, com a Power Ledger, ou nos Estados Unidos, com The Brooklyn Microgrid indicam que a Blockchain pode ajudar a viabilizar iniciativas de microgrids, conectando produtores diretamente com consumidores interessados em adquirir energia limpa a custos mais baixos. Na Espanha, gigantes como a Acciona Energy e a Iberdrola utilizam essa tecnologia para emitir certificados de origem de sua energia. Na África do Sul, uma startup chamada The Sun Exchange investiu em um modelo de negócio com Blockchain para viabilizar a construção de plantas solares, vendidas a investidores privados que alugam os módulos a pequenos negócios e comunidades a baixo custo com modelo de pagamento através de Bitcoin. Adicionalmente, empresas de grande porte no setor de energia, como a RWE na Alemanha, têm desenvolvido projetos piloto na área de carga de baterias para Veículos Elétricos utilizando a Blockchain como forma de automatizar o faturamento e a cobrança nos pontos de carga. Pelas suas características de segurança e imutabilidade, a tecnologia de Blockchain pode representar um papel crítico na viabilização de modelos de negócio em mobilidade de energia e veículos elétricos. Embora em estágio ainda inicial, o potencial disruptivo dessa tecnologia não pode ser desprezado.

Segundo dados da IRENA (2019), há cerca de 200 empresas no mundo utilizando a blockchain em aplicações no setor elétrico. A distribuição das aplicações é apresentada na figura a seguir.



Note: Data as of July 2018.

Based on: Livingston et al. (2018), *Applying Blockchain Technology to Electric Power Systems*.

Figura 3 - Principais aplicações da blockchain no setor elétrico. Fonte: IRENA (2019)

9.2. Desafios

No setor de energia, além das dificuldades inerentes ao desenvolvimento da tecnologia propriamente dita, que ainda é recente e apresenta, por exemplo, desafios de escalabilidade para viabilizar altos volumes de transações na medida em que a sua utilização se torne amplamente difundida, a falta de padronização e as dificuldades regulatórias representam desafios adicionais.

Em um futuro próximo, espera-se que uma infinidade de plataformas de código aberto torne-se disponível para aplicações Blockchain, em particular no segmento de energia. Portanto, há uma necessidade urgente de padrões que oferecerão protocolos, vernáculo comum e suporte para interoperabilidade entre várias plataformas Blockchain em Energia, apresentando um grande mercado a ser endereçado. A padronização do uso de Blockchain em energia ajudará a fornecer um entendimento comum que permita mais inovação e efeitos de rede a serem realizados.

Em função disso, o IEEE criou o projeto P2418.5 - Standard for Blockchain in Energy para desenvolver um padrão que forneça um modelo de referência aberto, comum e interoperável para Blockchain no setor de energia. Esse projeto abrange também três aspectos:

- 1- Servir como diretriz para casos de uso de blockchain na indústria de energia elétrica; Indústria de petróleo e gás e indústria de energia renovável e seus serviços relacionados;
- 2- Criar padrões de arquitetura de referência, interoperabilidade, terminologia e interfaces de sistema para aplicações blockchain no setor de energia, construindo um protocolo aberto e uma estrutura de camadas agnósticas de tecnologia;
- 3- Avaliar e fornecer diretrizes sobre escalabilidade, desempenho, segurança e interoperabilidade por meio da avaliação de algoritmo de consenso, contratos inteligentes e tipo de implementação de blockchain, etc., para o setor de energia.

De acordo com Cláudio Lima, Working Group Chair do IEEE Blockchain in Energy, o IEEE está atualmente trabalhando para atender a necessidade de padrões abertos e interoperáveis de Blockchain para a indústria da energia, que é considerado um mercado vertical complexo multi-segmento e multi-domínio, exigindo múltiplas soluções de Blockchain abertas e interoperáveis, onde o conceito de "one-size-fits-all" não se aplica. Nessa nova proposta de padrões, a segmentação de ponta a ponta do grid de energia, com diferentes tipos de frameworks de Blockchain, é usada para endereçar um conjunto particular de aplicações de casos de uso. Cada segmento terá sua própria solução de Distributed Ledger Technology (DLT), que em algum momento pode precisar interoperar com outros segmentos para transferir valor, ativos e tokens entre essas várias plataformas.

Um recente levantamento global de mais de 60 casos de uso de Blockchain no setor de energia realizado pelo grupo de trabalho do IEEE indicou que 80% deles se referem a soluções de Trading e Transactive Energy, o que, aliado à questão de Cyber Security, representam as principais áreas de foco no esforço inicial de padronização.

No Brasil, o seu potencial. Essa etapa irá ajudar na definição da necessidade de nesse momento ainda é extremamente importante capacitar os agentes do setor para entender como a tecnologia e funciona e qual adaptações das regras do setor elétrico brasileiro.

Como orientações gerais para a implementação da tecnologia blockchain, a IRENA indica alguns pontos a serem buscados, mostrados na Figura 4.

<p>TECHNICAL REQUIREMENTS</p> 	<p>Hardware:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Smart grid, smart metering • Smart phones or computers <p>Software:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Blockchain support software • Smart contracts and cloud platforms <p>Communication protocols:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Scale protocols to handle increased transaction loads while maintaining security and increasing speeds • Common interoperable standards along with data storage and identity, smart contracts
<p>POLICIES NEEDED</p> 	<p>Strategic policies could include:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Regulation and supervisory role for promoting safe, efficient and cost-effective electricity transmission and exchange • Regulation for the interaction of new blockchain-based trading and evolution of existing electricity trading regulations • Promotion of decentralised generation
<p>REGULATORY REQUIREMENTS</p> 	<p>Market regulations that enable electricity exchange between consumers and prosumers (for P2P trading applications), and between prosumers and system operators (for grid transactions)</p> <p>Retail market:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Customer and producer support and empowerment • Understanding of the need for open market dynamics • Certainty in the ability of prosumers to freely sell power generated from residential distributed energy resources to other grid-connected consumers <p>Distribution:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Incentivise DSOs to modify their business models and take up the role of a facilitator and supervisor • Organise payment rules for use of the DSO electricity grid and potentially also the use of the TSO grid if exchange over multiple DSOs is needed
<p>STAKEHOLDER ROLES AND RESPONSIBILITIES</p> 	<p>Electricity market participants:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Existing roles in the power sector might shift substantially: retailers may face reduced need if all data (and electricity) is exchanged directly between the electricity producer and the consumer, for example • Organise rules to balance consumption and production, and determine consequences if balance is not achieved; • Empower consumers through P2P trading and transparent, decentralised information sharing

Figura 4 - Requerimentos gerais para implementação de blockchain no setor elétrico.

Fonte: IRENA (2018)

Referências

IRENA (2019). *Innovation Landscape Brief: Blockchain*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

PWC (2018). *Regulators: unblocking the Blockchain in the energy sector*. 5 de junho de 2018. Brussels. 20 slides.

10. Recursos Energéticos Distribuídos

Recursos Energéticos Distribuídos (RED, ou Distributed Energy Resources – DER em inglês) são definidos como tecnologias de geração e/ou armazenamento de energia elétrica, localizados dentro dos limites da área de uma determinada concessionária de distribuição, normalmente junto a unidades consumidoras, atrás do medidor (*behind-the-meter*). A EPE, em seu estudo (EPE, 2018), incluiu as seguintes tecnologias no conceito de RED:

- geração distribuída (GD);
- veículos elétricos (VE) e estrutura de recarga;
- armazenamento de energia atrás do medidor;
- resposta da demanda (RD);
- eficiência energética.

Adicionalmente, no contexto de novas tecnologias, cabe incluir um sexto item, dado o seu papel de catalizador da inserção dos RED:

- Redes elétricas inteligentes.

Nos últimos anos, tem-se observado uma aceleração da inserção dos RED, justificada principalmente pela redução nos custos de investimentos e transação, pela maior disseminação das tecnologias de telecomunicação e controle, e pelo papel mais ativo dos consumidores.

O recente crescimento, associado à característica dos RED, indica que a difusão destas tecnologias apresenta um elevado potencial disruptivo, capaz de transformar profundamente os sistemas elétricos que hoje são predominantemente operados com recursos de maior porte e gerenciados centralizadamente. De fato, o World Energy Council (2017) aponta que já no horizonte entre 2017 e 2025 se deve observar em diversos países a transição de sistemas elétricos predominantemente centralizados para sistemas híbridos. Neste contexto, a transição de um modelo centralizado para um modelo mais distribuído deve alterar os fluxos de energia e aumentar significativamente a complexidade dos sistemas elétricos, conforme ilustra a Figura 5.

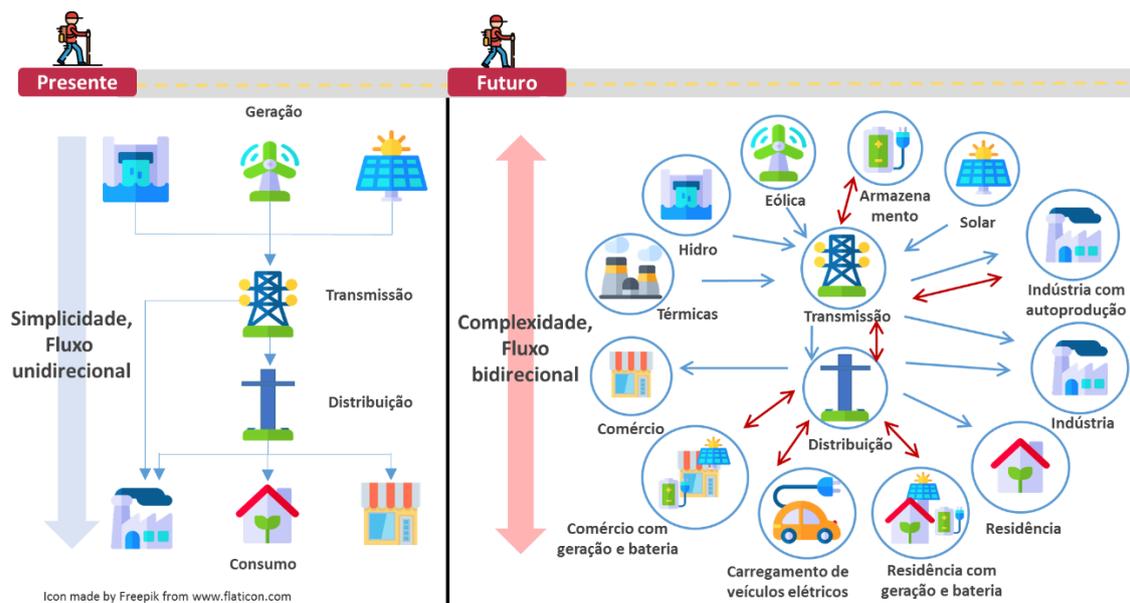


Figura 5 - Sistemas elétricos: presente e futuro. Fonte: NYISO (2017)

As transformações no setor elétrico a partir da inserção em massa de RED irão demandar novas práticas de planejamento da expansão e operação das redes elétricas e da geração de energia.⁵ No entanto, ao mesmo tempo que os RED impõem desafios, pode haver diversos benefícios associados à sua integração ao sistema. Em primeiro lugar, além da contribuição energética, ao considerar a proximidade entre geração e consumo, os RED podem propiciar a redução de perdas elétricas. Adicionalmente, de acordo com MIT(2016, p.290), os RED podem oferecer confiabilidade suficiente para os operadores do sistema em situações extremas se estiverem em locais ideais e forem operados nas horas certas. Tal fato pode inclusive reduzir o custo sistêmico de atendimento à demanda, fazendo com que possivelmente usinas mais caras não precisem ser acionadas, e substituindo ou postergando investimentos convencionais em infraestrutura.⁶

Além disso, mecanismos “inteligentes” de integração e gerenciamento desses recursos estão em intenso desenvolvimento e isso deve contribuir para ampliar os

⁵ Um detalhamento dessas medidas foi apresentada pela EPE na Nota de Discussão “Recursos Energéticos Distribuídos – Impactos no Planejamento Energético” (EPE, 2018).

⁶ Internacionalmente, tem ganhado força o conceito de “*non-wire alternatives*”, que utiliza soluções não tradicionais em Transmissão e Distribuição, como os RED ou ferramentas de gerenciamento de rede, para adiar ou substituir a necessidade de atualizações de equipamentos específicos, como linhas de T&D ou transformadores, através da redução da carga.

potenciais ganhos de eficiência obtidos a partir da inserção de mais RED. Como exemplo, pode-se citar a figura dos “agregadores” de recursos energéticos distribuídos, que formam plantas virtuais e as despacham no mercado de eletricidade. Há inclusive a possibilidade de que estes agregadores utilizem a tecnologia *blockchain* para integrar informações locais, otimizar redes locais, oferecendo serviços energéticos a baixo custo com a utilização de *smart contracts* (PWC, 2017).

Assim, os RED têm sido indutores de profundas mudanças no setor elétrico em todo o mundo. Um resumo sobre cada RED e um roadmap para a inserção dos RED no Brasil são apresentados na sequência. Para um detalhamento maior dos temas, consultar a Nota Técnica publicada pela EPE, intitulada “Potencial de Recursos Energéticos no Horizonte 2050”, disponível através do link a seguir, na pasta “Relatórios EPE”:

<http://www.mme.gov.br/web/guest/publicacoes-e-indicadores/relatorio-do-pne-2050>

10.1. Geração Distribuída De Eletricidade

A Geração Distribuída pode ser classificada em duas tipologias. A de pequeno e médio porte — conectada à rede de distribuição, até 5 MW, conforme a Resolução 482/2012 da ANEEL —, e a de grande porte — autoprodução, conectada à rede, sem limite de potência, localizada junto às unidades consumidoras para consumo próprio.

A primeira tipologia segue a classificação da menor escala estabelecida, é a micro ou minigeração. Essa tipologia corresponde aos geradores de pequena escala que seguem uma lógica de decisão totalmente dispersa e dependente das realidades dos consumidores individuais. O segundo tipo é a autoprodução industrial, geração que segue a lógica de investimento industrial de grandes projetos. A Cogeração ou Multigeração, esquemas onde além da geração de energia elétrica ainda há produção de utilidades, costuma fazer parte dos projetos de autoprodução.

Dado o seu potencial disruptivo, aqui será dado destaque à geração distribuída de pequeno e médio porte. No Brasil, o instrumento que viabilizou a conexão de pequenos e médios geradores ao sistema de distribuição foi Resolução Normativa

(REN) nº 482/2012 da ANEEL, que instituiu o modelo de *net-metering* no País. Este regulamento criou as figuras do micro e do minigerador distribuído (MMGD). Em 2015, o regulamento foi aprimorado, de modo a tornar o processo de conexão mais célere e ampliar o acesso à geração distribuída para um número maior de unidades consumidoras. Atualmente, a resolução permite a conexão de geradores de até 5 MW na rede de distribuição, a partir de fontes renováveis de energia ou cogeração qualificada. É possível afirmar que, atualmente, o Brasil possui um dos modelos regulatórios mais favoráveis do mundo para quem quer gerar sua própria eletricidade.

No entanto, o modelo de *net-metering*, em conjunto com o uso de tarifas monômias, também traz um problema para o equilíbrio das tarifas de energia elétrica. A justificativa é a de que a distribuidora tem custos fixos e variáveis embutidos na sua tarifa, e que o gerador, ao reduzir sua conta, deixa de contribuir com as duas parcelas, embora não reduza os dois custos. Logo, os custos fixos devem ser cobertos pelos demais consumidores através de aumentos na tarifa. Por outro lado, quando posicionada em lugares adequados, a GD pode reduzir perdas de energia e aliviar a carga das redes de transmissão e distribuição, postergando novos investimentos de reforço. Portanto, o desafio para os próximos anos é criar condições que estimulem a difusão da GD nos locais que tragam maior valor ao sistema, e que ao mesmo tempo não onerem outros consumidores e que não comprometam a continuidade dos serviços de distribuição.

Desse modo, é oportuno que seja instituída política pública para a inserção de micro e mini geração distribuída, agregando também mecanismos ao planejamento setorial, de modo a definir diretrizes para o setor.

10.2. Veículos Elétricos

A eletrificação veicular é uma tendência mundial que está alinhada com os objetivos de descarbonização das economias, redução de emissões de poluentes locais nas grandes cidades, segurança energética e o futuro das redes elétricas.

Nos últimos anos, as montadoras de veículos vêm diversificando seus portfólios através da incorporação de novas tecnologias automotivas afim de alcançar metas

cada vez mais ousadas de eficiência energética veicular e redução de emissões de GEE estabelecidas pelos governos. Assim, os grandes players automotivos globais apresentam uma crescente variedade de arranjos tecnológicos veiculares com diferentes níveis de eletrificação a depender das características e condicionantes do mercado em que atuam.

Por um lado, a inserção dos veículos elétricos tende a aumentar a demanda por eletricidade no país. No entanto, para efeitos de Recurso Energético Distribuído, quanto maior a capacidade da bateria elétrica do veículo com conexão na rede elétrica, maiores as oportunidades de sua atuação pelo lado da demanda, como carga móvel em tempo e espaço. Um veículo com uma bateria de cerca de 30 kWh, por exemplo, armazena quase seis vezes o consumo diário de uma residência brasileira média⁷.

Assim, o crescimento da frota de veículos elétricos pode prover diversos serviços para a rede elétrica, desde a resposta da demanda e regulação da tensão, a serviços no nível da distribuição. De acordo com estudo da Rocky Mountain Institute (2016), as distribuidoras de energia elétrica ou utilities podem usar novas comunicações e tecnologias de controle, juntamente com tarifas inovadoras e estruturas de incentivo para aproveitar o considerável potencial de valor do veículo elétrico com recarga inteligente para beneficiar concessionárias, clientes, proprietários de veículos e sociedade em geral. Isso significará influenciar, com crescente precisão, onde e quando os EVs são cobrados através uma combinação de parcerias, incentivos e estruturas mercado (ROCKY MOUNTAIN INSTITUTE, 2016).

10.3. Resposta da Demanda

A resposta da demanda consiste em alterações no uso de eletricidade por parte dos consumidores em relação ao habitual em resposta geralmente a variações nas tarifas, de modo a reduzir o consumo da rede em momentos de escassez. Com a entrada mais proeminente de fontes não controláveis, a resposta da demanda deve ser melhor explorada, para incentivar o consumo nos momentos de abundância de

⁷ Considerando o consumo médio residencial brasileiro de 157,9 kWh/mês em 2017 (EPE, 2018c).

geração e reduzi-lo quando houver restrição dos recursos naturais. Essa é uma forma de reduzir o *curtailment* das renováveis, otimizar a infraestrutura existente e garantir o atendimento de capacidade sem o acionamento de termelétricas caras.

A resposta da demanda só poderá ser utilizada em seu pleno potencial com a difusão em larga escala dos medidores inteligentes. Desse modo, a inclusão de novas tecnologias é ponto essencial nesta área. Conforme relatado em Muller (2016), além da chegada dos medidores inteligentes, as tecnologias facilitadoras são necessárias para alcançar resultados mais arrojados Faruqi et al. (2017). Estas tecnologias são introduzidas para ajudar os consumidores a entenderem seu padrão de consumo, seja por meio de sites de internet, IHDs (in-home displays) ou outras tecnologias, para permitirem aos consumidores controlar equipamentos, como centrais de ar-condicionado e termostatos.

Outra área que mostra a interseção da resposta da demanda e tecnologias são os equipamentos domésticos sensíveis a preços dinâmicos. Ou seja, são eletrodomésticos, que equipados com sensores ligados diretamente aos medidores inteligentes, são acionados mediante sinalização em tempo real.

10.4. Armazenamento de Energia Elétrica atrás do Medidor

O armazenamento de energia elétrica através de baterias guarda uma relação próxima à resposta da demanda, pois também pode ser utilizado para otimizar os recursos energéticos e a infraestrutura de distribuição.

O armazenamento de eletricidade pode ser aplicado em diferentes elos do setor elétrico, com diferentes propósitos, conforme ilustra a Figura 6. As aplicações que se atribuem aos sistemas conectados às unidades consumidoras estão destacadas em verde.

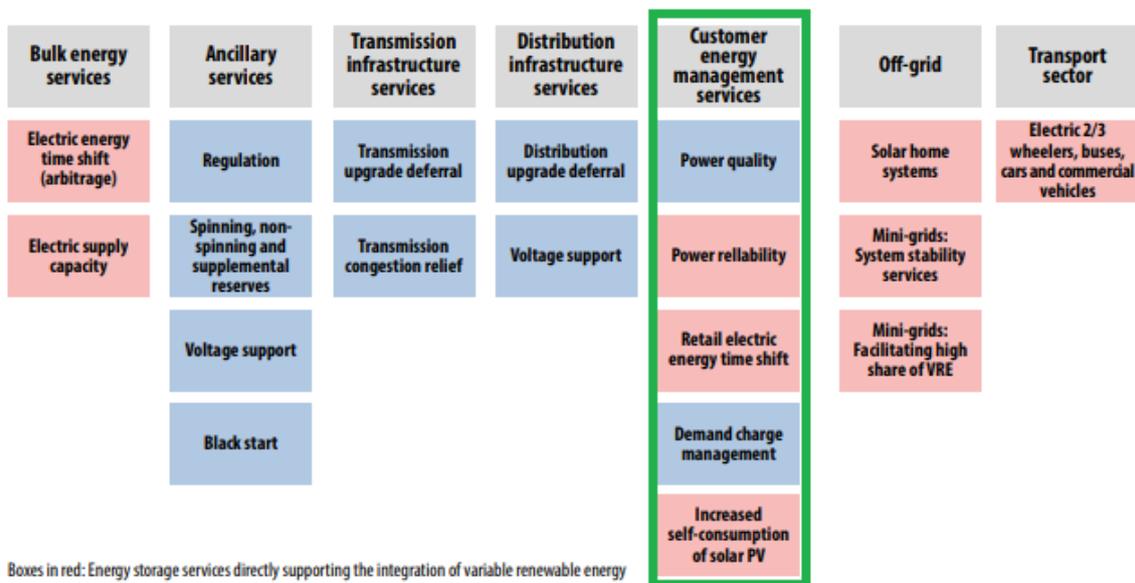


Figura 6 - Serviços que podem ser supridos pelo armazenamento de eletricidade.
Fonte: IRENA (2017)

Notadamente, as baterias podem auxiliar a deslocar o consumo da rede de acordo com a necessidade do sistema. Com sinais tarifários eficientes, pode ser feita espécie de arbitragem, onde o consumidor “compra” e armazena energia quando está barata e “vende” quando está cara, ajudando o sistema. Adicionalmente, as baterias têm sido utilizadas em conjunto com a geração distribuída, para reduzir a injeção do excesso de energia na rede, aumentando o “autoconsumo” e aumentando os ganhos financeiros dos consumidores.⁸ Esse modelo tem sido utilizado principalmente na Alemanha e Austrália. Por fim, as baterias podem auxiliar na melhoria da qualidade da energia e como serviço de *back-up* em caso de *blackout*.

No caso específico do Brasil, além das aplicações mencionadas anteriormente, cabe destacar o potencial de substituição dos geradores a diesel que operam no horário de ponta. Conforme estudo da EPE (2015), estima-se entre 7 e 9 GW de geradores desse tipo em funcionamento, localizados principalmente em áreas urbanas, que poderiam ser substituídos por baterias, ajudando a reduzir a poluição local.

⁸ Isso acontece em lugares onde a energia injetada na rede vale menos do que a tarifa da distribuidora. Dessa forma, é mais vantajoso “guardar” a energia produzida pela GD para consumo posterior.

BOX 1 – FUGA DA REDE?

O acesso a tecnologias de geração distribuída e de armazenamento introduz ao consumidor uma possibilidade antes nunca vista: se desconectar da rede de distribuição, ficando totalmente autossuficiente eletricamente. Um movimento em massa para essa alternativa significaria uma revolução no setor elétrico tradicional. No entanto, como aponta um estudo feito por Khalilpour e Vassallo (2015), um sistema autônomo (fotovoltaico + baterias) precisa ser sobredimensionado para garantir alta confiabilidade no suprimento – pense em uma semana sem sol –, o que o torna extremamente caro. Além de caro, o sistema é ineficiente, porque na maior parte do tempo irá precisar “jogar fora” parte da energia gerada. Segundo o artigo, 75% da eletricidade seria desperdiçada.

Mesmo se apresentando como uma opção pouco inteligente economicamente, é possível que algumas famílias busquem ficar off-grid, direcionadas por posicionamentos ideológicos ou outras preferências pessoais que extrapolam a racionalidade econômica clássica. No entanto, o alto custo e a grande ineficiência da alternativa autônoma indica que dificilmente haverá uma adoção em massa dessa alternativa.

10.5. Eficiência Energética

O conceito de eficiência energética que vem sendo utilizado no planejamento de médio e longo prazo pode ser resumido a partir da seguinte definição: eficiência energética é a relação entre um bem produzido ou serviço realizado e a quantidade de energia final utilizada. Em outras palavras, pode-se dizer que a eficiência energética ocorre sempre que é possível realizar o mesmo nível de serviço com um menor consumo de energia, mantendo o conforto.

A eficiência energética é considerada como o “primeiro combustível” com grande potencial inexplorado, que está a assumir um lugar como um importante recurso energético no contexto internacional, assim como os esforços para atingir metas de

sustentabilidade. Isso, reflete uma mudança de paradigma que está começando a dar credibilidade a ações no lado da oferta e da demanda na busca do crescimento econômico, apoiando a segurança energética, a competitividade e a sustentabilidade ambiental (IEA, 2014).

Apesar do conceito de eficiência energética não ser novo, cabe mencionar que algumas práticas inovadoras que poderiam ser adotadas no país para desenvolver melhor esse recurso. Como exemplo, estão os leilões de eficiência energética, no qual diferentes agentes competem pelo menor preço, por meio de diferentes carteiras de projetos de redução de consumo de energia. Essa é uma visão alternativa ao conceito único de expansão da oferta.

Além do exemplo citado, num cenário de curto prazo, os índices mínimos e códigos podem alavancar os ganhos da eficiência energética, assim como a expansão do parque de equipamentos e o estabelecimento de cronogramas com as revisões dos índices.

Os mecanismos regulatórios e fiscais também são necessários para apoiar as ações estratégicas e necessárias para as políticas baseadas em informações e incentivos, como a etiquetagem, que auxiliam a desenvolver o mercado para produtos eficientes e formam um ambiente mais propício para as regulamentações mais rigorosas.

10.6. Redes Elétricas Inteligentes

Rede inteligente é uma rede de eletricidade que usa tecnologias digitais para monitorar e gerenciar o transporte de eletricidade fontes de geração para atender às diferentes demandas de energia dos usuários finais, sendo o consumidor o grande foco do desenvolvimento dessa tecnologia. Dessa forma, as redes inteligentes coordenam as necessidades e capacidades de todos os geradores, operadores de redes, usuários finais e partes interessadas do mercado de eletricidade para operar todas as partes do sistema da forma mais eficiente possível, minimizando custos e impactos ambientais, maximizando a confiabilidade, resiliência e estabilidade do sistema (IEA,2011). Como relatado em IEC (2010), as tecnologias inteligentes

converterão a atual rede elétrica estática em uma infraestrutura flexível e “viva”, operada de forma criativa e com grande participação dos consumidores.

Sem o desenvolvimento das redes elétricas inteligentes será muito difícil a plena difusão dos recursos energéticos distribuídos. Uma das razões principais é a possibilidade de enviar sinais em tempo real da situação das redes para a melhor atuação dos RED. Adicionalmente, um sistema de medição inteligente pode permitir uma remuneração personalizada para cada RED de acordo com sua localização, aumentando a eficiência dos investimentos. No entanto, é improvável que o mercado sozinho implemente a rede elétrica inteligente na escala necessária. Governos, na forma de criar um arcabouço regulatório seguro, setor privado, grupos de defesa do consumidor e associações de meio ambiente têm que trabalhar juntos para determinar a melhor solução para o setor energético.

Como relatado pela IEA (2015), uma rede não se torna “inteligente” em uma única etapa, é algo que acontece em um processo evolutivo. Mudanças incrementais e melhorias no sistema ocorrerão gradualmente e em etapas, normalmente ao longo de vários anos. Logo, há necessidade de que as redes elétricas inteligentes sejam abordadas como um sistema e não de maneira isolada.

Na figura a seguir são apresentados, de forma macro, os principais impactos das redes elétricas inteligentes e suas tecnologias nas áreas do setor elétrico.

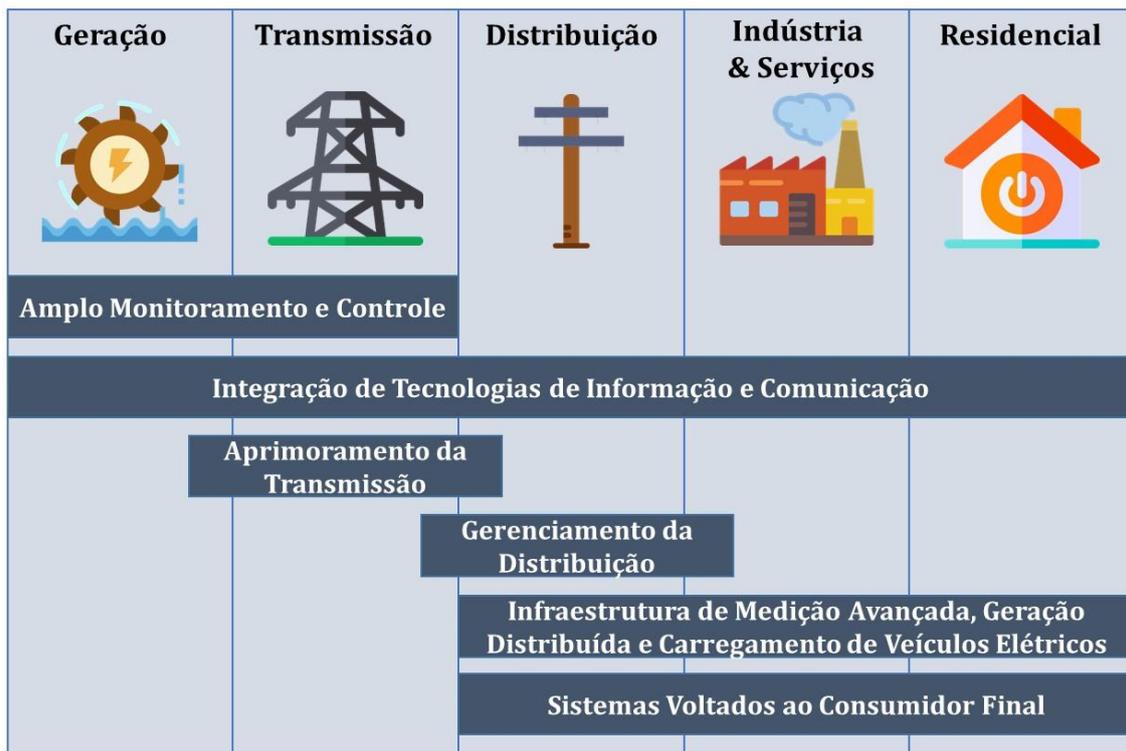


Figura 7 – Impactos das redes elétricas inteligentes. Fonte: adaptado de IEA (2011)

Por fim, é possível mencionar o Projeto de Lei do Senado nº 356/2017, que visa a modernização das redes elétricas no Brasil. O Projeto está em tramitação no Senado e pode ser um caminho para o desenvolvimento das Redes Elétricas Inteligentes no Brasil.

10.7. Resumo das Recomendações sobre os RED

O capítulo final apresenta recomendações gerais que visam criar as condições necessárias para o desenvolvimento sustentável das tecnologias discutidas ao longo do relatório. O quadro abaixo traz um resumo das recomendações aplicáveis aos Recursos Energéticos Distribuídos (RED).

Quadro 2 - Roadmap das recomendações para os RED

Recomendações Gerais	Curto Prazo	Médio Prazo	Longo Prazo
Ambiente de mercado de isonomia	Implementação de preços horários no atacado; Igualdade no acesso às redes de transmissão; Tarifas multipartes para consumidores com geração distribuída	Tarifas multipartes para todos os consumidores; Sinais locais para geradores na distribuição; Tarifas de BT com diferenciação horária; Abertura ao mercado livre	Avaliação da possibilidade de contratos bilaterais entre consumidores e geradores distribuídos
Revisar subsídios e impostos nas tarifas de eletricidade	Revisão de subsídios	Revisão de Impostos	
Maior interação do planejamento com as distribuidoras	Compartilhamento dos dados topológicos das redes de distribuição com o planejamento da transmissão e expansão	Aplicação de um Planejamento Integrado de Recursos para atendimento da demanda	
Maior acesso a dados	Aumento da capacidade de processamento computacional; Convênios entre instituições para compartilhamento de dados; P&Ds para levantamento de dados	Instalação generalizada de medidores inteligentes	
Legislação flexível para acomodar inovações	Não especificação/restricção de tecnologias nas contratações de energia, capacidade e flexibilidade		
Monitoramento de mercado e mecanismos de saída	Avaliação do modelo de <i>net metering</i> com previsão de fim de subsídios cruzados	Acompanhamento de eventuais subsídios aos RED	
Considerar aspectos de cibersegurança e privacidade	Definição de protocolos de segurança		
Revisão do paradigma regulatório das distribuidoras	<i>Decoupling</i> e revisão do modelo de remuneração baseado em ativos.		
Programas de EE e RD baseados em economia comportamental	P&D para avaliação do potencial	Implementação dos programas	

Referências

EPE [Empresa De Pesquisa Energética]. **Estimativa da Capacidade Instalada de Geração Distribuída no SIN: Aplicações no Horário de Ponta**. Nota Técnica DEA 01/15. Rio de Janeiro, 2015.

_____. **Nota de Discussão – Recursos Energéticos Distribuídos: Impactos no Planejamento Energético**. No EPE-DEA-NT-016/2018-r0. 11 de julho de 2018. 2018.

FARUQUI, A. et al. **Arcturus 2.0: A meta-analysis of time-varying rates for electricity.** 2017. **The Electricity Journal.**

IEA. **Technology Roadmap. Smart Grids.** França, 2011.

_____. **Capturing the Multiple Benefits of Energy Efficiency.** França, 2014

_____. **Smart Grids in Distribution Networks.** França, 2015.

IEC. **IEC Smart Grid Standardization Roadmap.** Prepared by SMB Smart Grid Strategic Group (SG3). June/2010.

IRENA. **Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030.** Abu Dhabi, 2017.

KHALILPOUR, R. E VASSALLO, A. Leaving the grid: An ambition or a real choice? **Energy Policy**, v. 82, Julho de 2015, p. 207-221.

MIT. **Utility of the Future.** 2016.

MULLER, G. De M. **Impacto de Novas Tecnologias e Smart Grids na Demanda de Longo Prazo do Sistema Elétrico Brasileiro.** 2016. Tese de Doutorado. Rio de Janeiro:UFRJ/COPPE.

NYISO. **Distributed Energy Resources Roadmap for New York's Wholesale Electricity Markets: A Report by the New York Independent System Operator.** Janeiro, 2017.

PWC. **Use cases for Blockchain technology in Energy Commodity Trading.** Julho, 2017.

ROCKY MOUNTAIN INSTITUTE. **Electric Vehicles as Distributed Energy Resources.** 2016.

WORLD ENERGY COUNCIL. **World Energy Trilemma -2017.** 2017. Disponível em <https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2017/11/World-Energy-Trilemma-2017_Full-report_WEB.pdf>

11. Inovações para a operação do sistema

Sob o ponto de vista da operação do sistema elétrico, o ONS elaborou um Plano Diretor de Desenvolvimento Tecnológico onde estão apresentados em detalhes os possíveis cenários futuros, com seus desafios, e as tecnologias e projetos necessário para superá-los. De uma forma geral, tais projetos podem ser agrupados nos cinco conjuntos de temas apresentados a seguir:

- ✓ **Arquitetura de Dados e Capacidade Analítica:** são propostos projetos que permitam lidar com o expressivo e crescente volume de dados, oriundos de inúmeras fontes, utilizados nos processos do ONS e que devidamente catalogados e disponibilizados irão representar novas oportunidades de uso pelos agentes e pelo Operador. O objetivo é que se tenha um nível de oferta de dados muito mais abrangente e estruturado que o atual, de forma que os processos atuais se beneficiem com o aumento da qualidade dos dados utilizados e sua prontidão;
- ✓ **Aprimoramento da Previsibilidade da Operação:** diante das novas tendências e constatações como mudanças climáticas, penetração de micro e mini GD, penetração de fontes renováveis variáveis, são propostos projetos que permitam aprimorar os diversos processos de previsão de carga, vazões, geração solar e eólica, e conseqüentemente melhorar os resultados para a operação do sistema;
- ✓ **Apoio à decisão em Tempo Real:** o aumento crescente da complexidade do sistema físico, com novas tecnologias, novos agentes, novas regulamentações, os desafios para o ambiente de sala de controle são enormes e as decisões decorrentes têm impacto direto e imediato no desempenho do sistema. No sentido de preparar os centros de controle para lidar com esses desafios, foi proposto um conjunto de projetos voltados para o desenvolvimento de ferramentas de apoio à decisão em tempo real, que vão conferir maior segurança, precisão e agilidade a essas decisões, que são fundamentais para garantir as melhores condições para a operação do sistema;
- ✓ **Desempenho da Rede:** a velocidade da integração de novas tecnologias ao sistema físico e a abrangência de seus impactos, explicita um aumento na complexidade da operação do sistema e por conseqüência, desafios importantes para o ambiente de estudos e simulação do sistema, com demandas urgentes de aprimoramento das

ferramentas utilizadas. Para lidar com esses desafios num ambiente de exigência crescente por respostas precisas e rápidas, é proposto um conjunto de projetos para aprimoramento e desenvolvimento de ferramentas e metodologias que serão utilizadas no ambiente de estudos elétricos do sistema.

- ✓ **Planejamento da Operação:** a evolução do sistema num contexto de ampliação das incertezas provenientes da carga, de inclusão de fontes eólica e solar, com variabilidade, da mudança de granularidade do preço e a introdução de instrumentos como aqueles associados à resposta da demanda, dentre outros, exigem aprimoramentos das ferramentas e metodologias utilizadas no planejamento da operação com vistas a minimizar o custo de operação do sistema.

Referências

ONS [Operador Nacional do Sistema]. **Plano Diretor de Desenvolvimento Tecnológico do ONS – PDDT**. Dezembro de 2017.

CGEE [CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS]. **Prospecção tecnológica no setor de energia elétrica:** Evolução tecnológica nacional no seguimento de transmissão de energia elétrica. Brasília, DF: 2017. 365 p.

12.Recomendações Gerais

São apresentadas na sequência algumas recomendações gerais que visam criar as condições necessárias para o desenvolvimento sustentável das tecnologias, discutidas no presente relatório, no setor elétrico brasileiro.

Como recomendação geral, entende-se que as discussões do Grupo de Trabalho, inclusive nos demais subgrupos, devem buscar eliminar barreiras para novas tecnologias, de forma que as mesmas possam contribuir com as necessidades do sistema de forma natural, ou seja, por meio de seu desenvolvimento e da competição com as diversas soluções possíveis. Para tanto os sinais econômicos adequados, que representem os requisitos desejados, devem ser buscados, evitando direcionamentos ou subsídios para determinadas soluções. É necessário considerar também que novas tecnologias, além das discutidas neste documento, podem vir a surgir, com características e particularidades eventualmente desejáveis, o que reforça a importância da neutralidade da rede.

- **Proporcionar um ambiente de mercado de isonomia**

Uma das funções do planejamento no contexto de maior inserção de novas tecnologias e de menor previsibilidade é facilitar a equalização das condições de competição entre tecnologias, para que se desenvolvam naturalmente, de forma isonômica, as opções que se mostrarem mais competitivas e que tragam maior valor ao sistema. Sinais econômicos eficientes e corretos são uma maneira de colocar todos os recursos, centralizados e distribuídos, em pé de igualdade para deixar que as decisões dos agentes – incluindo o consumidor – conduzam à economicidade, segurança e sustentabilidade no suprimento de energia elétrica.

A implementação de preços mais granulares (horários e locais) é uma forma de representar de forma de remunerar adequadamente cada recurso de acordo com seu valor ao sistema, e pode permitir a entrada de fontes de armazenamento e alguns RED. A criação de mercados de capacidade e serviços ancilares também é uma forma de garantir que cada recurso seja remunerado de acordo com sua contribuição.

Nesse sentido, é primordial que os RED, como armazenamento e resposta pelo lado da demanda, possam participar desses mercados, juntamente com as soluções de geração e transmissão, ofertando seus produtos a um preço que irá competir com recursos centralizados. Essa participação pode ser feita individualmente (a depender do porte do consumidor), ou de forma agregada.

- **Revisar subsídios e impostos nas tarifas de eletricidade**

Relacionado a um ambiente de mercado equilibrado está a questão de subsídios e impostos alocados nas tarifas de eletricidade. Historicamente, as tarifas vêm sendo utilizadas para custear programas sociais, industriais e tecnológicos, além de ser uma forma garantida e previsível de arrecadação de impostos estaduais e federais. Enquanto o consumidor não tinha alternativa de fornecimento, tal modelo funcionava. No entanto, com o advento dos RED, tais aditivos acabam se traduzindo em maior atratividade econômica em migrar para um sistema de geração própria ou mesmo se desconectar da rede da distribuidora. É um sinal econômico “fictício”, que não representa corretamente o valor do RED para o sistema. Portanto, precisa ser avaliado o conjunto das cobranças que devem e as que não devem ser incluídas nas tarifas reguladas de eletricidade.

- **Maior interação do planejamento e da operação com as distribuidoras**

Os RED estão, por definição, conectados nas redes de distribuição. No entanto, seus serviços e impactos se estendem ao sistema como um todo. Portanto, é adequado que o planejamento e a operação centralizados tenham uma relação ainda mais próxima com as distribuidoras para garantir a inserção eficiente dos RED.

A expansão da rede, associado à penetração de fontes renováveis variáveis (conectadas inclusive das redes de distribuição) e ao livre acesso à rede reforçam a importância da avaliação mais discretizada (em base temporal e espacial) da rede, de forma a otimizar a operação do sistema.

Entender as necessidades das distribuidoras e passar a representar as redes de distribuição, mesmo que simplificada, nos modelos de expansão, são exemplos de interações que devem ser buscadas.

- **Maior acesso a dados**

O aprimoramento das metodologias de planejamento e operação passa por maior coleta e tratamento de dados. Nesse sentido, é primordial garantir que diferentes dados relacionados à geração, transmissão e aos RED estejam disponíveis para o planejamento e para o operador do sistema. Alguns exemplos são (i) dados de consumo e geração distribuída com alto nível de detalhe, (ii) dados de venda de equipamentos e veículos, (iii) levantamento do parque de edifícios existentes, (iv) atualização do BEU, (v) Pesquisa de Posse e Hábitos de consumo nos setores residencial, comercial e industrial, (vi) dados socioeconômicos atualizados e desagregados, (vii) dados de infraestrutura de distribuição e (viii) dados instantâneos de geração e transmissão.

Acordos entre instituições devem ser buscados para facilitar a troca de dados entre elas. Adicionalmente, as regras do programa de P&D da ANEEL poderiam ser alteradas para permitir projetos destinados exclusivamente ao levantamento de dados, o que ampliaria as possibilidades e recursos para esse fim. No caso da geração distribuída, as distribuidoras poderiam solicitar a permissão dos clientes para que os dados de geração total dos inversores fossem disponibilizados – essa informação atualmente é desconhecida pela distribuidora, operador, e planejador, o que dificulta a realização de estudos sobre a inserção da GD.

- **Legislação flexível para acomodar inovações**

Ao contrário da infraestrutura convencional de geração, transmissão e distribuição, os RED e algumas tecnologias de geração podem se atualizar rapidamente. Diferentes tecnologias, associadas a maior conectividade e digitalização do setor, podem proporcionar inovações em termos de modelos de negócio e soluções que são difíceis de prever atualmente. Nesse sentido, o modelo setorial precisa ser construído com definições amplas, que permitam inovações acontecerem. Por exemplo, ao buscar o atendimento de uma necessidade de capacidade ou flexibilidade, a contratação pode não especificar a fonte ou tecnologia para suprir essa demanda. Desse modo, as instruções estabeleceriam apenas os requisitos de

atendimento, por exemplo, tempo de rampa, disponibilidade mensal, período contínuo máximo, o que permitiria a participação de diferentes soluções.

- **Monitorar de perto o desenvolvimento do mercado e se preparar para o inesperado**

As novas tecnologias têm potencial para se desenvolverem acima de qualquer projeção. Isso já foi verificado em diversos países, quando a inserção da geração distribuída superou as expectativas. No Brasil, ano após ano, também temos visto o mercado de GD se desenvolver acima das projeções. Portanto, é preciso monitorar com atenção o desenvolvimento do mercado, e qualquer subsídio (implícito ou explícito) deve ser acompanhado para que não haja incentivos que levem a grandes desequilíbrios financeiros. Idealmente, mecanismos de incentivo devem prever uma porta de saída ao atingir determinado nível de penetração da fonte. Isso poderia ser feito no Brasil com a política de *net metering*, por exemplo, no caso da geração distribuída.

- **Considerar aspectos de cibersegurança e privacidade**

O maior acesso aos dados dos consumidores e geradores faz parte das condições para o aprimoramento do planejamento e operação do sistema. Nesse contexto, crescem as preocupações acerca de temas como invasão de privacidade e segurança da informação.

Portanto, essa é mais uma questão que precisa ser debatida e considerada nos aprimoramentos do modelo do setor elétrico e nas adaptações dos procedimentos de planejamento e operação do sistema.

- **Revisar modelo regulatório das distribuidoras**

A inserção dos RED coloca em cheque o modelo convencional das distribuidoras. A remuneração com base no volume de energia vendida, por exemplo, não é compatível com a maior inserção da geração distribuída e eficiência energética, que reduzem o consumo na rede. Adicionalmente, os serviços de rede que historicamente dependiam de investimentos em infraestrutura convencional agora podem ser supridos de maneira mais custo-efetiva por RED. Nesse contexto, o modelo regulatório de distribuição deve ser aprimorado para permitir que as

distribuidoras busquem maior eficiência nos investimentos e operação. Também é desejável reconhecer os custos com investimentos em infraestrutura de rede necessários à acomodação de geração distribuída, veículos elétricos e novas tecnologias ao determinar os níveis de remuneração da distribuidora. O desacoplamento de receitas capturadas do volume de energia vendida, *decoupling*, é um possível modelo para que as distribuidoras garantam a remuneração pelos investimentos e operação da rede e removam desincentivos a ações de eficiência energética e geração distribuída na sua rede.

- **Explorar programas de eficiência energética e resposta da demanda baseados em economia comportamental**

Distribuidoras americanas têm alcançado resultados interessantes ao aplicar conceitos de economia comportamental, psicologia e neurociência nos seus programas de resposta da demanda⁹ e eficiência energética¹⁰. Nas ações, podem ser explorados (i) o “efeito vizinhança”, no qual o consumo do cliente é comparado com o de vizinhos similares, de modo que haja um incentivo para adotar melhores hábitos de consumo na comunidade; (ii) o conceito de “*gamification*”, que envolve elementos tipicamente encontrados nos videogames, como competição e busca por pontos, para aumentar a participação e engajamento em uma área específica; e (iii) o envio de mensagens por meio de mídias sociais ou e-mail, avisando que o preço de energia na região está mais alto que o usual (dando um viés econômico) ou informando que uma usina “suja” será ligada perto do consumidor se o uso de energia não diminuir (com viés ambiental). Esses são alguns exemplos comprovados internacionalmente, que exigem baixo investimento em infraestrutura, e poderiam ser mais explorados no país.

Não obstante à observação de que as recomendações expostas tenham por premissa a neutralidade tecnológica, considerando as influências que as novas tecnologias podem acarretar na prestação dos serviços de distribuição, de geração e de transmissão de energia elétrica, entende-se ser possível a instituição de

⁹ Ver <https://www.utilitydive.com/news/how-opower-is-pushing-behavioral-demand-response-into-the-mainstream/399790/> e <http://www.oracle.com/us/industries/utilities/leaving-peak-demand-saving-3631931.pdf>

¹⁰ <https://www.iea.org/media/workshops/2015/eeuevents/behave1103/S3Gloffreda.pdf>

políticas públicas que tratem dos aspectos relacionados à geração distribuída, aos sistemas de armazenamento de energia, aos veículos elétricos, à eficiência energética e à resposta à demanda, de modo a estabelecer mecanismos que permitam e incentivem a utilização das tecnologias para segurança energética e elétrica do sistema e definam as diretrizes para a inclusão dos RED no sistema. Ressalva-se que qualquer política específica de desenvolvimento deve passar por uma avaliação específica posterior e que um dos temas discutidos pelo Grupo de Trabalho de Modernização do Setor Elétrico diz respeito à racionalização de encargos e subsídios e, portanto, entende-se que deve-se evitar a criação ou aumento de subsídios decorrentes dessas políticas.

Anexo I: Lista de Participantes e Contribuições para o Grupo Temático

Reunião de 03/06/2019



LISTA DE PRESENÇA Reunião

ASSUNTO: GT MODERNIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO - INSERÇÃO DE NOVAS TECNOLOGIAS

Sala: 10.1

Horário: 15:30

Data: 03/06/2019

Nome	Empresa	Telefone	e-mail	Rubrica
GUSTAVO PIRES DA PONTE	EPE	(21) 3512-3370	GUSTAVO.PONTE@EPE.GOV.BR	
Gabriel Konzen	EPE	(21) 3512-3242	gabriel.konzen@epe.gov.br	
Maria Cecília P. Araújo	EPE	21 3512 3308	maria.araujo@epe.gov.br	
Helena Portugal G. da Matta	EPE	(21) 3512-3192	helena.matta@epe.gov.br	
Glaysson de Mello Muller	EPE	21-3512-3479	Glaysson.muller@EPE.GOV.BR	
DIEGO RIBEIRO DE ALMEIDA	EPE	21-3512-3320	DIEGO.ALMEIDA@EPE.GOV.BR	
ANDRÉ MARISHI	EPE	(21) 3512-3241	ANDRE.MARISHI@EPE.GOV.BR	

 <p>MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA SECRETARIA EXECUTIVA GABINETE</p>	DATA: 03 de junho de 2019.
	LOCAL: Sala 603.
	HORÁRIO: 15h30.
	REUNIÃO: GT Modernização do Setor Elétrico - Inserção das novas tecnologias.

LISTA DE PRESENÇA

Nome/Name	Orgão/Company	E-mail	Fone/Phone	Assinatura/Signature
Francisco Silva	SE/MME	Francisco.Junior@MME.GOV.BR	(61) 2032-5092	
Renata Rosada	MME/ASSEG	renata.silva@mme.gov.br	61.2032.5795	
Sérvio Teixeira de A. Filho	MME/SPE	servio.felicio@mme.gov.br	61-2032-5030	
MARCO V. L. VASCONCELOS	ANCEL/SND	MARCOVASCONCELOS@ANCEL.GOV.BR	61 2192 8595	
Matheus M. L. G. Reis	ANCEL/SRG	matheus@ancel.gov.br	61 2192 8933	
JOÃO DANIEL DA SILVA	MME/SEI	JOAO.DANIEL@MME.GOV.BR	61 2032 5839	