

Grupo de Estudo de Aspectos Empresariais e de Gestão Corporativa e da Inovação e da Educação e de Regulação do Setor Elétrico-GEC

ANÁLISE REGULATÓRIA SOBRE A EVOLUÇÃO DO PAPEL DA DISTRIBUIÇÃO FRENTE À DISSEMINAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO SISTEMA DE ENERGIA ELÉTRICO

**KARINE REJANE DE OLIVEIRA FRANCA LOUZADA(1); DENISE TIEKO NARUTO (1); MANOEL DE JESUS BOTELHO(1);
ONS(1);**

RESUMO

A geração distribuída, proveniente de fontes intermitentes, a resposta da demanda, juntamente com as inovações das redes inteligentes, veículos elétricos, entre outros, irão impactar diretamente distribuidoras e consumidores, e será preciso reanalisar suas atribuições e interações em uma nova ordem do setor, que será mais complexa e dinâmica, porém mais participativa, flexível e eficiente. Com isso, esse Informe Técnico tem como objetivo fomentar a discussão sobre a participação dos *Distribution System Operators* na operação do sistema e verificar sua relevância no Brasil, de forma a propor uma análise regulatória que promova um ambiente propício ao desenvolvimento do setor elétrico brasileiro.

PALAVRAS-CHAVE

Geração distribuída, distribuidora de energia, *Distribution System Operator*, Recursos Energéticos Distribuídos, Regulação do Setor Elétrico

1.0 - INTRODUÇÃO

Atualmente, o setor elétrico do Brasil e do mundo está passando por um período onde grandes inovações estão mudando o modo como a energia é gerada, transmitida e distribuída. Nota-se o aumento da chamada “geração distribuída”, composta, majoritariamente, por sistemas fotovoltaicos instaladas no telhado das unidades consumidoras residenciais e comerciais, conectadas ao sistema de distribuição de energia, em baixa e média tensão.

Diante disso, adiciona-se ainda discussões sobre outras inovações que se inter-relacionam e irão igualmente promover mudanças no Setor Elétrico Brasileiro (SEB), como o mecanismo de resposta da demanda, o aumento dos carros elétricos, a difusão das redes inteligentes, a utilização de sistemas de armazenamento de energia e a participação cada vez mais ativa do consumidor no sistema, atuando também como produtor de energia, denominado “prosumer” ou “prosumidor”. Todas essas inovações se assemelham na sua característica descentralizada e estão sendo agrupadas como os Recursos Energéticos Distribuídos (RED).

Com isso, é notório perceber que as relações entre os *stakeholders* existentes do setor também precisarão ser revistas, sendo necessário alterar o fluxo de informações, os requisitos de integração e os incentivos corretos para que a evolução do sistema ocorra de forma transparente, segura e benéfica aos agentes envolvidos e à sociedade.

Os RED, que estão conectados em sua grande maioria nas redes da distribuição, irão alterar o modo como a energia é transmitida dos grandes centros de geração localizados distantes dos centros de consumo, passando

por linhas de transmissão de longas distâncias, até alcançar os consumidores finais, para um fluxo de energia multidirecional proveniente também dos consumidores que produzem energia através da geração distribuída e da demanda que se tornará flexível à medida que o preço de energia venha ser alterado no intra-day, ou de acordo com as cargas e recargas dos sistemas de armazenamento de energia e dos veículos elétricos.

Dessa forma, a descentralização e intermitência da geração, juntamente com a flexibilização da demanda, demandarão novos procedimentos e mecanismos aos agentes de operação para que a integração desses novos recursos no sistema não prejudique a segurança e estabilidade da rede.

Neste cenário, os *Distribution System Operators* (DSO), ou também denominados Operadores de Sistemas de Distribuição, por serem caracterizados como operadores de uma rede de distribuição inteligente, com infraestrutura de supervisão e controle avançada e integrada, podem ser capazes de receber e administrar as mudanças que estão surgindo no setor, com fluxos multidirecionais de energia e aumento da quantidade de informações e dados necessários também para os agentes de transmissão, geração e para o Operador do sistema.

Com isso, de forma que o sistema elétrico brasileiro esteja preparado para enfrentar esses próximos desafios e uma vez que a rede de distribuição é um monopólio natural é necessário que sejam estabelecidas novas regras e diretrizes para que o suprimento de energia elétrica seja realizado da forma mais equânime, econômica e transparente.

2.0 - HISTÓRICO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E PANORAMA DOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS (RED) NO BRASIL

No Brasil, a geração distribuída foi normatizada através da Lei nº 10.484/2004 que estabeleceu as diretrizes para as distribuidoras realizarem o suprimento de energia, mediante a contratação regulada e por meio de diferentes maneiras de obtenção de energia, dentre elas, a geração distribuída. Posteriormente, no artigo 14 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, a geração distribuída foi regulamentada como “a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8º da Lei nº 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento: I – hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e II – termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL, a ser estabelecida até dezembro de 2004.”.

Em 2012, como marco que impulsionou a geração distribuída no Brasil, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 482/2012, em que estabelece as condições para o acesso de micro e minigeração distribuída e define o Sistema de Compensação de Energia. Com isso, a partir de 2012, houve um crescimento significativo nas instalações de geração distribuída no Brasil, chegando a 780 MW de potência instalada desde 2012 até março de 2019, onde 85% corresponde a geração proveniente da energia fotovoltaica (1) e com previsão de atingir 21 GW em 2027, de acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) (2), emitido pela EPE, caso as incentivos regulamentares atuais mantenham-se inalterados.

Em 2019, a ANEEL abriu a Audiência Pública (AP) nº 01 com vistas a obter subsídios para a Análise de Impacto Regulatório sobre o aprimoramento das regras aplicáveis à geração distribuída. De acordo com a Nota Técnica disponibilizada na AP (3), a ANEEL sugere diferentes cenários para as taxas cobradas no uso da rede de distribuição, visando reajustar possíveis assimetrias nos subsídios aos *prosumers* ou prosumidores.

A geração distribuída foi um elemento disruptivo para o SEB e impulsionou discussões sobre outras inovações que irão impactar, principalmente, o sistema de distribuição e tornarão cada vez mais ativa, a participação do consumidor na operação do sistema e irão transformar a maneira como o sistema elétrico se consolidou nos últimos 20 anos.

Mesmo após a reestruturação do setor elétrico, os consumidores sempre foram considerados como uma parcela passiva, sendo atendidos de acordo com o estabelecido na geração, transmissão e distribuição. Entretanto, atualmente, com o aumento dos custos da energia, as dificuldades encontradas no planejamento e operação das fontes intermitentes eólica e solar, os altos índices de despacho térmico e a disseminação da geração

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

distribuída, observa-se que os consumidores estão ganhando cada vez mais notoriedade devido ao seu potencial de melhorar as condições de suprimento, otimizar o processo de formação do preço de energia e reduzir a necessidade de novas obras de geração, sendo um importante aliado para solucionar os desafios que serão enfrentados no setor nos próximos anos.

A seguir é apresentada o histórico e a situação atual de alguns dos RED no cenário brasileiro, incluindo as discussões e estudos que estão sendo realizados para analisar o impacto no SEB.

Um exemplo dos novos mecanismos estudado recentemente no Brasil é o Programa de Resposta da Demanda, que teve seu projeto-piloto regulamentado pela Resolução Normativa da ANEEL nº 792/2017, com duração entre 2018 e junho de 2019. Neste programa, os consumidores previamente habilitados, assinam um Contrato de Prestação de Serviço Ancilar (CPSA) com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e passam a ser consumidores ativos que podem ofertar reduções da sua demanda como recurso alternativo à geração termelétrica, tendo o direito de receber uma remuneração previamente acordada por esse serviço.

O mecanismo de resposta da demanda está sendo analisado como uma solução alternativa para reduzir os custos do preço de energia e o despacho das termelétricas, de forma a otimizar e flexibilizar o custo da operação. Além disso, também é uma opção para os grandes consumidores que tem a possibilidade de realocar sua cadeia produtiva para um horário economicamente mais vantajoso. De acordo com relatório elaborado pela CCEE em conjunto com ONS (4), o programa ainda carece de melhorias para que se torne mais atrativo aos agentes. Foram sugeridos aprimoramentos como o aumento da abrangência para além das regiões Norte e Nordeste e agentes conectados à Rede de Supervisão do ONS, assim como, aprimoramentos na forma de remuneração do consumo, que se baseia na diferença do valor ofertado com o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD); tratamento do risco de liquidez ocasionado pelo processo de judicialização do Generation Scaling Factor (GSF); entre outros. Nesse sentido, é recomendado no relatório a postergação da vigência do projeto piloto buscando alternativas que tornem o programa mais atrativo aos potenciais participantes.

Outro RED em discussão é a inserção dos veículos elétricos na matriz energética brasileira. Seguindo a tendência mundial de reduzir os impactos ambientais, os carros com emissão zero de poluentes estão se tornando uma realidade nos países desenvolvidos e seus impactos previstos na rede de distribuição e no sistema elétrico estão em ampla discussão. Em 2018, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 819 que estabeleceu as condições para realização das atividades de recarga de veículos elétricos no Brasil. Nesse regulamento, é estabelecido a obrigatoriedade de comunicação à distribuidora, nos casos em que a estação de recarga em unidades consumidoras possa implicar em alterações nos níveis da carga ou tensão da rede. Além disso, o regulamento também estabelece a possibilidade de um novo serviço à distribuidora, com a instalação de estações de recarga públicas a preços livremente negociados.

Juntamente com a discussão de veículos elétricos, a evolução das baterias e a previsão de redução de seus preços impulsionam discussões sobre o grande potencial que os sistemas de armazenamento de energia terão para complementar o planejamento e a operação da rede elétrica com a inserção crescente de fontes renováveis intermitentes. Os sistemas de armazenamento de energia podem ser uma solução viável para regulação da frequência e da tensão da rede, bem como para redução dos picos de demanda e para flexibilidade na previsão de carga, que será cada vez mais incerta.

No Brasil, ainda não há uma regulamentação sobre o assunto, porém está prevista na Agenda Regulatória bianual da ANEEL de 2019-2020 a realização de uma Consulta Pública, de forma a traçar um estudo prospectivo e de viabilidade desses sistemas no país.

Dentre outras inovações, as citadas anteriormente irão forçar os operadores da rede elétrica a explorarem além da suas atribuições atuais e trazerem o consumidor para cada vez mais perto do planejamento e da operação do SIN. O aumento de variáveis no sistema demandará um maior número de sistemas de controle e comunicação para assegurar o desempenho adequado e a coordenação de todas as agentes envolvidos.

Com isso, percebe-se o interesse do Órgão Regulador em discutir nos próximos anos o impacto e os questionamentos pertinentes para se programar e garantir que o sistema esteja preparado aos avanços tecnológicos inerentes à evolução do setor, dentro de um ambiente integrado, transparente e otimizado.

3.0 - OPERADORES DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO NA EUROPA

De acordo com Directive 2009/72/EC, que definiu a legislação europeia para o setor energético (5), o Operador de Sistema Distribuído ou Distribution System Operator (DSO) é aquele responsável por operar, manter e, quando necessário, desenvolver o sistema de distribuição de determinada área e desenvolver também as suas conexões necessárias com outros sistemas, de forma a garantir a adequabilidade da rede para atender as demandas de energia. No Capítulo IV desse normativo, que é dedicado exclusivamente aos DSO, são definidas as responsabilidades desse operador, que incluem, dentre outras mais gerais, a consideração da geração distribuída, da eficiência energética e dos mecanismos para gestão da demanda nos seus processos de planejamento. Em vista disso, os países europeus estão presenciando a evolução dos sistemas de distribuição e discutindo as diferentes alternativas que estão sendo aplicadas para cada país, com o objetivo de tornar o sistema interligado europeu mais flexível, eficiente e adaptável aos novos serviços que irão evoluir para o consumidor final.

O desenvolvimento de redes inteligentes é o caminho mais intuitivo para o início da implementação dos DSO nos sistemas elétricos tradicionais. A medida que os operadores necessitarem de mais informações e dados para realizarem seus estudos de planejamento e programação, será necessário ampliar suas atribuições para incluir a gestão de uma infraestrutura altamente digital e automatizada. Segundo a associação europeia do setor elétrico Union of the Electricity Industry – Eurelectric, estima-se que até 2020, 80% dos cidadãos europeus estejam equipados com medidores inteligentes de energia, com um total de aproximadamente 200 milhões de medidores inteligentes instaladas nos consumidores finais (6).

Entretanto, antes mesmo da evolução das redes inteligentes, constata-se que as redes de distribuição são naturalmente muito mais heterogêneas do que as redes de transmissão ou os sistemas de geração, pois lidam especificamente com os consumidores que variam sua configuração de acordo com as características socio-econômicas e históricas de cada região e população, e esse aspecto também se aplica ao Brasil, por se tratar de um país com dimensões continentais e regiões geográficas e elétricas completamente distintas entre si.

Dessa forma, no estudo de adequação dos sistemas tradicionais às redes inteligentes e posteriormente, ao desenvolvimento dos DSO no Brasil, uma das premissas mais importante que deve ser mantida como prioridade, é a definição dos critérios e requisitos mínimos necessários para garantir que o sistema se desenvolva considerando uma uniformidade essencial para que seja possível a integração do maior número possível de agentes envolvidos. Do contrário, cada região irá inevitavelmente evoluir de acordo com as características e demandas específicas do seu mercado, prejudicando os benefícios de uma rede de informações robusta e interligada capaz de lidar com quantidades e fluxos exagerados de informações e dados em tempo real, necessários não só para a operação do sistema pelas distribuidoras de energia, como também pelas transmissoras, geradoras e consequentemente, pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico.

No caso europeu, onde a regulamentação dos DSO foi estabelecida há aproximadamente dez anos, pela *Directive 2009/72/EC*, observa-se atualmente uma segunda fase de discussões que se desdobram sobre as diferentes evoluções tecnológicas dos DSO de cada país e como integra-los para se beneficiarem de um sistema elétrico mais robusto e interligado. Como exemplo, a FIGURA 1 ilustra os diferentes níveis de concentração e quantidade de DSO de cada país na região central da Europa.

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

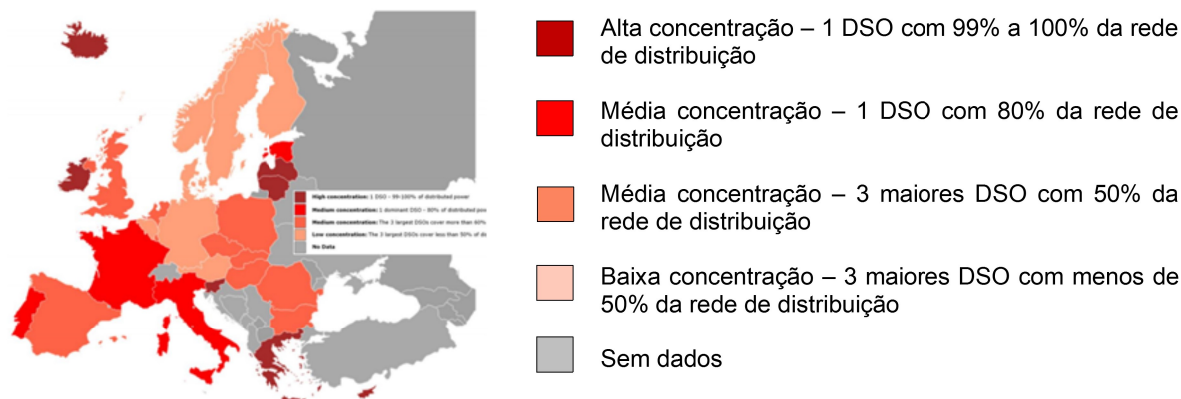


FIGURA 1– Número e nível de concentração dos DSO nos países europeus (7).

De acordo com estudos do Observatório da Comissão Europeia sobre os DSO na Europa, existem mais de 2.400 empresas distribuidoras de energia na União Europeia com aproximadamente 10.700 pontos de conexão com a rede de transmissão e com cerca de 260 milhões de consumidores finais. Dentre essas distribuidoras, 191 são consideradas como DSO de grande porte, ou seja, que atendem mais de 100 mil consumidores, e somadas podem atingir um total de 220 milhões de consumidores ou aproximadamente 85% do total dos consumidores europeus (7).

Como exemplo europeu referente à transição das distribuidoras de energia tradicionais para os DSO, temos a SP Enery Network – SPEN como uma distribuidora de energia presente na Grã-Bretanha que atende aos municípios de Liverpool, Glasgow e Edinburgh e à região rural de North Wales, Scottish Borders e Dumfries & Galloway, com uma área de atendimento de 1,6 milhão de consumidores. Neste cenário, a SPEN estabeleceu um plano de ação de médio prazo para se tornar um DSO em 100% das suas áreas atendidas (8).

Neste plano, a SPEN identificou como “áreas estratégicas” os locais primordiais para a implementação de ferramentas de monitoramento, supervisão e controle, abrangendo inovações tecnológicas na áreas de tecnologia da informação, como inteligência artificial, segurança cibernética, big data e internet das coisas. Para isso, foi mapeada as particularidades de cada região e dos seus consumidores, de forma a verificar os serviços e os investimentos para a implantação de um DSO específico às necessidades de cada local e com isso, foi possível planejar esses novos serviços e a sua integração na rede existente, de maneira coordenada, escalonada e, principalmente, previsível.

Assim, a SPEN selecionou as áreas “Dumfries & Galloway” e “North and Mid Wales” que possuem alta penetração de geração distribuída, proveniente de fontes renováveis e intermitentes, para utilizá-las como estudos de caso, onde serão implantados sistemas de monitoramento em tempo real, com o objetivo de estudar e implementar modelos de expansão adequados à uma rede cada vez mais interligada e robusta, buscando utilizar soluções inovadoras do setor, como os sistemas de armazenamento de energia (8). Dessa forma, com os dados coletados de forma otimizada e considerando as especificações de cada região geo-elétrica, é possível tornar a operação do sistema mais flexível e adaptável à dinâmica inerente da inserção e progressão dos RED no sistema.

Essa evolução tecnológica nas redes de distribuição irá se estender e impactar a maneira como atualmente é realizado o planejamento e operação do sistema elétrico e demandará uma parcela considerável de investimentos no setor. A associação europeia do setor elétrico Eurelectric estima que o sistema interligado europeu necessitará de investimentos da ordem de 600 bilhões de euros até 2020, onde dois terços desse valor são referentes à investimentos nas redes de distribuição e no desenvolvimento dos DSO, crescendo em 75% até 2035 e 80% desse valor até 2050 (6).

No Brasil, considerando que o mercado de distribuidoras é altamente regulado, é essencial que o Regulador participe ativamente dessa discussão e incentive a modernização do setor, de forma que as distribuidoras

tenham a devida sinalização para desenvolver e investir em seus sistemas com antecedência e consigam aprender com a evolução gradual das redes inteligentes e a integração dos DSO com os outros agentes do setor. Esse caminho deve ser percorrido de maneira transparente, isonômica e participativa para que os benefícios a longo prazo e sistêmicos sejam entendidos e aproveitados por todos.

4.0 - ANÁLISE REGULATÓRIA PARA IMPLEMENTAÇÃO DOS OPERADORES DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO NO BRASIL

A criação dos DSO no Brasil, assim como ocorrido em outros países, será impulsionada pela alta penetração dos RED como geração distribuída, armazenamento de energia e veículos elétricos, acompanhada de mudanças no perfil dos consumidores que terão maior participação no mercado de energia.

Para que esses fatores sejam viabilizados, é imprescindível um conjunto de ações que englobe o planejamento energético de longo prazo, a ser publicado na próxima edição do Plano Nacional de Energia (PNE), que deverá conter diretrizes claras para estimular essas mudanças da matriz energética brasileira, como o elevado crescimento previsto para o uso de recursos distribuídos e para o empoderamento dos consumidores. Dessa forma, é fundamental que o PNE subsida a formulação de políticas públicas e incentive esforços para incorporar inovações no sistema, buscando sinergia com os vários setores, em especial nos setores de energia, ambiental, economia, transporte e nos mercados de comunicação e tecnologia, uma vez que algumas questões extrapolam o setor elétrico, como a descarbonização da matriz energética, a disseminação dos veículos elétricos, a implantação das redes inteligentes e outras inovações tecnológicas como *big data*, *blockchain* e internet das coisas no setor elétrico (9).

O Ministério de Minas e Energia (MME) vem mostrando iniciativas para discutir questões importantes do setor, como a Consulta Pública (CP) MME nº 33/2017 que tratou do novo marco regulatório do setor, e a Portaria MME nº 187, de 4 de abril de 2019, que estabeleceu a formação de um grupo de trabalho para desenvolver propostas relacionadas à modernização do setor elétrico, como mecanismos de formação de preços, alocação de custos e riscos, inserção de novas tecnologias e sustentabilidade dos serviços de distribuição. Conforme esta Portaria, caberá ao grupo a proposição de diretrizes e políticas energéticas com um plano de ação para esses temas em discussão. Com isso, é possível pressupor que os resultados dessa Portaria subsidiarão a elaboração de novas determinações do setor que deverão ser concatenados com um Agenda Regulatória da ANEEL para detalhamento em atos normativos do Regulador nos temas que forem de sua competência.

O aumento da geração por fontes renováveis e o crescimento da geração distribuída, principalmente aquela proveniente de sistemas fotovoltaicos, segue uma tendência mundial de descarbonização da matriz energética dos países, onde o Brasil assumiu no Acordo de Paris, resultado da 21ª Conferência das Partes (COP21) da United Nation Framework Convention on Climate Changes (UNFCCC), o compromisso oficial de redução das emissões de gases de efeito estufa. Para o ano de 2025 a meta é reduzir em 37% os níveis observados em 2005, e para 2030 que essa redução atinja 43% (10).

De acordo com a EPE, a inserção adequada dos RED no sistema elétrico brasileiro está intimamente relacionada com o modelo atual de tarifação de energia no país (9). A projeção da geração distribuída apresentada no PDE 2027, de 21 GW até 2027 considerando as regras atualmente vigentes, é reduzida para 12 GW quando considerada a aplicação da tarifa binômica a partir de 2020 com a estimativa para 2027 de que os geradores contribuam com 2.400 MWmed e atendam até 2,4% da carga total do país.

A aplicação da tarifa binômica foi discutida na CP MME nº 33/2017, onde foi proposto como diretriz para a nova estrutura tarifária a definição de parâmetros não volumétricos de cobrança, ou seja, tarifas não baseadas exclusivamente no consumo em kWh, mas considerando também sinais locais e granularidades temporais, pelo uso da distribuição e propôs um cronograma de implantação até 2024.

Recentemente, foi discutido o aprimoramento da estrutura tarifária aplicada aos consumidores de baixa tensão na Consulta Pública ANEEL nº 02/2018 e na Audiência Pública ANEEL nº 059/2018, onde se buscou alternativas para a alocação adequada dos custos de investimento na rede elétrica e para eliminação de incentivos inadequados aos usuários da rede, preservando dessa forma o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras, frente a inserção dos RED no rede elétrica. A publicação do regulamento resultado do processo

público de contribuições ainda não foi realizada, contudo, deve ocorrer antes da data limite proposta pela CP MME nº 33/2017.

Arelado à cobrança da tarifa volumétrica, o Sistema de Compensação de Energia, estabelecido na REN ANEEL nº 482/2012 corrobora para o desequilíbrio no custeio das distribuidoras, pois à medida que o número de prossumidores aumenta, menor é o número de consumidores que custearão a infraestrutura das redes de distribuição. Com isso, na Audiência Pública nº 001/2019, é proposto aprimoramentos das regras vigentes, visando remunerar adequadamente a infraestrutura da rede de distribuição, sem impor barreiras imediatas ao crescimento da geração distribuída. Dessa forma, a proposta é que para o mercado de micro e minigeração local sejam mantidos as regras atualmente vigentes até que o mercado atinja a instalação 3,365 GW em todo o país para, em seguida, alterar o Sistema de Compensação de modo a que a TUSD Fio B deixe de ser compensada. No caso da geração instalada em unidades consumidoras para compensação remota, as regras vigentes se manteriam até que o mercado atinja 1,25 GW de potência no país, e em seguida, alteraria para a forma de compensação proposta para a micro e minigeração local, e quando da instalação de 2,13 GW, além da TUSD Fio B, a TUSD Fio A e encargos deixariam de ser compensados.

Em suma, as tratativas recentes expressas na CP ANEEL nº 02/2018, na AP ANEEL nº 059/2018 e na AP ANEEL nº 01/2019 vem buscando medidas regulatórias para tratamento das tarifas volumétricas, no entanto, outros aspectos fundamentais como sinal locacional na distribuição e tarifas horárias ou sub-horárias ainda não estão sendo discutidas pelo Regulador. É importante ressaltar que conforme observado em outros países o sistema de tarifação deverá evoluir, com a adoção de tarifas dinâmicas com sinais locacionais, para se extrair ao máximo as funcionalidades dos RED e obter ganhos de eficiência no sistema (8) (11).

Considerando a natureza do PDE de ser um documento informativo e não determinativo sobre as perspectivas de expansão do setor de energia sob a ótica do governo, cabe ao PNE estabelecer as diretrizes sobre o rumo que o setor elétrico irá traçar. Em 2018, foi aberta Consulta Pública MME nº 65/2018 que propôs o estabelecimento de procedimento para elaboração do PNE, com vistas à sua formalização e institucionalização com periodicidade e horizonte definidos. Cabe destacar que o último estudo, o PNE 2050, foi publicado em 2013. Ressalta-se que cabe ao PNE um papel fundamental para o país referente ao planejamento energético de longo prazo de forma a subsidiar à formulação de políticas públicas, implantação de estratégia nacional de expansão da oferta de energia, atendimento da demanda de energia, além de orientar os esforços de eficiência energética e incorporação de inovações do setor.

Ainda sobre os fatores que impulsionarão a criação do DSO no país, a mobilidade elétrica tratada em partes na Resolução Normativa ANEEL nº 819, de 19 de junho de 2018, embora traga procedimentos e condições para a atividade de recarga dos veículos elétricos que poderá ser oferecida não somente pelas distribuidoras, mas também pelos próprios consumidores ou terceiros que queiram explorar comercialmente esse serviço, impede a injeção de energia na rede de distribuição a partir dos veículos elétricos e a sua participação no sistema de compensação estabelecido na REN ANEEL nº 482/2012. Em um cenário onde a tarifa seja horária ou dinâmica pode-se tornar atrativo fazer uso das baterias dos veículos para injeção de energia na rede elétrica, quando os preços forem vantajosos, e dessa forma, a regra imposta poderia ser revista (8).

Quanto aos benefícios do armazenamento de energia por meio de baterias pode-se extrair maior flexibilidade operativa, redução das perdas elétricas, além de possibilitar a postergação de investimentos para expansão do sistema (12). No Brasil, estão sendo desenvolvidos Projetos de Pesquisa & Desenvolvimento (P&D), sob a Chamada do Projeto Estratégico nº 21/2016, para proposição de arranjos técnicos e comerciais referentes à inserção de sistemas de armazenamento de energia no SEB, com o objetivo de avaliar a inserção de sistemas de armazenamento de energia na rede e criar condições para o desenvolvimento de bases tecnológicas, patentes e infraestrutura visando a produção nacional. Ao todo, foram criados 23 projetos de P&D sobre sistemas de armazenamento de energia no Brasil, iniciados em julho de 2017 e com data limite para conclusão em maio de 2021.

Conforme discutido, para o pleno funcionamento do DSO no Brasil é imprescindível a difusão das redes inteligentes de forma que os seus requisitos permitam a implementação de controle e monitoramento do fluxo bidirecional de energia com o uso de medidores inteligentes e de inovações tecnológicas como data management, big data, inteligência artificial e internet das coisas, de forma a conseguir integrar e gerenciar os RED nas redes de distribuição com as redes de transmissão e geração, contribuindo para a eficiência energética

e otimização da operação do sistema. Além disso, também é imprescindível o desenvolvimento tecnológico e a elaboração de medidas regulatórias na área de cibersecurity para segurança da operação das redes inteligentes, garantindo a privacidade dos dados e informações que irão trafegar nessas redes e a prevenção à ataques cibernéticos (13).

A Resolução Normativa ANEEL nº 502, de 07 de agosto de 2012, trata de forma muito incipiente o tema das redes inteligentes no Brasil, regulamentando a obrigatoriedade do uso de sistemas de medição de energia aplicados aos consumidores de baixa tensão adeptos à tarifa branca por meio de medidores eletrônicos com possibilidade de comunicação remota. De acordo com a Nota Técnica nº 098/2012-SRD/ANEEL referente à Audiência Pública ANEEL nº 43/2010 que precedeu a publicação dessa resolução, as redes inteligentes irão trazer inúmeros benefícios são só para o setor elétrico e por isso, seus investimentos devem ser discutidos juntamente com outros órgãos governamentais que envolvam os segmentos de comunicação, transporte, tecnologia, entre outros, de forma que os custos sejam rateados por todos os beneficiados. Adicionalmente, a Nota Técnica nº 277/2018-SGT/SRM/ANEEL, referente à Audiência Pública nº 59/2018 que trata da tarifa binômia, corrobora com a substituição gradativa dos medidores de energia no Brasil para os medidores inteligentes, juntamente com a evolução da implantação das redes inteligentes, da tarifação temporal e da geração distribuída, devido aos custos envolvidos.

Tendo em vista as experiências internacionais, a disseminação das redes inteligentes envolve o estabelecimento de políticas públicas específicas de incentivo (14).

Atualmente, está em tramitação o Projeto de Lei do Senado (PLS) nº 356/2017, que visa incentivar a implantação de redes elétricas inteligentes nas redes de distribuição do Brasil. O PLS propõe alterações na Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 que, dentre outras providências, disciplina o regime de concessões de serviços públicos de energia elétrica no país, propondo a inclusão de um novo artigo no Capítulo III, que trata do regime econômico e financeiro das concessões para caracterizar os investimentos em modernização das instalações e o monitoramento e gerenciamento do transporte de energia em tempo real, com o fluxo de energia elétrica e de informações bidirecionais entre o sistema de fornecimento de energia e o consumidor final como parte do serviço público prestado pelas distribuidoras de energia. O PLS nº 356/2018 propõe ainda alteração na Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, de modo a priorizar os projetos de P&D das distribuidoras sobre o tema, vinculando-os como instrumentos de eficiência energética da rede de distribuição.

As responsabilidades a serem desempenhadas pelo DSO poderiam ser assumidas tanto pelas distribuidoras, quanto por um operador independente (terceira parte) ou ainda serem assumidas pelo próprio operador da rede (*Transmission System Operator*) (14) (15).

Analisando o contexto do SEB é natural considerar que as distribuidoras assumirão esse papel, uma vez que, as mesmas já são responsáveis pela integração de geração distribuída à sua rede e que o segmento de distribuição se trata de um monopólio natural. Ao mesmo tempo, o modelo regulatório vigente em torno do serviço de distribuição impõe barreiras ao desenvolvimento de novos negócios, possibilitados pela evolução tecnológica, uma vez que o modelo de remuneração das distribuidoras, cujo processo de revisão tarifária é homologado pela ANEEL, considera apenas investimentos que gerem ganhos de eficiência, reduzindo custos de operação, ou que prezem pela manutenção da qualidade dos serviços prestados. Desta forma, o modelo regulatório vigente não prevê reconhecimento tarifário para investimentos em inovações, como, principalmente, o das redes inteligentes.

Em virtude disso, a participação das distribuidoras poderá ocorrer através de empresas não reguladas e subordinadas às holdings de seus grupos econômicos. Com isso, se for assumido que o papel do DSO caberá às distribuidoras, há a necessidade imprescindível de inovações regulatórias que permitam o reconhecimento das novas funções, serviços e investimentos, diretamente relacionados às evoluções tecnológicas em rápida difusão no setor (13).

5.0 - CONCLUSÃO

Conforme apresentado, alguns fatores que impulsionam a criação do DSO estão sendo discutidos no Brasil, mas não sob o viés de criação dos operadores distribuídos de sistema, ainda que seja, uma constatação a necessidade de sua criação no cenário de alta penetração dos RED. Por essa razão, é pertinente que as instituições governamentais e os órgãos reguladores tratem dos temas correlatos em workshops, eventos e

consultas públicas, da forma mais transparente e aberta possível. Os resultados obtidos poderão subsidiar posteriormente audiências públicas específicas sobre os temas, buscando a proposição de atos normativos, alterações nos Procedimentos de Rede, Procedimentos da Distribuição e definição de políticas públicas necessárias para o seu desenvolvimento de forma segura e sustentável.

Considerando que até o final de 2019 serão dadas diretrizes importantes sobre o novo marco regulatório decorrente do grupo de trabalho criado pela Portaria MME nº 187/2019, e que o novo PNE será elaborado dentro dos próximos quatro anos, propõe-se que o MME abra Consulta Pública, fazendo uso dos resultados desses trabalhos, para discutir os novos papéis das distribuidoras, prosumidores, ONS, agentes de transmissão e geração frente a disseminação dos RED e dos seus impactos no Sistema Interligado Nacional (SIN). Adicionalmente, também deverá ser discutido nessa oportunidade, como se dará o grande fluxo de informações e dados em tempo real entre esses stakeholders necessários para a operação centralizada e, ao mesmo tempo, distribuída, viabilizando uma rede de informações robusta e interligada.

Ainda nesse contexto, deve-se também reavaliar papéis hoje desempenhados pelas distribuidoras, como a compra de energia para atendimento ao mercado cativo de energia através de leilões de longo prazo. Em virtude do crescimento da geração distribuída e da ampliação do mercado livre anunciada no SEB esse papel gradualmente será reduzido, abrindo espaço para que as distribuidoras atuem como prestadora de serviços de infraestrutura, focando na operação e manutenção dos ativos.

Como já discorrido no Informe é necessário que seja implantada a tarifa binômia, separando adequadamente a cobrança do consumo de energia dos investimentos de infraestrutura de rede, e para isso é imprescindível o uso de medidores inteligentes.

Associado ao PLS 356/2018 deverão ser criados incentivos econômicos e medidas regulatórias para implantação de redes inteligentes, que requerem uma rede de comunicação moderna e confiável que integre os medidores inteligentes, os equipamentos de rede, subestações e fontes de geração de energia em toda a área de serviço, permitindo a automação da rede por meio da troca de informações em tempo real entre os dispositivos e o Centro de Operação. O uso dessas tecnologias será necessário para suportar todo o fluxo de informações dos medidores inteligentes da geração distribuída, e ainda permitir a introdução dos veículos elétricos no futuro.

Dessa forma, propõe-se a discussão em Consulta Pública sobre o uso das redes inteligentes, enfatizando como se dará o fluxo de informações entre os stakeholders e os requisitos de segurança cibernética necessários nos sistemas de supervisão e controle.

Propõe-se também a abertura de Consulta Pública específica pela ANEEL nos próximos anos para tratamento dos critérios e requisitos mínimos obrigatórios tanto para as distribuidoras quanto para os prosumidores, observando a experiência internacional relativa a segurança da operação e a necessidade de uniformidade dos requisitos técnicos necessários.

A partir das lições aprendidas nos estudos de casos de outros países em que houve a implantação dos DSO e das discussões das consultas públicas específicas, será possível encontrar uma solução adequada e próxima do ideal para o cenário brasileiro. Assim, o país conseguirá se precaver dos obstáculos enfrentados por outros sistemas elétricos similares ao brasileiro e conseguirá aproveitar as oportunidades de melhoria para incentivar a inovação tecnológica, a integração dos diferentes agentes e conseguirá aderir às mudanças do setor nos processos de planejamento e operação do sistema de forma oportuna, inovadora e, principalmente, justa a todos os impactados, direta e indiretamente.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Informações compiladas e mapa – Informações Técnicas Geração Distribuída – Unidades Geradoras com Geração Distribuída. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset_publisher/mJhnKli7qcJG/content/registro-de-central-geradora-de-capacidade-reduzida/655808?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Foutorgas%2Fgeracao%3Fp_id%3D101_INSTANCE_mJhnKli7qcJG%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2> Acesso em: 16/03/2019.

(2) EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Sumário Executivo do Plano Decenal de Expansão de Energia 2027. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/Sumario%20Executivo%20PDE%202027.pdf>> Acesso em: 22/04/2019.

(3) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica nº 0108/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas?p_p_id=audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_documentId=42678&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_tipoFaseReuniao=fase&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_jspPage=%2Fhtml%2Faudiencias-publicas-visualizacao%2Fvisualizar.jsp> Acesso em: 22/04/2019.

(4) Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. 1º Relatório do Programa Piloto de Resposta da Demanda, 14 de dezembro de 2018.

(5) OFICIAL JOURNAL OF THE EUROPEAN UNION. Directive 2009/72/EC Of The European Parliament and Of The Council of 13 July 2009. Disponível em: < <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:EN:PDF>> Acesso em: 22/04/2019.

(6) ELECTRICITY FOR EUROPE. Power Distribution in Europe - Facts & Figures, 2013. Disponível em: < https://www3.eurelectric.org/media/113155/dso_report-web_final-2013-030-0764-01-e.pdf > Acesso em: 22/04/2019.

(7) EUROPEAN COMMISSION. JRC Science for Policy Report – Distribution System Operators Observatory 2018 Overview of the electricity distribution system in Europe, 2019. Disponível em: < <https://ses.jrc.ec.europa.eu/sites/ses.jrc.ec.europa.eu/files/publications/dsoobservatory2018.pdf> > Acesso em: 22/04/2019.

(8) SP ENERGY NETWORKS. SPEN DSO Vision, 2016. Disponível em: <<https://www.spenergynetworks.co.uk/userfiles/file/SPEN%20DSO%20Vision%20210116.pdf>> Acesso em: 22/04/2019.

(9) EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Nota de Discussão Recursos Energéticos Distribuídos: Impactos no Planejamento Energético, 2018. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias/Documents/ND%20-%20Recursos%20Energ%C3%A9ticos%20Distribu%C3%ADdos.pdf>> Acesso em: 22/04/2019.

(10) Ministério do Meio Ambiente. Acordo de Paris. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/acordo-de-paris.html>> Acesso em: 25/04/2019.

(11) Massachusetts Institute of Technology – MIT. Utility of the Future. 2016. Disponível em: <<https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2016/12/Utility-of-the-Future-Full-Report.pdf>> Acesso em: 25/04/2019.

(12) Imperial College London. An analysis of electricity system flexibility for Great Britain. November 2016. <https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/568982/An_analysis_of_electricity_flexibility_for_Great_Britain.pdf> Acesso em: 25/04/2019.

(13) CASTRO, Nivalde de; GOUVÊA, Adriana Ribeiro; MOSZKOWICZ, Mauricio. “Desafios das distribuidoras de energia elétrica frente à difusão dos recursos energéticos distribuídos”. Agência CanalEnergia. Rio de Janeiro, 04 de abril de 2019.

(14) European University Institute. From Distribution Networks to Smart Distribution Systems Rethinking the Regulation of European electricity DSOs. June 2013. Disponível em: < <https://www.eui.eu/Projects/THINK/Documents/Thinktopic/PB/PB-2013-05.pdf> > Acesso em: 25/04/2019.

(15) GO15 Strategic Working Group 3. Analysis of the new TSO/ISO business models 2018.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Karine Rejane de Oliveira França Louzada – Formada em engenharia elétrica com ênfase em sistemas de potência pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-RIO) em 2013. Durante a graduação estagiou no Instituto de Energia da PUC - IEPUC, realizou iniciação científica pelo PIBIC-CNPq no projeto Estratégia de Oferta Ótima sob incerteza em leilões de fontes geradoras de energia eólica e estagiou na Eletrobras na área de expansão de linhas de transmissão. Ingressou no Operador Nacional do Sistema Elétrico em 2013 como engenheira júnior na área de procedimentos de rede e de gestão de riscos. Atualmente é Engenheira Pleno na área de regulação e processos no ONS e cursa MBA em Gestão de Processos no Instituto Brasileiro de Mercado de Capitais - IBMEC.



Denise Tieko Naruto – Formada em engenharia elétrica com ênfase em sistemas de potência em 2017 pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), realizou intercâmbio acadêmico pelo Ciências sem Fronteiras na University of Ontario Institute of Technology (UOIT), Canadá. Estagiou na Solera Sustainable Energy Company na área de geração distribuída em Ontario, Canadá. Estagiou na Prátil (atual Enel X) na área de geração distribuída. Trabalhou como projetista na Omexom - VINCI Energies Brazil na área de geração distribuída. Em 2017, ingressou no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS como Trainee na Gerência de Processos e Riscos e atualmente é Engenheira Júnior na Gerência de Relacionamento com Agentes e Assuntos Regulatórios.



Manoel de Jesus Botelho - Formado em eletrotécnico em 1967 na Escola Federal de Eletrotécnica do Rio de Janeiro. Graduiu-se em engenharia elétrica em 1974 na Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Especializou-se em Sistemas Elétricos de Potência na Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI-MG) em 1977. Em 2004/2005 participou do MBA na escola de Negócios da PUC-Rio - IAG Master em Desenvolvimento Gerencial - ONS. Ingressou na Light em 1968 no Centro de Operação como eletrotécnico. Ingressou na Eletrosul em 1974 como engenheiro na área de Estudos e Proteção permanecendo até 1997. No ano de 1998 prestou serviços a Eletrobras no projeto da elaboração dos livros do Grupo Coordenador da Operação Interligada - CGOI. Ingressou no ONS no final de 1998 sendo Gerente Executivo do Centro Regional de Operação Sul e do Núcleo Sul do ONS, atualmente é Especialista II.