

Regulamentação Pertinente ao Intercâmbio da Demanda de Fronteira para Suporte à Operação.

Alvaro Afonso Furtado Leite
Camila Kamarad Zocal Garcia

Instituto de Pesquisas Eldorado
Campinas, Brasil
alvaro.leite@eldorado.org.br
camila.garcia@eldorado.org.br

Raphael Ravalha de Brito
Thais Morais Abadio

Grupo ENERGISA
Cataguazes, Brazil
raphael@energisasolucoes.com.br

Abstract— Estudo da Regulamentação pertinente ao controle da demanda de fronteira, realizado com o objetivo de apoiar o desenvolvimento de um sistema de controle da demanda, despacho otimizado, automatismo da geração, objetivando evitar multas de ultrapassagem e simular as condições operacionais, atendendo metas regulatórias.

Palavras Chave — Controle de Demanda, Despacho de PCH, Medição de Energia, Alívio de Carga, ERAC, MUST, TUSD, TUST, PRODIST, Qualidade da Energia e Geração Distribuída.

I. INTRODUÇÃO

Este artigo é parte integrante da fase de estudos regulatórios pertinente ao projeto de Pesquisa & Desenvolvimento referente ao “Desenvolvimento de Algoritmo de Supervisão Inteligente de Intercâmbio da Demanda de Fronteira para Suporte à Operação”, proposto pela Energisa Minas Gerais e executado pelo Instituto Eldorado de Pesquisa.

O objetivo do projeto é o de desenvolver um sistema de controle da demanda, despacho otimizado, automatismo da geração, objetivando evitar multas de ultrapassagem e simular as condições operacionais, atendendo metas regulatórias.

A fim de suportar os estudos realizados e possibilitar o desenvolvimento de um sistema de despacho adequado à regulamentação do setor elétrico brasileiro, foi realizada uma análise da regulamentação pertinente aos estudos desenvolvidos, envolvendo questões de acesso ao sistema de distribuição, geração distribuída, fornecimento de energia, contrato de suprimento, sistema de medição de fronteira e alívio de carga.

Desta forma, os estudos aqui apresentados contribuem com as premissas adotadas para o desenvolvimento do projeto, com a apresentação de possíveis condições de contorno a decisão do controle de demanda e suporte à operação, objetivo central do projeto em desenvolvimento.

II. PANORAMA DO SISTEMA ELÉTRICO DA EMG

O sistema elétrico da EMG é atendido por três supridoras. A principal conexão é realizada pela SE Além Paraíba, com tensão suprimento de 138 KV, com demanda contratada da Light de 101.300 kW no horário de Ponta e 117.800 kW no horário Fora Ponta.

O segundo ponto de suprimento é realizado pela Rede Básica, na SE Padre Fialho, com tensão de suprimento de 138 kV, com conexão com a SE de Seccionamento da Linha de Transmissão Ouro Preto/Vitória, com tensão de 345 kV. Esta conexão tem demanda contratada com FURNAS de 70.000 kW, tanto no horário de Ponta como Fora Ponta.

É importante observar que os pontos de conexão Light-EMG-Rede Básica, encontram-se conectados em anel, com fluxo controlado pelo transformador defasador com controle por ângulo ou potência. A EMG realiza o despacho deste ponto de conexão em conjunto com o Grupo Montes Claro, proprietário da SE Padre Fialho (do lado da rede básica), que é subordinada ao Operador Nacional do Sistema – ONS.

O terceiro ponto de conexão localiza-se na região de Manhuaçu conectada com a Cemig por meio da SE Manhuaçu, com tensão suprimento de 138 KV, com demanda contratada de 31.500 kW no horário de Ponta e 32.200 kW no horário Fora Ponta.

Com uma demanda no horário de ponto de, aproximadamente, 290 MW, teoricamente somente a potência instalada das 29 usinas que suprem o sistema, que somam uma potência instalada de 302,1 MW, já seriam suficientes para atender ao seu mercado. No entanto, tem que ser considerada a sazonalidade destas usinas, que em sua grande maioria são PCH's a fio d'água que não possuem capacidade de regularização do sistema. Além disto, há também o problema de perdas técnicas devido às longas distâncias existentes entre as gerações e os centros de carga do sistema.

Esta característica do sistema influencia nas contratações de intercâmbio, pois as exportação e importação ocorrem em períodos diferentes do ano, influenciando nos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão – MUST e nos Montantes de Uso do Sistema de Distribuição – MUSD, obrigando que a contratações sejam firmadas, obrigatoriamente, pelo valor máximo de demanda do sistema EMG.

Como visto, o SEP da EMG é fortemente marcado pela presença de geração distribuída, com a presença de pequenas usinas hidrelétricas distribuídas por toda a área de concessão, além de uma termelétrica de maior porte. Estas usinas, em conjunto com as fontes supridoras nas regiões de fronteiras, são os responsáveis por atender a integridade de seu mercado. No entanto, devido a presença marcante de geração distribuída,

susceptíveis à presença de água, das longas distâncias entre gerações e os centros de carga do sistema e, também, pelas grandes oscilações da carga, o sistema de potência da EMG é susceptível a condições instáveis de operação, provocado pelos desequilíbrios entre a demanda e oferta, resultando em instabilidades que podem levar ao colapso de seu sistema.

Diante deste cenário, foi proposto o desenvolvimento de um sistema que seja capaz de otimizar a contratação da demanda por meio de um processo de inteligência no despacho das PCH's da área de concessão da EMG. No entanto, este sistema deve atender a todos os requisitos legais, sendo necessário a realização de um estudo profundo desta complexa regulamentação que será apresentado a seguir neste artigo de forma resumida.

III. SISTEMA DE MEDIÇÃO DE FRONTEIRA – SMF

O SMF é regulamentado pela Resolução Normativa ANEEL 395/2009. Os requisitos dos SMF instalados nos pontos de conexão entre distribuidoras com Montante de Uso do Sistema de Distribuição – MUSD, devem seguir o disposto no Submódulo 12 dos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema – ONS – e, quando aplicável, pelo Módulo 5 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

A medição de fronteira deve ser executada dentro dos parâmetros, conhecido como “Padrão SMF”, em referência ao Sistema de Medição para Faturamento padronizado para os Agentes de Medição que participam do Sistema de Coleta de Dados de Energia – SCDE – da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

No ANEXO I do Submódulo 12.2 do Procedimento de Rede estão definidos todos os requisitos técnicos específicos sobre medidores de energia elétrica, que devem ser projetados e executados atendendo às normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT e, nos casos omissos, às normas International Electrotechnical Commission – IEC.

Em linhas gerais, um SMF é composto pelos medidores principal e retaguarda, pelos Transformadores para Instrumentos (TI), Transformador de Potencial (TP) e Transformador de Corrente (TC), pelos canais de comunicação entre os agentes e a CCEE, e pelos sistemas de coleta de dados de medição para faturamento. Os arquivos de saída, da mesma forma como para o caso dos registros da medição de faturamento, deverão ser apresentados em formato ASCII.

Os medidores registram e armazenam energias, demandas, tensões e correntes envolvidas no ponto de conexão para os dois sentidos do fluxo de potência ativa e reativa, instalados em cubículos exclusivos, localizados nas salas de comando das Subestações – SE, ou em abrigos apropriados próximos aos TI's.

Os medidores devem ser polifásicos e dotados de facilidades de software e hardware que permitam operações de leitura, programação, armazenamento, carga e alterações de parâmetros, tanto na forma local como remota.

IV. ALÍVIO DE CARGA

Sistemas Elétricos de Potência (SEP's) muitas vezes não são capazes de se reestabelecerem, retomando a condição de

equilíbrio, após a ocorrência de perdas de geração ou transmissão, sendo que este déficit de potência, normalmente, leva ao declínio gradual da frequência. Caso a reserva girante ou mesmo o sistema de transmissão não sejam capazes de recompor o SEP, medidas corretivas devem ser tomadas para evitar o colapso do sistema. Nesta condição, medidas de alívio de carga devem ser tomadas para recompor o sistema.

No Módulo 4 do PRODIST, sobre “Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição”, é apresentado, entre outras formulações, a metodologia de controle da carga em situação de contingência ou emergência, para as distribuidoras e outros agentes que tenham instalações não pertencentes ao Sistema Interligado Nacional – SIN, possibilitando a formulação de planos e programas operacionais dos sistemas de distribuição, incluindo “...previsão de carga, programação de intervenções em instalações, controle da carga em situação de contingência ou emergência, controle da qualidade do suprimento de energia elétrica e coordenação operacional dos sistemas...”.

Na seção 4.3 deste módulo, sobre Controle da Carga, são estabelecidos os procedimentos a ser implementada pelas distribuidoras para controle da carga do sistema de distribuição de unidades consumidoras ou de geradoras não despachadas centralmente, quando em condição de contingência ou emergência.

A ANEEL, através da resolução nº 140 de 25 de março de 2002, determina que é responsabilidade do ONS, efetuar o acompanhamento dos montantes de carga disponibilizados para corte pelo Esquema Regional de Alívio de Carga - ERAC. Devendo ele identificar as situações de não conformidade e as necessidades de adequação dos esquemas existentes.

Anualmente os agentes de Distribuição e Consumidores Livres conectados diretamente à Rede Básica do Sistema Interligado Nacional – SIN – devem elaborar seu Plano de Corte Manual de Carga – PCMC, de acordo com as responsabilidades, premissas, diretrizes e critérios do Submódulo 10.10 dos Procedimentos de Rede – Gerenciamento da Carga. O PCMC é um documento que fornece subsídios para que o ONS detalhe os procedimentos para o gerenciamento de carga para o controle da frequência do sistema em caso de deficiência da geração ou para o controle da transmissão da rede base.

Nas condições de emergência, as distribuidoras devem selecionar as unidades consumidoras, subestações e alimentadores, sujeitos ao controle de carga. Este corte deve atender às diretrizes de priorização e montantes de corte de carga, considerando as determinações da versão atual do Submódulo 11.4 - Sistemas Especiais de Proteção – SEP, aprovado pela ANEEL pela Resolução nº 372/09, de 05/08/2009.

No submódulo 11.4, referente aos Sistemas Especiais de Proteção do ONS, é estabelecido as diretrizes básicas para a definição de projetos do SEP, que englobam os Esquemas de Controle de Emergência – ECE e os Esquemas de Controle de Segurança – ECS. A realização desses procedimentos resulta dos estudos elétricos destinados a avaliar o comportamento do

sistema elétrico para determinar a necessidade de instalação de SEP ou de revisão dos esquemas existentes.

Os SEP são sistemas automáticos de controle e proteção implantados nos agentes de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica que permitem a utilização adequada destes sistemas, proporcionando maior confiabilidade à operação do SIN, evitando que perturbações possam levar a perda de estabilidade ou a colapso de tensão. Desta forma, tem-se o aumento da segurança operacional do SIN e diminuindo a possibilidade de ocorrência de perturbações de grande porte, além de restringir a área de abrangência dessas perturbações.

O objetivo do Submódulo 11.4 é o de estabelecer as diretrizes básicas para a definição do projeto básico de novos SEP, de acordo com as necessidades determinadas por recomendações contidas em estudos do SIN. Nele é especificado a forma de manutenção do banco de dados do SEP, instalados no SIN e apresenta a forma de acompanhamento das cargas disponibilizadas para corte, por meio do ERAC, para identificar os casos de não-conformidade.

O ERAC é um Esquema Regional de Alívio de Carga, sendo um SEP específico de corte de carga por subfrequência e/ou taxa de variação de frequência, que deve ser realizado conforme apresentado a seguir.

A. Esquema Regional de Alívio De Carga – ERAC

Há um esquema específico de SEP, denominado de Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC, onde o corte de carga é realizado por subfrequência e/ou taxa de variação de frequência. A correta aplicação do ERAC, com a sua adequação à disponibilização de carga para corte em estágios dentro de valores recomendados por estudos, tem evitado uma série de faltas do SIN.

O ERAC atua pelo corte de carga no momento em que é percebida uma variação negativa na frequência, devido a incapacidade da geração de atender a demanda da carga conectada ao sistema, evitando a ocorrência da subfrequência.

Com a atual conjuntura do setor elétrico, com a crescente expansão das interligações nos sistemas elétricos para aumentar a sua robustez minimizando os riscos, as redes de transmissão são, muitas vezes, exploradas no limite de suas capacidades e operadas sob um grande número de restrições de operação. Desta forma, surgiu a necessidade de modernização dos sistemas de monitoramento, operação e proteção, a fim de minimizar a duração, a proporção e a quantidade de ocorrências.

Devido a esta realidade, surgiram problemas quanto às responsabilidades sobre os relés de subfrequência e os montantes de cargas disponibilizados para corte pelo ERAC. Esta situação levou o ONS a intervir para atribuir transparência na responsabilidade sobre o corte de carga, sendo, portanto, elaborando especificações técnicas dos relés de subfrequência de forma a equilibrar o procedimento de corte, de maneira que fossem atendidas as determinações da ANEEL de atribuir aos agentes detentores de cargas a responsabilidade pelo seu corte, realizada de forma isonômica.

A filosofia adotada, para que fosse garantida a efetividade do ERAC, foi a de atribuir para cada região geoeletrica do SIN, ajustes dos diversos estágios dos ERAC, com os respectivos montantes de carga a serem rejeitados, definidos em função dos possíveis déficits de geração, quando de perturbações no sistema interligado que provoquem déficits de geração em relação à carga.

O ERAC define com antecedência os estágios das cargas que deverão ser desligadas automaticamente em todo o país, em casos de grandes perturbações no SIN. Isso permite que as interrupções sejam os menores possíveis, tanto em abrangência quanto na duração.

A frequência inicial para a ocorrência do corte da carga foi baseada em um valor até o qual o sistema tem condições de recuperar a frequência sem a ocorrência de corte da carga. A frequência mínima adotada foi em função das características dos equipamentos associados aos serviços auxiliares das usinas, sendo adotado, no mínimo, 56 Hz.

Um aspecto fundamental para o sucesso do ERAC é o controle do perfil de tensões do sistema que, se não adequadamente realizado, irá deteriorar o desempenho do esquema ou, até mesmo, levar a resultados opostos ao esperado.

Deve-se ressaltar que os estudos de dimensionamento do ERAC foram realizados considerando um tempo de 350 ms após a ultrapassagem da frequência, para efetuar o corte de carga, em cada um de seus estágios. Assim, o tempo máximo admissível para atuação do esquema (tempo de atuação do relé + tempo de abertura do disjuntor + temporização intencional, se houver) deve ser de 350 ms.

B. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica

No Módulo 1, sobre a introdução do PRODIST, Resolução Normativa nº 517/2012, de 14/12/2012, onde são definidos os propósitos gerais e o âmbito de sua aplicação, corte de carga é definido como “...interrupção de suprimento de energia elétrica através do desligamento automático ou manual, de linhas de transmissão ou de circuitos de distribuição...”.

É definido a questão de Gerenciamento da Carga, que são “...ações voltadas para cobrir qualquer deficiência de geração, transmissão, distribuição ou transformação em que a carga a ser atendida supere a capacidade de suprimento/atendimento da área afetada, resultando, portanto, em remanejamentos ou cortes de carga previamente estabelecidos para garantia da integridade do sistema...”.

Outra questão relevante definida no Módulo 1 da Introdução do PRODIST, diz respeito a Perturbação no Sistema Elétrico, que é definido como sendo “...ocorrência no sistema elétrico caracterizada pelo mau funcionamento ou desligamento forçado de um ou mais de seus componentes, acarretando quaisquer das seguintes consequências: corte de carga, desligamento de outros componentes do sistema, danos em equipamentos ou violação de limites operativos...”. Estas seriam situações de contingência que, segundo o PRODIST, envolve a “...perda de equipamentos ou instalações que

provoca ou não violação dos limites operativos ou corte de carga...”.

No Módulo 2 do PRODIST, sobre Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição, Revisão 5, Resolução Normativa nº 628/2014, de 23/10/2014, na seção 2.9.1, referente a estudos de confiabilidade, é definido, entre outros pontos, que o planejamento da expansão deve permitir verificar em quais contingências existe a possibilidade de corte de carga, determinando o corte mínimo para o restabelecimento das condições de operação.

Em seu módulo 4, sobre Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição, Revisão 1, Resolução Normativa nº 395/2009, de 1/01/2010, na seção 4.3, sobre controle de carga, são estabelecidos “...procedimentos a serem implementados pelas distribuidoras para controle da carga do sistema de distribuição junto às distribuidoras acessantes, às unidades consumidoras e às centrais geradoras não despachadas centralizadamente ou centro de despacho de geração distribuída, em situações de contingência ou emergência...”.

No módulo 8, sobre Qualidade da Energia Elétrica, Revisão 6, Resolução Normativa nº 641/2014, de 01/01/2015, na seção 8, sobre variação de frequência, é definido que “...o sistema de distribuição e as instalações de geração conectadas ao mesmo devem, em condições normais de operação e em regime permanente, operar dentro dos limites de frequência situados entre 59,9 Hz e 60,1 Hz...”, para isto, se necessário, pode haver a necessidade de corte de geração ou de carga para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração, durante os distúrbios no sistema de distribuição, a frequência.

Estas definições especificadas no PRODIST mostram que há condições onde o corte da carga, não só pode como deve ser empregado.

V. CONTRATAÇÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

O Operador Nacional do Sistema – ONS, coordena e controla as instalações de transmissão e geração integrantes do Sistema Interligado Nacional – SIN, de acordo com as disposições dos Procedimentos de Rede, que são documentos de caráter normativo, elaborados pelo ONS, com participação dos agentes, e aprovados pela ANEEL. O Procedimento de Rede define os procedimentos e os requisitos necessários à realização das atividades de planejamento da operação eletroenergética, administração da transmissão, programação e operação em tempo real no âmbito do SIN (sitio ONS, consultado em 11/03/2015).

Os ativos de transmissão integram a Rede Básica do SIN, e compreendem subestações e linhas de transmissão em tensões iguais ou superiores a 230 kV. O acesso ao sistema de transmissão é livre e garantido por lei, havendo o dever legal de compartilhar a infraestrutura existente com os acessantes habilitados.

A Lei nº. 10.848, de 15 de março de 2004, dispôs sobre a forma de comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN. A partir desta Lei, surgiu a necessidade de controle e gerenciamento dos fluxos passantes pelos pontos de conexão do sistema de distribuição com a Rede Básica, que é contabilizado por meio do Montante de Uso do

Sistema de Transmissão – MUST, que tem por objetivo evitar sub e sobre contratações, que pode vir a resultar em penalidades para a distribuidora ou excessos indesejados que oneram o consumidor.

A regulamentação estabelece que os custos incorridos pelo uso da rede básica em função do MUST, da demanda e da geração de cada agente sejam rateados igualmente entre as partes integrantes do sistema. Para tal, os agentes de distribuição contratam junto ao ONS demandas de rede básica. Na realidade, os valores de potência máxima são contratados das empresas transmissoras através de Contratos de Uso do Sistema de Transmissão – CUST, com os agentes transmissores representados pelo ONS.

Atualmente, a contratação do uso do sistema de transmissão é regulamentada pelas Resoluções ANEEL nº 281/1999, nº 371/1999, nº 399/2010 e nº 429/ 2011, além dos Procedimentos de Rede do ONS.

A Resolução Normativa Nº 399/2010, editada pela ANEEL, em 13 de abril de 2010, aperfeiçoou a regulamentação de contratação do uso da transmissão. Ela estabelece que o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST, por unidades geradoras, consumidoras e distribuidoras conectadas diretamente à Rede Básica e contemplam os Montantes de Uso do Sistema de Transmissão – MUST.

Desde a entrada em vigor da Resolução 399/2010, várias alterações foram realizadas de modo a adapta-la à realidade do mercado. Em virtude das adaptações realizadas e pelo grande número de adequações solicitadas por diversos agentes e entidades de classe representativas do setor elétrico, a Superintendência de Regulação da Transmissão – SRT, resolveu implementar aprimoramentos a esta importante regulação.

Desta forma, cumprindo todas as etapas estipulada na Resolução Normativa nº 540/2013, para a realização da Análise de Impacto Regulatório – AIR, da RN 399/2010, foi editado a Nota Técnica nº 161/2014-SRT/ANEEL, de 2 de junho de 2014, sobre a “proposição de aprimoramentos da regulamentação da contratação do uso do sistema de transmissão.”, que serve como material para subsidiar as decisões da ANEEL.

Esta NT tem o objetivo de propor aprimoramentos à regulamentação de contratação do uso do sistema de transmissão e dispõe de todas as informações sobre a necessidade e as consequências da regulação que está sendo proposta, a análise custo/benefício, bem como as alternativas avaliadas para alcançar o objetivo desejado.

Na NT 161/2014 são propostas uma série de alterações na RN 399/2010, que resultarão em uma nova Resolução que regerá a contratação do uso do sistema de transmissão. Resumidamente, esta nova Resolução alterará a forma de contratação do sistema de transmissão em aspectos referente aos seguintes temas:

- CUST em caráter permanente e temporário e sua rescisão;
- Contratação dos MUST e sua permissão de redução;

- Limite mínimo para a contratação de MUST das centrais de geração;
- Restrição ao uso do sistema de transmissão;
- Apuração dos EUST para as centrais de geração com contratação temporária;
- Contratação de reserva de capacidade;
- CUST por importadores e exportadores de energia elétrica;
- Eficiência da CUST;
- Apuração de ultrapassagem e eficiência da CUST;
- Acompanhamento do uso do sistema de transmissão.

VI. ACESSO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O principal marco legal pertinente a Geração Distribuída se refere aos autoprodutores e produtores independentes de Energia e seu marco legal; a Lei 10.848/2004 e do Decreto 5.163/2004; seguido da apresentação da Resolução Normativa nº 482, de 2012, que poderá vir a impactar a forma de se consumir e gerar energia; além das questões técnicas de acesso por meio do estudo do Módulo 3 do PRODIST.

A. Autoprodução e Produção Independente de Energias

A Geração Distribuída pode ser realizada em caráter competitivo, quando realizado por Agentes Geradores, Autoprodutores (APE) e Produtores Independentes (PIE) de energia elétrica. Neste segmento os agentes podem comercializar a energia tanto no Ambiente de Comercialização Regulado – ACR, como no Ambiente de Comercialização Livre – ACL, respeitando as exigências de cada ambiente.

O marco regulatório que disciplina a atuação dos APE e PIE no mercado de energia elétrica é disciplinado pela Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, o Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996 e a Resolução Normativa nº 247, de 21 de dezembro de 2006. Esse conjunto de normas define as regras de comercialização de energia elétrica entre esses geradores, os consumidores livres e concessionários ou permissionários de serviço público de distribuição de energia. Este importante marco regulatório, que foi motivo de grande incentivo à GD no Brasil, além de promover a competitividade neste setor e assegurar o livre acesso destes agentes ao sistema elétrico das distribuidoras, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido.

A Resolução Normativa nº 247/06, disciplina a comercialização de energia elétrica por unidades geradoras, ou conjunto de unidades consumidoras, que possuam carga igual ou superior a 500 kW.

Esta resolução surgiu da necessidade de incentivar a comercialização de energia por fontes incentivadas, gerada a partir de fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada. Se enquadram nesta categoria as PCH's maiores de 1 MW e menores que 30 MW, destinada à produção independente ou autoprodução, empreendimentos com potência menores ou igual a 1 MW e empreendimentos a partir de fontes eólica, biomassa ou solar, menores de 30 MW.

Cogeração qualificada, diz respeito àquela que se nos requisitos estabelecidos pela Resolução ANEEL nº 021/2000, que define cogeração como o processo de produção combinada de calor útil e energia mecânica, geralmente convertido total, ou parcialmente, em energia elétrica a partir da energia química disponibilizada por um ou mais combustíveis. (COGEN, 2015)

Segundo o Decreto nº 5.163/04, o montante da energia elétrica contratada de GD não poderá exceder 10% da carga do agente de distribuição; deverá acontecer Chamada Pública pelas distribuidoras; o repasse à tarifa será limitado ao VR; e o empreendimento de geração deverá ser conectado ao sistema elétrico da distribuidora compradora. Esses empreendimentos poderão ser baseados em energia solar; energia eólica; PCHs (potência menor ou igual a 30 MW); termoelétricas (UTES), inclusive de cogeração a gás, com eficiência energética superior ou igual a 75%; e, para as UTES que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível, não existem restrições de eficiência.

Neste contexto, o Artigo nº 26 da Lei nº 9.427/1996, cria a energia incentivada para promover o desenvolvimento de fontes alternativas no processo de geração de energia elétrica, com potência instalada menores ou igual a 30MW. Essa energia pode ser vendida para consumidores especiais (aqueles com consumo menor que 3MW) ou para consumidores livres (que consomem mais de 3MW).

A denominação Energia Incentivada faz referência aos descontos nas Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), com valores de 50% ou 100%, conforme estipulado pela ANEEL. A comercialização de Energia Incentivada envolve os Agentes de Geração, Consumidores Livres Especiais, Comercializadoras e Autoprodutores. A Resolução Normativa nº 247/06 estabelece as condições para a comercialização de energia elétrica entre empreendimentos de geração, que utilizem fontes primárias incentivadas, e unidade ou conjunto de unidades consumidoras, cuja carga seja maior ou igual a 0,5 MW, no âmbito do Sistema Interligado Nacional – SIN.

Observa-se pelo resumo apresentado que a legislação que regulamenta a Autoprodução e a Produção Independente de Energias é complexa e abrangente e envolve diversos agentes e instituições do setor elétrico brasileiro. O objetivo aqui, foi somente o de apresentar o marco legal pertinente, com suas principais Leis, Decretos e Regulações Setoriais, os principais agentes de geração envolvidos, para que se possa ter uma ideia do grande potencial de expansão desta forma de geração no mercado, diretamente conectada ao sistema de distribuição.

B. Micro e Mini Geração Distribuída

O potencial da Geração Distribuída expande-se ainda mais se considerado a Micro e a Mini Geração. Esta forma de GD foi regulamentada pela Resolução Normativa nº 482, de abril de 2012, que: “Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e mineração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.”

A 482 foi um marco para a Geração Distribuída, principalmente a fotovoltaica, no Brasil. Ela, além de estabelecer os procedimentos gerais para a conexão à rede de mini e microgeradores, a resolução propôs a criação de um sistema de compensação de energia, conhecido internacionalmente como *net metering*, onde um pequeno gerador de fonte renovável não precisa consumir toda a energia produzida no momento da geração, uma vez que ela poderá ser injetada na rede e ser consumida em períodos de menor potencial de geração.

A Rn 482 estabelece que a energia gerada seja “emprestada” ou armazenada na rede, podendo, a qualquer momento, ser consumida por este mesmo consumidor, ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade da unidade consumidora onde os créditos foram gerados (dentro de uma mesma área de concessão), ocorrendo, portanto, uma compensação dos créditos (em energia ativa) adquiridos.

Segundo a 482/12, a micro e mine GD não necessita formalizar contratos de uso e conexão, sendo suficiente a celebração de um “Para medição do saldo entre a energia gerada e consumida, no sistema de compensação de energia elétrica, deverá ser instalado um sistema de medição bidirecional, sendo os custos envolvidos de responsabilidade do interessado (consumidor/gerador), sendo estes custos relativo à diferença entre o custo dos componentes do sistema de medição convencional para o sistema de compensação. As especificações técnicas do sistema de medição estão dispostas no PRODIST, que serão observadas a seguir neste estudo.

C. PRODIST – Módulo 3

O Módulo 3 do PRODIST, estabelece as condições de acesso, conexão e uso de sistema de distribuição “não abrangendo as Demais Instalações de Transmissão – DIT”, e define os critérios técnicos e operacionais, bem como os requisitos de projeto, para conexão dos acessantes às redes de distribuição.

Nesta análise do Módulo 3 do PRODIST, foi considerada a sua Revisão 5, de dezembro de 2012, que considerando as alterações indicadas na Resolução Normativa nº 517/2012, que retifica a nota explicativa da Tabela 2, da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, sobre a “Chave seccionadora visível e acessível que a acessada usa para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema.”, questão que será analisada no decorrer deste estudo.

Os procedimentos descritos neste Módulo devem ser observados, tanto pelas distribuidoras acessadas, como por acessantes cujas instalações são conectadas ao sistema de distribuição, não abrangendo as DIT, tais como: unidades consumidoras de energia livres e especiais; centrais geradoras de energia; distribuidoras de energia; agentes importadores ou exportadores de energia; e, unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de energia elétrica.

Os procedimentos de rede disciplinaram, em todos os seus aspectos, as responsabilidades dos agentes fornecedores de serviços de eletricidades, assim como dos agentes consumidores, atribuindo a cada um deles as suas

responsabilidades técnicas, econômicas, ambientais e de segurança em geral.

VII. QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

A qualidade do serviço possui três dimensões: (a) a qualidade comercial, relacionada com acordos individuais entre concessionária e clientes (conexão de novos clientes, cobrança de serviços, resposta às reclamações e instalação de equipamentos de medição); (b) a qualidade da tensão que é definida pela forma da onda de tensão identificada através dos índices de conformidade (variações na frequência, flutuações na magnitude de tensão, variações de tensão de curta e longa duração, harmônicos, etc); e, (c) a continuidade do suprimento, caracterizada pelo número e pela duração das interrupções (DEC e FEC).

O Módulo 8 do PRODIST, sobre a Qualidade da Energia Elétrica, tem o objetivo de estabelecer os procedimentos relativos à Qualidade da Energia Elétrica - QEE, abordando a qualidade do produto, definindo as terminologias, caracteriza os fenômenos, parâmetros e valores de referência relativos à conformidade de tensão em regime permanente e às perturbações na forma de onda de tensão, estabelecendo mecanismos a fixação de padrões para os indicadores de QEE. Assim como a qualidade do serviço, definindo a metodologia de apuração dos indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento a ocorrências emergenciais, definindo padrões e responsabilidades.

REFERÊNCIA

- [1] ABRADEE, “Resolução Normativa n.º 482/2012, da Aneel, que definiu regras voltadas a facilitar geração distribuída de energia de pequeno porte”, apresentação na Comissão de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável Comissão de Minas e Energia, 29/05/2011;
- [2] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.
- [3] Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Procedimentos de Rede. Sistemas Especiais de Proteção.