

Geração Distribuída: Evolução Brasileira e Perspectivas

BOCUZZI, Dennis; MONACO, Pedro; SANTOS, Jovanio; BONALDO, Filipe. “Geração Distribuída: Evolução Brasileira e Perspectivas”. Agência CanalEnergia. Rio de Janeiro, 17 de abril de 2020.

CONTEXTUALIZAÇÃO

A Geração Distribuída (GD) consiste na geração de energia por meio de modalidades renováveis (solar, eólica, PCH e cogeração qualificada) conectada diretamente na rede de distribuição de energia. A GD é uma modalidade pertencente ao mercado cativo de energia, ou seja, é o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) em que os consumidores cativos compram energia obrigatoriamente das concessionárias de distribuição. Ser um gerador do mercado cativo, portanto, não dá ao participante GD direito de comercialização, senão de compensação de energia. A regulação da ANEEL Nº 482 de 2012 regula e define regras para o chamado “prosumidor”, indivíduo ou empresa que produz, consome e compensa a energia gerada.

No Brasil, a energia solar corresponde a aproximadamente 90% da potência de GD instalada (ANEEL jun/19). A implantação de mini-usinas (até 5MW de capacidade instalada) abre espaço para a compensação compartilhada dos créditos de energia e para os chamados “locadores de créditos”, por meio de instrumentos de consórcio que investem na construção de mini-usinas remotas para locar créditos e proporcionar descontos à conta de luz de seus clientes, ou locatários desde que dentro da mesma área da concessionária de energia.

MODELO REGULATÓRIO

O arcabouço jurídico que regulamenta a Geração Distribuída no Brasil é de 2012, com a publicação da Resolução Normativa (REN) ANEEL 482, a qual estabeleceu as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e, também, instituiu o sistema de compensação de energia elétrica (net metering).

Esta resolução foi um marco para a GD no Brasil e é importante, pois definia a potência máxima para microgeração (central geradora com potência instalada menor ou igual a 100 kW) e minigeração (central geradora com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW).

Na sequência, houve o aprimoramento da REN 482, pela REN 687 de 2015, que, entre outras mudanças, alterou os limites de potência para a microgeração (central geradora com potência instalada menor ou igual a 75 kW) e minigeração (central geradora com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW).

Atualmente está em pauta na ANEEL mais uma atualização da REN 482, que visa analisar os impactos financeiros da GD no sistema de distribuição das concessionárias de energia.

Ocorre que, pelas regras normativas vigentes, o consumidor que possui GD – e gera energia suficiente para manter seu padrão de consumo – paga apenas uma taxa mínima de disponibilidade (dependendo do tipo de classe à qual está ligado) e compensa sua energia durante o período faturado pela concessionária.

Desse modo, as distribuidoras se veem afetadas pela diminuição de receita proveniente dos “prosumidores”, alegando que o pagamento da taxa mínima e a compensação total da tarifa não remuneraria o real serviço prestado ao gerador. De fato, o prosumidor utiliza a rede de distribuição para transporte de energia quando ele produz em uma localidade e compensa em outra, chamada “geração remota”, ou considerando os fatores de indisponibilidade da tecnologia solar, como períodos chuvosos, nublados e noturnos. A distribuidora garante a entrega de energia a todos os consumidores cativos, independente das condições climáticas e horárias.

EVOLUÇÃO DO MERCADO

O mercado brasileiro de geração distribuída tem crescido fortemente, principalmente a partir de 2015, com a REN 687 de 2016 e com o Convênio ICMS 16/15, que trata sobre a isenção de ICMS para a energia solar, em cada estado, assim como isenção na compra de materiais e equipamentos produzidos para essa finalidade.

O Gráfico 1 e o Gráfico 2 abaixo apresentam, respectivamente, o número de conexões em geração distribuída e a evolução, em MW, da potência instalada em micro e minigeração distribuída por tipo de fonte, ambos a partir de 2012.

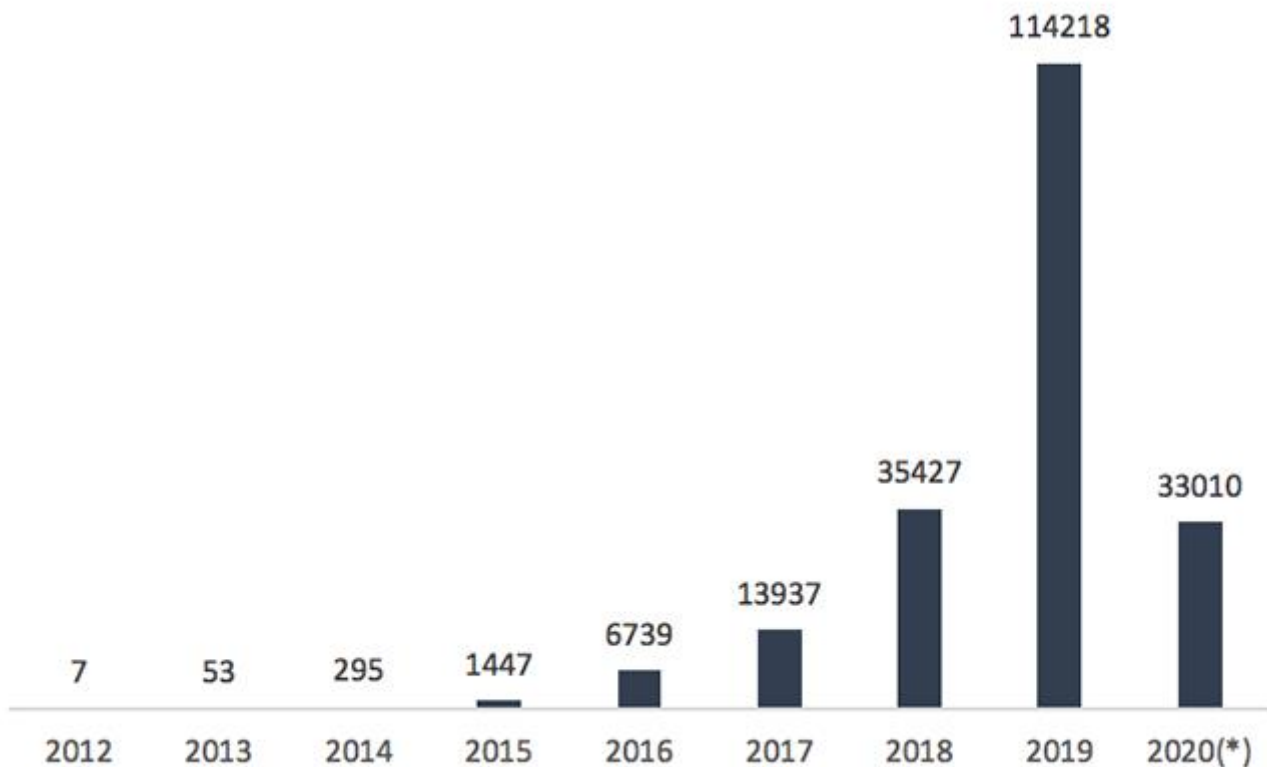


Gráfico 1 – Número de conexões GD (Fonte: ANEEL, até mar/2020).

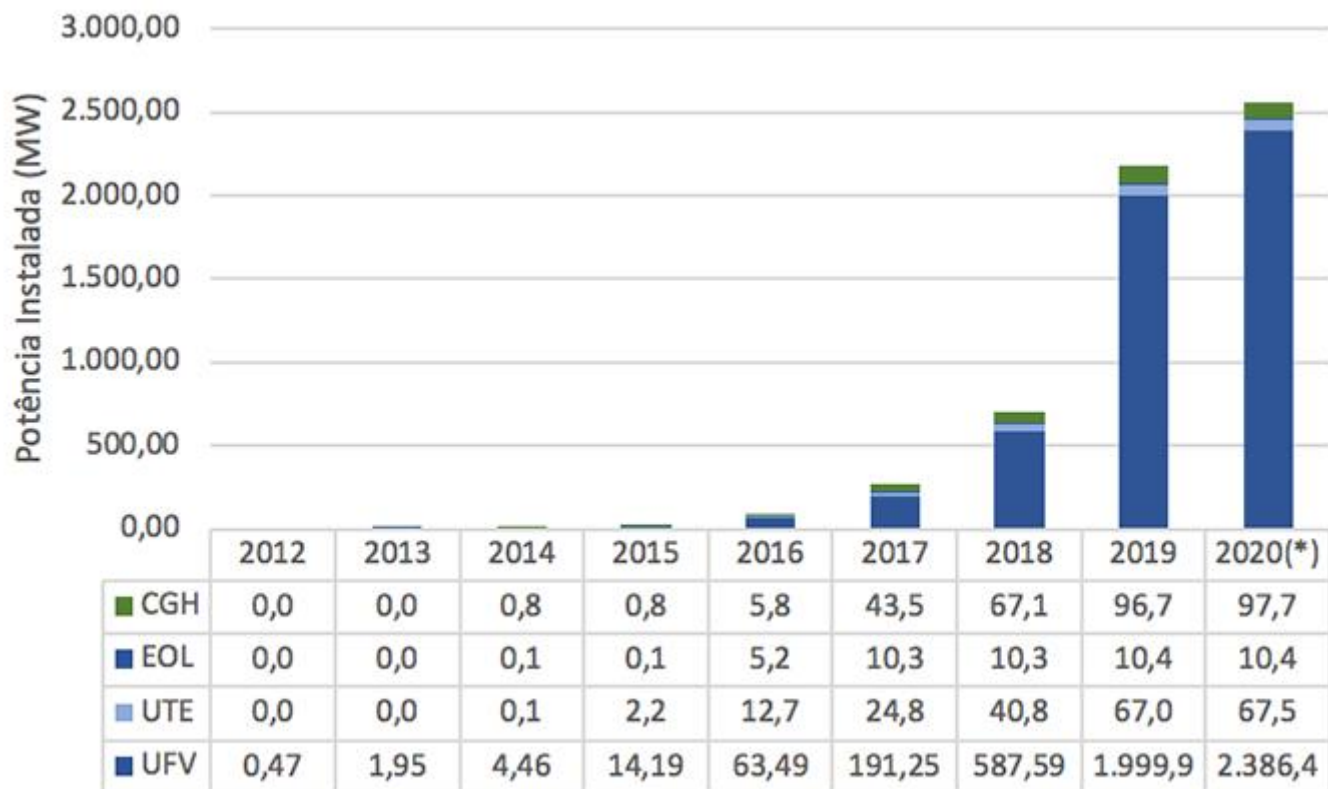


Gráfico 2 – Evolução potência instalada (MW) – micro e mini GD (Fonte: ANEEL, até mar/2020).

Ao analisar-se o ranking dos estados que possuem as maiores potências instaladas, há grande destaque para Minas Gerais, por dois fatores principais: alta incidência de radiação solar e elevado valor de tarifa de energia elétrica, impulsionada pela pesada alíquota de ICMS que, para a GD, significa que o desconto proporcionado na conta de energia para o consumidor final é maior, quando comparado com outros estados. O Gráfico 3 apresenta a potência de micro e minigeração distribuída instalada por estado.

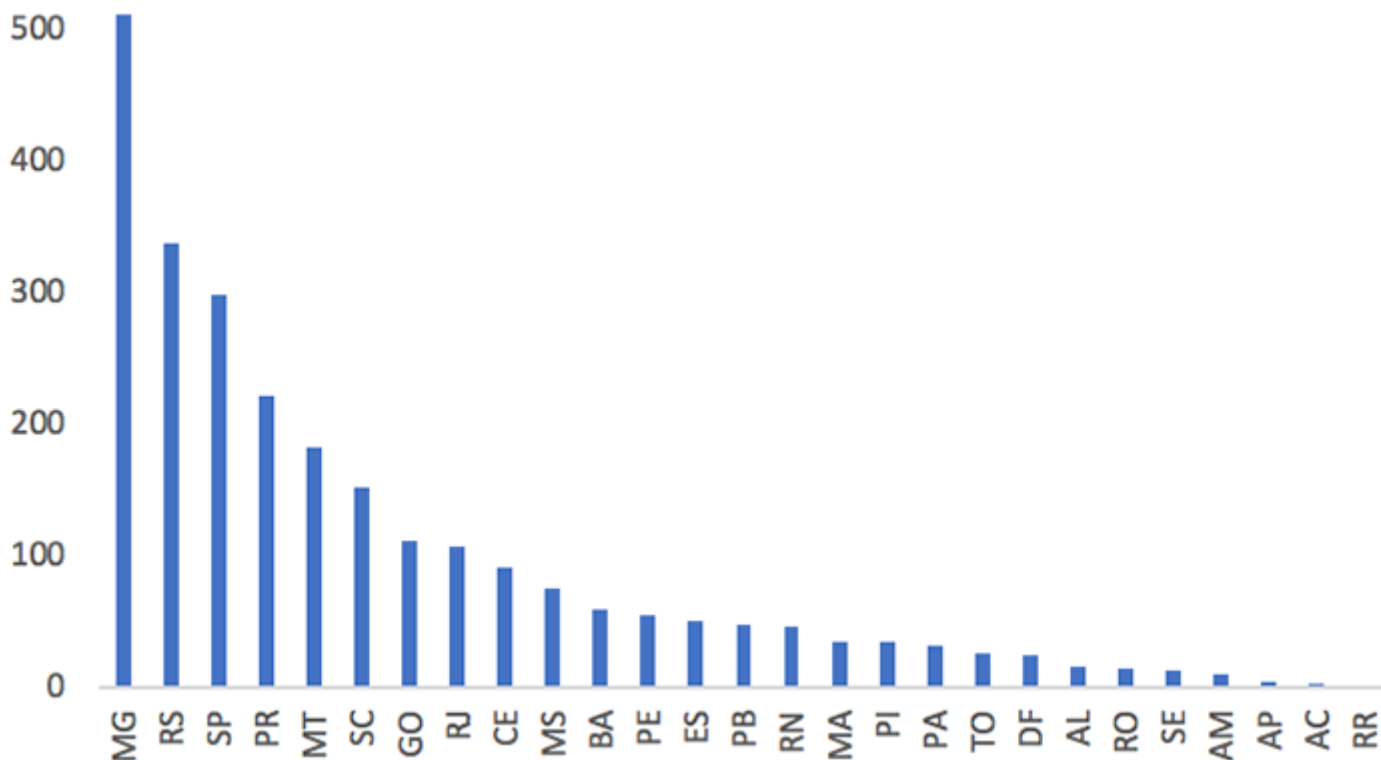


Gráfico 3 – Potência instalada (MW) por Estado (Fonte: ANEEL, até mar/2020).

GESTÃO NA IMPLANTAÇÃO DE USINAS DE MINIGERAÇÃO DE GD
 Usinas de minigeração distribuída tem potência instalada de até 5 MW (potência do inversor) e são montadas no solo em sua maioria (Figura 1), em uma área aproximada de 16ha, estrategicamente

localizadas em regiões com alta radiação solar, baixo custo por hectare e próximo às subestações das distribuidoras locais.



Figura 1 – Usina fotovoltaica em solo.

As distribuidoras exercem um papel essencial no fluxo de aprovações dos pacotes de trabalho de uma mini-usina de GD, do início da implantação à operação da usina. As distribuidoras têm a responsabilidade de avaliar os projetos de engenharia da usina solar resultando em um “Parecer de Acesso”, que nada mais é do que a viabilidade da conexão do empreendimento quando conectado na rede existente. A partir de tal aprovação e deliberação, a implantação da usina fotovoltaica avança em sua Engenharia, Suprimentos e Construção.

A aplicação de metodologias e expertise em gestão de projetos é fundamental na implantação das mini-usinas GD, para que o prazo e custo esperados (e conseqüentemente o retorno financeiro previsto) pelos investidores se concretizem. Exemplo disso, o prazo médio de implantação de uma mini-usina, que varia de 5 a 6 meses, não dá margem para subestimar a importância da gestão. Quanto ao Capex, destaca-se a relevância dos equipamentos do sistema para o custo do projeto. O conjunto “módulo fotovoltaico, estrutura de suporte (fixa ou móvel) e inversor” representam aproximadamente 75% dos custos de implantação e são em sua maioria produzidos no exterior, vinculados diretamente às variações do dólar. No que tange às características das fundações em que as mini-usinas serão suportadas, a escolha do terreno deve ser criteriosa em função das características geotécnicas e geológicas, pois, normalmente, faz-se uma modelagem financeira de até 25 anos (prazo de vida útil desses ativos) e, portanto, soluções de fundação eficientes e duradouras devem ser estudadas (ensaios de sondagem e “pull out test” são os mais conhecidos e utilizados como entrada para os projetos de fundação).

Por fim, a criticidade das obras necessárias para a conexão não deve ser menosprezada. As conexões envolvem trabalhos nas redes existentes de Média Tensão e, em alguns casos, adequações nas subestações (em Alta Tensão) são previstas no Parecer de Acesso. A concessionária local, por sua vez, é o agente responsável pela aprovação de projeto e fornecedores homologados, de equipamento e serviços, autorizados a realizar esses trabalhos. Com o crescimento da demanda devido ao aumento dos projetos de GD, um risco de alto impacto no projeto é a falta de oferta da cadeia de fornecimento para as obras de conexão.

CONCLUSÃO

No Brasil, a Geração Distribuída está em plena fase de nascimento e amadurecimento de mercado. Em que pese o extraordinário crescimento da GD, com previsões de investimento em torno de R\$ 10

bilhões nos próximos 2 anos, e crescimento da potência instalada em mais de 3 GW, a implantação de mini-usinas carrega desafios de gestão de grandes projetos, com “mini margens de lucro” e prazos exíguos, que devem ser endereçados com equipes experientes em projetos de capital para garantir o retorno esperado do investimento.

Dennis Bocuzzi, Pedro Monaco, Jovanio Santos e Filipe Bonaldo são consultoria da Alvarez & Marsal Brasil