

O Contexto Regulatório para a Geração de Pequeno Porte no Brasil

L. C. de Godoi
Mestrando
Godoi.lcg@gmail.com

R. C. Lotero
Professor Associado
Roberto.lotero@unioeste.br

M. T. Albano
Mestrando
05.matheus@gmail.com

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação – PGEEC
Universidade Estadual do Oeste do Paraná – UNIOESTE
Foz do Iguaçu - Brasil

Abstract—O ambiente técnico, econômico e regulatório atualmente estabelecido no Brasil pode influenciar positivamente o crescimento do mercado varejista de eletricidade. Entretanto, a diversidade de normas, procedimentos e leis dificultam o conhecimento, entendimento e acompanhamento deste ambiente. Assim, será apresentado o cenário atual da GD, descrevendo a estrutura regulatória, barreiras, condições gerais de acesso, incentivos e formas de comercialização. O artigo foi baseado em pesquisa documental e análise de conteúdo, principalmente de Leis, Decretos e Resoluções Normativas. Ao longo do trabalho pode ser observado que diversas ações foram adotadas com vistas a uma política pública para o desenvolvimento da GD, porém ainda é necessário aperfeiçoar os instrumentos legais para uma maior penetração da mesma.

Index Terms-- Comercializador Varejista, Fontes Incentivadas, Geração Distribuída, Microgeração, Minigeração.

I. INTRODUÇÃO

A produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis é o objetivo perseguido por todos os países do mundo, adotando políticas públicas que permitam diminuir a dependência de combustíveis fósseis e cumprir as metas estabelecidas em tratados internacionais para reduzir o aquecimento global provocado pela emissão de gases de efeito estufa [1].

Particularmente no Brasil, o enorme potencial hídrico fez com que a opção de centrais hidrelétricas de médio e grande porte fosse utilizada para desenvolver a geração de energia elétrica no país. No entanto, a expansão da oferta através de grandes centrais hidrelétricas enfrenta resistências cada vez maiores dado os impactos econômicos e socioambientais causados pela implementação desses empreendimentos.

Mundialmente a Geração Distribuída (GD) têm se tornado uma alternativa atraente para suprir o constante aumento na demanda por energia elétrica [2], [3]. Isso devido a vantagens como redução de perdas no transporte, menores impactos ambientais, menores investimentos na expansão e manutenção de redes de transmissão, além de menor dependência do parque gerador despachado de modo centralizado [4], [5].

Assim, o Brasil, como o resto do mundo, busca sustentabilidade por fontes renováveis, diversificando a matriz energética, favorecendo a GD e mitigando barreiras para sua conexão à rede de distribuição [2], [6]. No entanto, verifica-se dificuldades na adesão de geradores de pequeno porte, pois além de possuir uma grande quantidade de normas na estrutura regulatória, eles devem cumprir regras e procedimentos técnicos e burocráticos similares aos de um grande gerador.

A base regulatória para a inserção de GD avançou em 2004 com a Lei nº 10.848 e Decreto nº 5.163, com características e condições para a comercialização. Posteriormente, estabeleceu-se, um percentual mínimo de desconto a ser aplicado nas Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e Transmissão (TUST) para GD com fontes renováveis alternativas, regulamentando e estimulando a chamada geração incentivada.

O quadro normativo foi posteriormente ampliado, para contemplar a GD em instalações menores, com a Resolução Normativa nº 482/2012 (REN 482) da ANEEL, definindo como micro e mini geração, Unidades Consumidoras (UCs) com capacidade instalada de geração de até 100 kW e 1MW, respectivamente, a partir de fontes renováveis alternativas.

Ao descentralizar o parque gerador, com fontes renováveis e menores prazos de obtenção de licenças e implantação de projetos, agregam confiabilidade e segurança ao sistema elétrico, proporcionando maior desenvolvimento econômico, ampliando o número de agentes de GD.

Dado esse contexto, o objetivo deste trabalho é avaliar a estrutura regulatória que trata da geração de pequeno porte, apresentando as principais questões técnicas e legais que impactam na implantação da GD no SEB, estabelecendo perspectivas e definindo caminhos para o seu aperfeiçoamento.

II. ASPECTOS DO MERCADO BRASILEIRO DE ELETRICIDADE

No modelo mercantil vigente no SEB existem dois ambientes de comercialização: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o de Contratação Livre (ACL) [7].

No ACR, empresas de distribuição adquirem a energia em leilões, promovidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), para atender aos consumidores cativos conectados a ela. Já no ACL os agentes vendedores e consumidores negociam livremente preços e quantidades de energia. No entanto, a regulamentação permite que somente consumidores do grupo de alta tensão e demanda superior a 500 kW contratem sua energia livremente [7].

Em ambos os ambientes os agentes cumprem um enorme conjunto de regras e procedimentos baseados no modelo mercantil, criando dificuldades para os de pequeno porte, sejam vendedores ou compradores. Essas normas definem condições, eventos, prazos e requisitos para a comercialização de energia.

Para criar um ambiente mais simples para agentes de pequeno porte, a Resolução Normativa nº 570/2013 (REN 570) da regulamentação das atividades do comercializador varejista (CV), possibilitando nova opção para adesão desses agentes.

Embora existam estímulos estatais ao desenvolvimento de um mercado varejista, barreiras ainda permanecem, elevando o tempo de recuperação dos investimentos (*payback*), como o elevado custo do sistema e sua conexão à rede, alta carga tributária, complexo sistema de comercialização, dificuldades de implantação de redes inteligentes e a substituição de medidores atuais por inteligentes [8].

III. CARACTERÍSTICAS DA GERAÇÃO DE PEQUENO PORTE

De maneira geral, a GD pode ser conceituada como a geração de energia a partir de qualquer empreendimento conectado em redes de média ou baixa tensão [9].

No Brasil, o Decreto nº 5.163/04, define a GD como a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo os tratados pelo art. 8º da Lei nº 9.074/95, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador com potência instalada não superior a 30 MW.

A. Tecnologias

Diversas tecnologias a partir de fontes renováveis constituem-se importantes alternativas a combustíveis fósseis, podendo-se citar (1) energia solar, (2) energia eólica, (3), energia hidrelétrica e (4) biomassa.

A energia solar, por meio de sistemas fotovoltaicos, praticamente apresenta impactos nulos ao meio ambiente, sendo sua restrição mais relevante os altos custos de instalação quando comparado com os sistemas hidrelétricos.

O Brasil possui um alto potencial solar, com níveis entre 4,25 e 6,5 kWh/m² de irradiação solar por dia. Entretanto, possui pouco maturidade do uso deste sistema, quando comparado a países com potencial de radiação menor e produção maior, como é o caso da Alemanha [10], [11].

A energia eólica ganhou espaço no Brasil em parques eólicos conectados à transmissão e não como GD, sendo que, em 2014, dos 6,6 GW instalados, cerca de 6,3 GW contribuem para o SIN [12]. O litoral apresenta condições propícias ao seu aproveitamento, principalmente nas regiões Nordeste, Sul e o Norte do estado do Rio de Janeiro, embora existam áreas montanhosas no interior com potencial eólico [13].

Este potencial depende da altura de operação e espaçamento horizontal dos sistemas instalados, pois a velocidade dos ventos aumenta com a altura e rugosidade do terreno. Se plano (baixa rugosidade) a variação é menos significativa que em terreno irregular (alta rugosidade), sendo áreas urbanas consideradas irregulares e não muito recomendáveis nesse sistema [13].

A geração hidrelétrica, predominante no SEB, é classificada pela ANEEL conforme a potência instalada podendo ser: (1) Central Geradora Hidrelétrica (CGH), com potência instalada menor ou igual a 3 MW; (2) Pequena Central Hidrelétrica (PCH) com potência maior que 3 MW e menor ou igual que 30 MW, com área de reservatório igual ou inferior a 13,0 km²; (3) Usina Hidrelétrica de Energia (UHE) com potência maior que 30 MW. Podem ser consideradas GD as CGHs e PCHs.

Nas PCHs as principais vantagens são (1) construção e operação só dependem de autorização da Aneel, concedida após elaboração e aprovação de estudo de inventário e projeto básico, dispensando o leilão para a concessão da exploração da queda d'água, (2) desconto de no mínimo 50% na TUSD ou TUST, (3) prazo de implantação e impacto ambiental bastante reduzido se comparado às UHE, (4) possibilidade de desapropriação quando não for proprietário das terras.

As CGHs têm a vantagem de (1) não necessitar de estudo de inventário e projeto básico, bastando informar à ANEEL para ser autorizado como Produtor Independente de Energia (PIE) ou Autoprodutor de Energia (APE), (2) prazo de implantação e impacto ambiental reduzido se comparado às PCHs, (3) não é possível desapropriação, devendo o interessado ser o proprietário das terras ou entrar em acordo com este.

Quanto à biomassa, apresenta vantagem em comparação com a geração termelétrica a partir de derivados de petróleo, pois tem menor emissão de gases de efeito estufa [11].

O Brasil utiliza diversos tipos de matéria orgânica como biomassa, tais como o bagaço de cana de açúcar, o capim elefante, a casca de arroz, os óleos vegetais, o biogás de resíduos animais e urbano [11], [14], [15].

A biomassa representa 9,69% do total na geração de energia elétrica dentre as fontes primárias utilizadas, com o bagaço de cana de açúcar com maior capacidade, 7,1 % da potência elétrica total [14], utilizada em processos de cogeração.

A cogeração, segundo a Resolução nº 21/2000 da ANEEL, é um processo de produção combinada de calor útil e energia mecânica, geralmente convertida, total ou parcialmente, em energia elétrica, a partir da energia química disponibilizada por um ou mais combustíveis, ou seja, é a produção simultânea de duas formas de energia útil a partir de uma fonte de energia primária, sendo o processo mais comum a produção de eletricidade e energia térmica (calor ou frio) a partir do uso de gás natural e/ou de biomassa [16].

IV. A REGULAÇÃO BRASILEIRA PARA GERADORES DE PEQUENO PORTE

Com relação às tecnologias utilizadas, o Decreto nº. 5.163/04, que regulamentou a Lei nº 10.848/04, considera GD os empreendimentos de geração oriundos de: (a) Energia Solar; (b) Energia Eólica; (c) Hidrelétrica menor ou igual a 30 MW e (d) Termelétricas, inclusive de cogeração a gás, com eficiência

energética maior ou igual a 75%, o qual não é exigido quando se utiliza biomassa ou resíduos de processo como combustível.

Com a Lei nº 10.848/04 e Decreto nº 5.163/04 foram definidas regras para comercialização de energia elétrica no Brasil, com a GD e procedimentos para sua contratação.

Destaca-se que existem diversos regulamentos que tratam da GD, dependendo da fonte primária de energia, da potência dos empreendimentos e da propriedade dos mesmos. Uma forma de classificação é mostrada na Tabela 1, a partir da qual será explicada a regulamentação correspondente.

Tabela 1 – Organização da GD no SEB

	Micro GD	Mini GD	Ger. Inc.	GD Conv.
Hidro	Até 100 kW	De 100 kW a 1MW	De 1MW a 30MW	
Biomassa				
Eólica				
Solar				
Gás Natural				De 1MW a 30MW
Carvão				
Diesel				
Óleo Comb.				
Normas aplicáveis	REN 482 Módulo 3 – PRODIST		REN 247 REN 167 Lei nº 9.427/1996	
	Lei nº 10.848/04, Decreto nº 5.163/04			

(Fonte: adaptado de [9])

A. Micro e Mini GD

Buscando o desenvolvimento da GD de menor porte, a ANEEL promoveu a Consulta Pública nº 15/2010 e a Audiência Pública nº 42/2011 para debater sobre esta modalidade, publicando a REN 482, estabelecendo as condições gerais para o acesso de micro e mini GD aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação (net metering).

De acordo com a REN 482, a micro GD é aquela com potência de até 100kW e a mini GD aquela com potência maior que 100kW até 1MW, produzindo energia a partir de fontes renováveis, seja com base hidráulica, solar, eólica ou biomassa, ou cogeração qualificada, e conectadas ao sistema de distribuição através de UCs [6].

Contudo, as normas técnicas criavam barreiras para implementação da GD de pequeno porte. Com isto, a ANEEL publicou em 2012 a REN 482 instituindo um respaldo legal para a conexão de micro e mini GD à rede, criando um ambiente menos complexo que incentivasse sua expansão [8].

De forma complementar, na seção 3.7 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, foram estabelecidos os procedimentos para o acesso de micro e minigeradores ao sistema de distribuição, padronizando os mesmos para conexão conforme a quantidade de fases e o nível de tensão de conexão da central geradora, definidos pela distribuidora em função das limitações técnicas justificáveis da rede.

Para ser micro ou mini GD uma UC deve, inicialmente, efetuar uma análise de custo / benefício verificando: (a) o tipo da fonte de energia, (b) a existência de processo produtivo ou insumos de biomassa e dejetos animal, (c) a tecnologia e tipo de equipamentos de geração, (d) a potência instalada da carga e

geração, (e) a localização (rural / urbana), (f) a tarifa submetida, (g) as condições de financiamento, entre outros. Isto, assim como o projeto de instalação e de conexão à rede devem ser verificados por empresa com experiência comprovada e profissionais legalmente habilitados.

Posteriormente, o titular da UC deverá solicitar à distribuidora o acesso à rede acompanhado do projeto executivo para aprovação e da solicitação para realizar a vistoria da conexão, além de executar as obras civis e de montagem para o comissionamento das instalações. Também não é necessária a assinatura de contratos de uso e conexão para as UC's que participam do sistema de compensação e os custos com adequações só podem ser cobrados pela distribuidora em relação à diferença relativa à medição bidirecional, entretanto os demais custos de instalação são responsabilidade da UC [17].

Entre as inovações trazidas pela REN 482, merece destaque o sistema de compensação, pelo qual a energia elétrica gerada por uma unidade consumidora (UC) é cedida à empresa distribuidora local, com posterior compensação no consumo dessa UC ou de outra de mesma titularidade [6].

No sistema de compensação, conhecido como net metering, se em um determinado ciclo de faturamento a energia ativa injetada na rede for maior do que a consumida, a UC receberá um crédito que poderá ser creditado na próxima fatura ou dentro num período de 36 meses, na seguinte ordem:

1. A energia ativa gerada num posto horário deve ser utilizada para compensar a energia ativa consumida nesse posto;
2. Havendo excedente, os créditos devem ser utilizados para compensar o consumo em outro posto horário, na mesma UC e ciclo de faturamento;
3. Restando créditos, o excedente deve ser utilizado em UC escolhida no consumo de energia, no mesmo posto horário e ciclo de faturamento da energia gerada;
4. Eventual excedente deve ser utilizado em UC escolhida e referenciada no item 3, no mesmo ciclo de faturamento, mas em outro posto horário;
5. Caso ainda haja excedente, os itens 3 e 4 devem ser repetidos para demais UCs cadastradas previamente, obedecida a ordem de prioridade escolhida;
6. Após aplicação do item 5, até o esgotamento das UCs cadastradas, caso existam créditos, o procedimento descrito deve ser repetido para os ciclos de faturamento posteriores na vigência dos créditos.

Em UCs que tenham postos tarifários (ponta e fora ponta), com a energia injetada em um determinado posto tarifário excedendo à energia consumida, essa diferença pode ser utilizada para compensação em outros postos tarifários dentro do mesmo ciclo de faturamento aplicando um fator de ajuste.

Para este sistema, além de ser conectada no mesmo nível de tensão da central geradora, a UC deve ser dotada de medição bidirecional que possibilite a medição de consumo e geração de energia elétrica, podendo ser utilizado um único medidor que realize estas funções ou dois medidores unidirecionais.

Ressalta-se que as UCs do grupo B (conectados em baixa tensão), participantes deste sistema, devem sempre pagar o custo de disponibilidade da rede, definido como uma espécie de franquia mínima de uso de energia elétrica, equivalente ao valor em reais de 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico) [6].

Desse modo, ainda que a energia ativa injetada na rede seja superior ao consumo, deverá ser efetuado o pagamento do custo de disponibilidade. Nos consumidores do grupo A (conectados em alta tensão) deverá ser faturado apenas o correspondente à demanda contratada.

Quanto ao faturamento, no sistema de compensação incidem tributos federais, como o Programa de Integração Social (PIS) e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), e também estaduais como o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), cobrados sobre o montante de energia consumida, independentemente dos créditos gerados e existentes na UC.

Salienta-se que, conforme Convênios do Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz), MG (por iniciativa própria por um período de cinco anos), SP, GO, PE (Convênio ICMS nº 16/2015), RN (Convênio ICMS nº 44/2015), CE e TO (Convênio ICMS nº 52/2015) isentaram a cobrança do ICMS no montante injetado na rede compensado, sujeito a faturamento sob o Sistema de Compensação da REN 482.

Para exemplificar esta cobrança, em relação ao ICMS, pode-se citar que no estado do Paraná (ICMS de 29%), para cada kWh de energia que é injetado na rede gera-se um crédito de 0,71 kWh. Já nos estados que concedem isenção, para cada kWh de energia que é injetado na rede gera-se a mesma quantidade de créditos.

B. GD Convencional

De acordo com a regulamentação, a GD convencional é aquela produzida por fontes como gás natural, carvão, diesel e óleo combustível, entre outras não renováveis, com capacidade instalada entre 1 a 30 MW, existindo basicamente dois tipos de agentes de geração: APE e PIE [9].

A energia gerada em unidades de GD convencional pode ser comercializada nos dois ambientes de comercialização.

Para o APE não há possibilidade de liquidação de excedentes no mercado spot e de celebração de contratos bilaterais tanto no ACR quanto no ACL, pois possui concessão ou autorização de geração apenas destinada ao seu uso exclusivo [9]. Contudo, pode comercializar, eventual e temporariamente, seus excedentes de energia, mediante autorização da ANEEL.

No caso do PIE, que recebem concessão ou autorização para geração destinada ao comércio do total ou de parte da energia produzida, podem ocorrer diversas formas de comercialização, como leilões no ACR, chamadas públicas promovidas pelas empresas distribuidoras, limitadas a 10% de sua carga total, venda no ACL por meio de contratos bilaterais de curto ou longo prazos, liquidação mensal no Mercado Spot ao preço do PLD ou um *mix* de todas estas.

A principal diferença entre estes dois agentes é que para ser possível a comercialização é necessária a autorização da ANEEL. Tal ato é concedido imediatamente ao PIE quando é concedida sua autorização e, de forma eventual e temporária, ao APE, ou seja, esse pode autoconsumir e eventualmente comercializar excedentes se autorizado. Já o PIE pode comercializar, no todo ou em parte, e ainda autoconsumir.

C. Geração Incentivada

A denominação energia incentivada faz referência aos descontos concedidos e não inferiores a 50% na TUSD ou TUST e está sendo utilizada para aumentar a oferta de energia proveniente de GD que utilizem FA's renováveis, inclusive o gás natural quando se trata de cogeração qualificada, com potência instalada entre 1 a 30 MW.

A Resolução nº 247/2006 (REN 247) estabelece condições para a comercialização oriunda de empreendimentos de geração que utilizem fontes primárias incentivadas, com unidade ou conjunto de unidades consumidoras cuja carga seja maior ou igual a 500 kW.

A comercialização de energia incentivada envolve os agentes de geração, incluídos os APEs, que vendem para consumidores especiais, livres e agentes comercializadores de energia elétrica, sendo realizada no ACL por meio de Contratos de Compra de Energia Incentivada (CCEI).

Devido ao desconto na TUSD ou TUST, além de ser gerada a partir de fontes renováveis, é vendida a um valor maior que a energia convencional, proporcionando vantagens financeiras aos geradores e investidores deste mercado.

D. Comercializador Varejista

Recentemente, com a publicação da REN 570, a ANEEL criou a figura do CV, estabelecendo requisitos e procedimentos para a sua atuação no mercado, o qual pode representar:

- Consumidores livres ou potencialmente livres (carga igual ou maior a 3 MW) e especiais (carga entre 0,5 MW e 3 MW);
- Detentores de concessão, autorização ou registro de geração com capacidade instalada inferior a 50 MW, não comprometidos com Contratos de Comercialização no Ambiente Regulado - CCEARs, Contratos de Energia de Reserva - CER ou cotas;
- Geradores com capacidade instalada igual ou superior a 50 MW, sendo obrigatório sua associação à CCEE e assumam responsabilidade solidária e proporcional em relação ao resultado financeiro do varejista.

O CV pode ser considerado uma espécie de ponte entre o vendedor de energia incentivada e os consumidores especiais, assumindo as responsabilidades perante a CCEE e instituições do mercado livre, viabilizando a expansão da oferta com energias renováveis através de geradores de pequeno porte.

Ainda oferece liquidez ao mercado, aumentando a competição ao mercado varejista ao reduzir barreiras para pequenos geradores e consumidores que não conseguem atender as regras do complexo mercado livre por não possuírem uma equipe especializada em comercialização de energia.

Também podem desenvolver novos produtos e serviços em um mercado cada vez mais competitivo, inovador e com foco nas necessidades de seus clientes.

Salienta-se que com os geradores incentivados e consumidores especiais negociando diretamente no ACL, ocorre um aumento significativo de operações na CCEE e também nos custos de transação, problemas estes mitigados com a atuação do CV como intermediário.

Segundo a REN 570, alterada pela REN 654/15, e os Procedimentos de Comercialização (PdCs) – Submódulo 1.6 – Comercialização Varejista, para ser um CV é necessário atender alguns requisitos: (1) ser agente da CCEE na classe de comercialização ou categoria de geração; (2) designação específica em seu objeto social para exercer tal atividade; (3) apresentar em site os produtos padronizados ofertados, com descrição detalhada, modelos de contratos, preços e condições; (4) possuir histórico de, no mínimo, 12 meses de operação na CCEE e comercialização anual de pelo menos 10 MW médios, sem descumprimento de obrigações nesse período; salvo para candidatos à CV que não apresentem o prazo mínimo de atuação, com controle societário direto e indireto de agentes que cumpram tais exigências.

Na resolução também se especifica que só poderão ser feitos contratos com energia convencional especial e incentivada especial, sendo permitida a aquisição parcial de energia elétrica junto à distribuidora local.

Embora a GD possibilite o desenvolvimento de um mecanismo limpo e sustentável, com menores emissões de carbono, ainda há a necessidade da redução de barreiras e criação de incentivos no mercado brasileiro, sem que isso signifique penalizar outros agentes.

É importante destacar que o aumento da GD, em particular da geração incentivada, pode impactar nos interesses das empresas distribuidoras, provocando uma redução na demanda de energia por parte das UCs e menor receita devido aos descontos referentes à TUSD, necessária para remunerar os custos operacionais e depreciação de ativos [2].

Este impacto na rentabilidade depende da intensidade e velocidade de penetração da GD, pois se for muito elevada poderá afetar negativamente o negócio da distribuidora, pois esta redução na receita será compensada na (1) revisão tarifária periódica, que ocorre a cada quatro anos ou (2) na revisão tarifária extraordinária, que pode ocorrer a qualquer tempo se ocorrer alterações significativas e comprovado o impacto sobre os custos da empresa distribuidora.

Neste contexto, as empresas distribuidoras têm que se valer da exploração de novos serviços, como (1) fornecimento de dados e relatórios de consumo aos seus clientes através de uma infraestrutura avançada de medição, (2) consultorias em eficiência energética e (3) gerenciamento remoto do consumo, otimizando o uso da energia pelo usuário final, levando em conta que poderão possuir uma infraestrutura cada vez mais irrelevante no mercado [2].

Em última análise, os aspectos financeiros citados, somados à necessidade de desenvolvimento de uma nova visão de

negócios, contribui para que as distribuidoras pouco estimulem ou promovam a expansão de GD.

Isto se deve aos descontos na TUSD, além do impacto técnico operacional da GD na rede, tais como (1) regulação de tensão, (2) controle de reativo, (3) qualidade da energia e (4) dificuldades de operação do sistema elétrico pelo aumento do número e potência instalada de GD.

Finalmente, o apresentado nesta seção permite verificar o vasto conjunto normativo-legal existente para a GD e sua aplicação no modelo mercantil do SEB, embora ainda sejam necessários aperfeiçoamentos para lograr um ambiente de negócios com características de um mercado cada vez mais competitivo. Assim, na próxima seção serão analisadas as perspectivas para a evolução da estrutura regulatória deste segmento de mercado

V. PERSPECTIVAS DO CONTEXTO REGULATÓRIO

Embora a GD possa trazer grandes vantagens ao mercado de energia elétrica, diversas barreiras ainda impedem seu desenvolvimento no Brasil. Portanto, é necessário aprimorar a estrutura regulatória com o fim de mitigar os vários entraves técnicos, econômicos e regulatórios ainda existentes [8]

Em relação ao custo das tecnologias, é necessário reduzir a carga tributária, definindo um conjunto de incentivos ou regimes específicos que viabilizem a expansão da GD, reduzindo o tempo de retorno dos investimentos.

Por exemplo, no sistema de compensação toda a energia consumida é tributada, sem levar em conta o volume que foi injetado, representando uma grande barreira à difusão da micro e mini GD, pois a cobrança de ICMS, PIS e COFINS onera significativamente este tipo de geração, afetando sua viabilidade e competitividade [9].

Este cenário tem evoluído positivamente pois, embora o Convênio ICMS nº 6 autorize os Estados a cobrarem ICMS sobre todo o consumo da UC e não sobre a energia efetivamente comprada no sistema de compensação, a posterior celebração de convênios pelo Confaz possibilitou a isenção desse tributo.

Ainda, o Confaz, com o Ajuste SINIEF 2, revogou o Convênio que orientava a tributação da energia injetada na rede, com os estados decidindo se tributa ou não a energia injetada, sendo que SP, PE, GO, CE, TO, RN, MT, BA, DF, MA, RJ e MG aderiram por cinco anos.

Já o Governo Federal, em 2015, na Lei nº 13.097 zerou as alíquotas de PIS e COFINS na importação de componentes para aerogeradores, não estendendo às demais tecnologias de energia renovável e a Lei nº 13.169, isentou o PIS e COFINS da energia injetada na rede. Ainda reduziu a alíquota do imposto de importação de 14% para 2%, sobre bens de capital destinados à produção de equipamentos FV, até 03/06/2016.

Também há um Projeto de Lei do Senado (PLS), que altera a Lei Complementar nº 87/1996 (Lei Kandir) determinando a não incidência de ICMS a operações de compensação de energia elétrica. Caso aprovado, e convertido em Lei Complementar (LC), pode implicar em menores custos para a GD de pequeno porte. [18].

Quanto às formas restritivas de remuneração, podem ser desenvolvidos mecanismos que possibilitem a comercialização para a rede de excedentes de geração para micro e mini GD, com opção entre vender ou compensar a energia produzida, diminuindo impactos no SEB em momentos de crise de oferta de energia, como a escassez de água em reservatórios.

Ainda há a necessidade de incentivos como: a possibilidade de dedução em imposto de renda na compra de sistema FV (EUA) e o pagamento de tarifa prêmio, que consiste em sobrepreço pago ao proprietário do sistema de geração FV sobre a energia gerada e injetada na rede (China e Japão) [10].

Segundo Maurício Tomalsquim, presidente da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a constante oscilação no Valor de Referência (VR), devido ao modelo de cálculo existente para esta variável, gera uma incerteza e dificulta o planejamento, pois este valor pode ser insuficiente para remunerar os investimentos em FAs, citando ainda a falta de iniciativa das empresas distribuidoras em contratar os 10% de GD previstos por lei [15]. Assim, um novo modelo de cálculo para o VR poderia contribuir para o mercado ser mais atrativo [19], [20].

Conforme informações da ANEEL, será permitido o uso de qualquer fonte renovável, além da cogeração qualificada, alterando os limites de potência para 75 kW e acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW (sendo 3 MW para a fonte hídrica), respectivamente, para mini e micro GD. Além disto, alterou o prazo de validade de créditos previsto no sistema de compensação de 36 para 60 meses, dentre outros.

Portanto, o atual modelo mercantil, apesar de ter avançado buscando um mercado mais competitivo, necessita reduzir barreiras técnicas e legais entre consumidores e distribuidora para um melhor desenvolvimento da GD de pequeno porte.

VI. CONCLUSÕES

O ambiente regulatório estabelecido através de leis, decretos e resoluções tem estimulado uma competição mais justa da GD com grandes centrais de geração. Além disto, fatores como a disponibilidade de recursos primários em condições favoráveis, resistência à instalação de grandes centrais hidrelétricas e constante aumento na demanda de energia elétrica, incentivaram uma maior busca por parte de investidores e consumidores finais em tecnologias de GD.

No entanto, este conjunto de regras e procedimentos criam dificuldades para agentes de pequeno porte, sejam vendedores ou compradores. Dentre as dificuldades podem ser citadas o elevado custo do sistema, incluindo a conexão à rede, carga tributária incidente, complexo sistema de comercialização, dificuldades de implantação de redes inteligentes e a substituição de medidores atuais por inteligentes.

Assim, a proposta do trabalho foi contribuir com a contextualização da geração de pequeno porte no Brasil, através da caracterização da GD e a apresentação da estrutura regulatória vigente, fazendo uma avaliação dos aspectos que impedem o desenvolvimento do mercado varejista, que sob o contexto do modelo mercantil prevalecente no Brasil é de fundamental importância na produção de ganhos como

melhorias de serviço, redução de preço e maior precisão das condições do mercado.

Portanto, regulamentações como da micro e mini GD, da GD convencional, da geração incentivada e do CV são exemplos de ações do desenvolvimento e aprimoramento da estrutura regulatória, proporcionando grande avanço na criação de um ambiente favorável a GD. Entretanto, ainda é necessário evoluir no sentido de identificar as ineficiências ainda presentes na atual estrutura regulatória, como a simplificação de regras e procedimentos, redução de carga tributária, criação de incentivos, redefinição de limites de potência, além de ampliar fontes de energia no sistema de compensação.

REFERÊNCIAS

- [1] ANEEL, Nota Técnica nº 0043/2010-SRD/ANEEL. Brasil, 2010, p. 20.
- [2] M. R. Macedo, "Geração distribuída de pequeno porte como aliada do negócio de distribuição de energia elétrica no Brasil", Dissertação de Mestrado, Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento - LACTEC, 2013.
- [3] EPE, "Balanço Energético Nacional 2015 - Relatório Síntese - ano base 2014", Rio de Janeiro, 2014.
- [4] J. L. C. Cruz, "Geração distribuída - Sistema de Geração", Revista O Setor Elétrico, 2013. [Online]. Available at: <http://www.osetoreletrico.com.br/web/a-empresa/1121-geracao-distrib>. [Acessado: 20-ago-2015].
- [5] W. P. Barbosa Filho e A. C. S. Azevedo, "Geração Distribuídas: Vantagens e Desvantagens."
- [6] ANEEL, Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica (Cadernos Temáticos ANEEL). Brasília, 2014.
- [7] Brasil, "Lei no 10.848/04", DOU de 16.3.2004, 2004. [Online]. Available at: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848compilado.htm. [Acessado: 21-ago-2015].
- [8] D. Geraldi, "Estudo da Microgeração Distribuída no Contexto de Redes Inteligentes", Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas, 2013.
- [9] R. G. de C. Brito, F. C. Andrade, E. Sakiyama, e L. E. F. Dias Jr, "Geração Distribuída no Brasil: panorama, barreiras e oportunidades", p. 7, 2015.
- [10] R. D. de Castro, "Energia solar térmica e fotovoltaica em residências: estudo comparativo em diversas localidades do Brasil", Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de Campinas, 2015.
- [11] C. K. N. Cavaliero, "Inserção de mecanismos regulatórios de incentivo ao uso de fontes renováveis no SEB e no caso específico da região Amazônica", Tese de Doutorado - Universidade Estadual de Campinas, 2003.
- [12] ABEEólica, "Boletim Anual de Geração Eólica 2014", Boletim Anual de Geração Eólica 2014, p. 16, 2015.
- [13] PUC-RS, "Perguntas Frequentes sobre Energia Eólica." [Online]. Available at: <http://www.pucrs.br/ce-eolica/faq.php#3>. [Acessado: 30-jan-2016].
- [14] ANEEL, "Matriz de Energia Elétrica", 2015. [Online]. Available at: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm>. [Acessado: 28-out-2015].
- [15] C. R. C. Rodrigues, "Mecanismos Regulatórios, Tarifários e Econômicos na GD: o Caso dos Sistemas Voltaicos Conectados à Rede", Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de Campinas, 2002.
- [16] COGEN, "Cogeração: conceito e tecnologias", 2015. [Online]. Available at: http://www.cogen.com.br/cog_conceito.asp. [Acessado: 30-out-2015].
- [17] ANEEL, Resolução Normativa no 482. Brasil, 2012, p. 5.
- [18] N. Oliveira, "Geração de energia solar pode se beneficiar de isenção tributária", Portal de Notícias do Senado Federal, 2015. [Online]. Available at: <http://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2015/05/19/geracao-de-energia-solar-pode-se-beneficiar-de-isencao-de-desoneracao-tributaria>. [Acessado: 18-set-2015].
- [19] L. V. Barros, "Avaliação de modelos de negócio para energia solar fotovoltaica no mercado de distribuição brasileiro", Dissertação de Mestrado - Universidade de São Paulo, 2014.
- [20] C. Ferraz, "A resistência à micro e minigeração distribuída no Brasil", Blog Infopetro, p. 3, 2015.