



Grupo de Estudo de Sistemas de Distribuição-GDI

Avaliação do Impacto da Inserção da Geração Distribuída no Sistema Elétrico da Cemig Distribuição

CICELI MARTINS LUIZ(1); ALECIO MELO OLIVEIRA(2); PAULO SERGIO S. MENDES(3); DANILO DERICK S. ALVES(4); BRUNO H. ANDRADE CATAO(5); JORGE LUIZ TEIXEIRA(6); Cemig D(1);Cemig D(2);Cemig D(3);Cemig D(4);Cemig D(5);Consultor(6);

RESUMO

A Cemig Distribuição conta hoje com a inserção mais significativa de geração distribuída (GD) do Brasil. Os estudos realizados para definir a solução de conexão da GD ao sistema elétrico constituem uma fonte importante para obtenção de informações sobre os impactos ocasionados por esse novo e inexorável elemento. Nesse sentido é objetivo desse artigo avaliar, a partir dos estudos realizados, os diversos impactos da GD com injeções entre 150 e 5.000 kW tais como: variação das perdas elétricas, efeitos no controle de tensão e no fator de potência nos pontos de fronteira com a rede básica, impacto para flexibilidade operativa do sistema existente, investimentos da distribuidora, entre outros.

PALAVRAS-CHAVE

Geração Distribuída, Estudos de conexão, Impactos no Sistema Elétrico, Compensação de energia, REN482.

1.0 - INTRODUÇÃO

A concentração de geração distribuída na área de concessão da Cemig Distribuição (Cemig D) permite obter a maior base de dados atuais relativos a estudos de conexão do Brasil. Essa base de dados contribui para identificação e avaliação de benefícios e impactos proporcionados pela geração distribuída, que alteram sobremaneira paradigmas sobre a melhor forma de planejar e operar o sistema elétrico, exigindo o estabelecimento de novas diretrizes técnicas que assegurem a continuidade e qualidade do fornecimento de energia elétrica.

Nesse sentido, foram então analisados estudos elaborados para respostas às consultas e solicitações de acesso de GD ao sistema elétrico da Cemig D com injeções que variam entre 150 e 5.000 kW. Esses estudos são resultado de simulações de fluxo de potência que estabelecem a solução de mínimo custo global para conexão da GD.

Os resultados obtidos nesses estudos possibilitam avaliar os impactos trazidos para o sistema elétrico a partir dessas conexões no que tange: variação de perdas técnicas; controle de tensão; flexibilidade operativa da rede de média tensão após inserção da geração, como a inserção massiva de GD em baixa e média tensão pode afetar o sistema de alta, o impacto da GD no plano de investimento da distribuidora.

Tendo em vista o pioneirismo da Cemig D no que tange ao volume de estudos de conexão de GD, é objetivo desse trabalho compartilhar a experiência que está sendo construída e contribuir para a reflexão do setor elétrico

sobre os impactos da GD, de forma a maximizar os benefícios e também mitigar eventuais aspectos negativos tecnicamente identificados. A seguir serão então apresentados os resultados da análise realizada.

2.0 - IMPACTO NAS PERDAS TÉCNICAS EM FUNÇÃO DA CONEXÃO DA GD NA MÉDIA TENSÃO

As perdas técnicas no sistema elétrico dependem de uma série de fatores, tais como: montante, localização e coincidência temporal das cargas e das gerações, impedância dos cabos dos alimentadores e linhas, nível de tensão, etc. Este conjunto de fatores resulta em grande variedade de cenários possíveis, dificultando a obtenção de uma visão clara do comportamento das perdas com base somente em análises teóricas.

Para apresentar uma visão do comportamento das perdas no sistema elétrico, considerando a grande inserção de geração distribuída, são apresentados os resultados das simulações com a amostra de cem casos de conexões de minigeradores ao sistema elétrico de média tensão, com potências variando na faixa de 150 kW a 5000 kW. Optou-se por uma análise simplificada das perdas, considerando o horário de carga média e o valor máximo de cada geração analisada. O indicador utilizado nas análises foi a perda em kW, no horário de carga média.

Conforme mostrado na Tabela 1 a maioria dos casos de GD até 1.000 kW resulta em redução de perdas de demanda na rede de média tensão, no horário de carga média, sendo uma redução média de 43,8 kW. Para as GDs na faixa de 1001 a 2000 kW, a maioria resulta em aumento das perdas, sendo que o valor médio deste aumento é de 34 kW. No caso de geradores de maior porte, na faixa de 2501 a 5000 kW, em quase 90% dos casos há uma elevação significativa de perdas, em média de 232,2 kW.

Tabela 1 – Extratificação do Impacto da GD para Perdas Técnicas

Potência da GD (kW)	Quantidade de casos		Média da variação de perdas (kW) - Horário de Carga Média	
	Eleva perdas	Reduz perdas	Eleva perdas	Reduz perdas
0-1000	5	35	14,4	-43,8
1001-2500	13	6	34,0	-38,7
2501-5000	36	5	232,2	-42,4
Total	54	46	164,3	-43,0

As figuras a seguir apresentam graficamente uma visão detalhada das perdas para os 100 casos levantados. Para cada caso são mostradas a potência da GD, as perdas de demanda (kW) no horário de carga média, antes e após a conexão da GD, a elevação das perdas de demanda (kW), com a conexão da GD e a distância do ponto de conexão da GD até a subestação. A Figura 1 apresenta os casos de conexões de GD onde houve elevação de perdas em um montante superior a 100 kW. Os casos são ordenados considerando os valores em ordem decrescente.

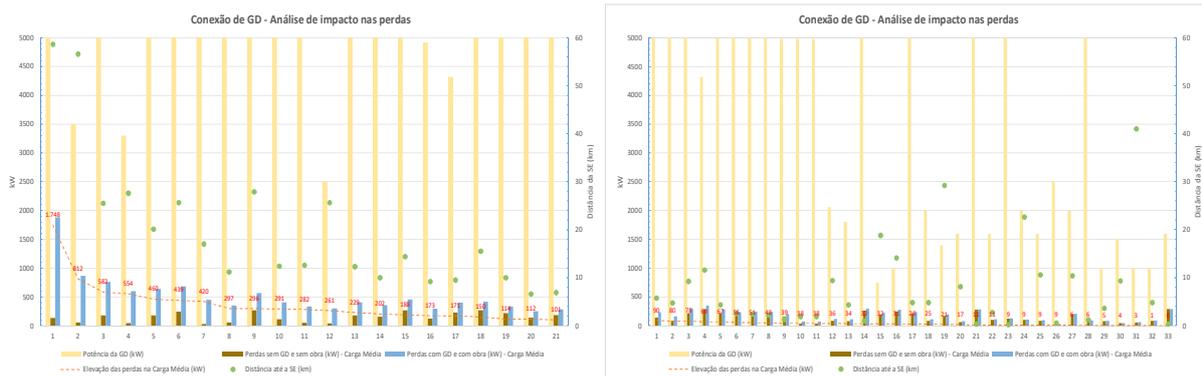


Figura 1 – Conexão de GD – Casos com Elevação nas Perdas Técnicas

A Figura 2 apresenta os casos de conexões de GD onde houve redução de perdas entre 0 a -171 kW.

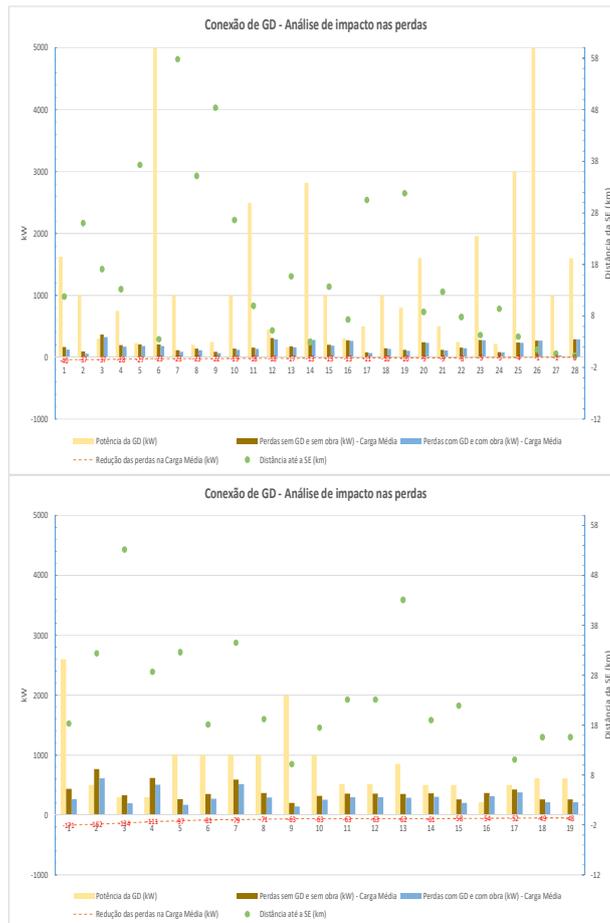


Figura 2 – Conexão de GD – Casos com Redução nas Perdas Técnicas entre 0 e -171 kW

Por meio desses dados, pode-se concluir que:

- Centrais geradoras com potências nominais até 1 MW foram as que mais reduziram as perdas elétricas da rede, contribuindo com a eficiência do sistema de distribuição.
- Centrais geradoras de 2,5 MW a 5MW de potência ativa foram as que mais contribuíram para a elevação das perdas elétricas, reduzindo a eficiência da rede de distribuição.

É importante destacar alguns aspectos econômicos que conduzem a uma elevação das perdas no caso de usinas de maior porte. Para as usinas fotovoltaica, o custo dos terrenos é uma variável importante, em função das grandes áreas envolvidas. Naturalmente os empreendedores procuram áreas onde os terrenos são mais baratos. Este menor custo está relacionado com um menor nível de atividade econômica e conseqüentemente um montante menor de cargas, o que demanda um sistema elétrico menos robusto. Todos esses fatores contribuem para uma elevação de perdas em função da integração de unidades geradoras de maior porte, na faixa de 2,5 MW a 5MW.

3.0 - IMPACTO NO CONTROLE DE TENSÃO EM FUNÇÃO DA CONEXÃO DA GD NA MÉDIA TENSÃO

Ainda que classificada regulatoriamente como um consumidor, a GD é um elemento ativo do sistema elétrico e, portanto, deve contribuir para os níveis de tensão dentro dos limites regulatórios em seu ponto de conexão. Historicamente, a Cemig tem verificado que os acessantes geradores de média tensão, independentemente do tipo de fonte (hidráulica, solar, etc) normalmente operam suas plantas com fator de potência unitário, no sentido de maximizar a potência ativa injetada, aproveitando toda a capacidade disponível de suas instalações para este fim. Com base nessa prática, os estudos de fluxo de potência são realizados considerando fator de potência unitário da GD. Essa consideração pode fazer com que recondutoramentos sejam necessários para controlar a sobretensão verificada. Em alguns casos, a conexão passa a ser viável apenas em níveis superiores de tensão. Portanto, entende-se que a utilização da capacidade de absorção de reativos pela GD pode trazer benefícios globais, sob o ponto de vista dos custos das soluções de conexão. Para isso é necessário que os acessantes geradores possuam capacidade adicional que os permita gerar ou absorver potência reativa sem que isso

prejudique a injeção da potência ativa máxima projetada para a sua planta. Esse critério já é previsto pelo ONS para conexão na rede básica.

Faz-se necessário então o tratamento regulatório adequado, para que os requisitos técnicos de fator de potência dos geradores possam ser definidos e considerados nos estudos de conexão. Esse novo procedimento, pode resultar em um elenco menor de obras de conexão na média tensão ou mesmo na definição de soluções de conexão mais baratas. Contudo, implica na necessidade de um monitoramento e controle efetivo dos parâmetros do ponto de conexão do acessante através de um canal de comunicação confiável com o centro de operação da distribuidora. Nesse contexto é importante a previsão regulatória adequada da atribuição de controle de tensão de forma a não provocar sobretensões no ponto de conexão, observando-se a faixa de fator de potência estabelecida na regulamentação. Tal previsão deve considerar critérios técnicos para sistemas de comunicação confiáveis e protocolos compatíveis com os utilizados pelos centros de operação das distribuidoras.

Cabe ressaltar que a proposição de soluções de mitigação de sobretensões causadas pela GD tem como objetivo garantir os parâmetros de qualidade estabelecidos no PRODIST, e não elevar os níveis de qualidade do fornecimento a patamares superiores aos verificados antes da inserção da GD, ou superiores a regulamentação.

4.0 - IMPACTO NA FLEXIBILIDADE OPERATIVA EM FUNÇÃO DA CONEXÃO DA GD NA MÉDIA TENSÃO

A flexibilidade operativa da rede de MT, que pode ser definida como a capacidade da rede de restabelecer o atendimento aos consumidores durante contingências mediante a transferência de cargas/geração entre alimentadores, também pode ser afetada da conexão de GD. Observa-se que quanto maior o montante de injeção mais difícil é sua acomodação na rede sem causar impacto para a flexibilidade operativa existente. Outra constatação é que mesmo GD alocados próximo a SE podem requerer obras significativas para recomposição da flexibilidade pré existente. A Figura 3 ilustra a flexibilidade operativa préexistente de uma rede fictícia, mas usual. Na Figura uma falta atinge o trecho pontilhado levando a interrupção do fornecimento para o bloco de carga 1. No entanto o fechamento do Religador NA possibilita o atendimento ao bloco de carga via alimentador 2 com qualidade adequada.

Simulações de fluxo de potência mostram que após a inserção da GD no alimentador 1, a transferência de carga/geração entre alimentadores deixa de ser possível devido violações no carregamento da rede e principalmente, por violação nos níveis de tensão, que tendem a ser atingir valores acima do permitido. Essa condição configura a perda flexibilidade operativa e requer a proposição de obras de recomposição. A Figura 4 ilustra a condição relatada.

Em muitos casos, considerando o montante de energia injetado por minigerações, bem como a capacidade do sistema elétrico, a única forma de garantir a recomposição da flexibilidade operativa é por meio da construção de uma rede adicional. Esse alimentador possibilita a recomposição da flexibilidade operativa pré-existente sem aumentar os níveis de qualidade, por meio da transferência da minigeração para um outro alimentador no caso de contingência. A Figura 5 ilustra a condição relatada.

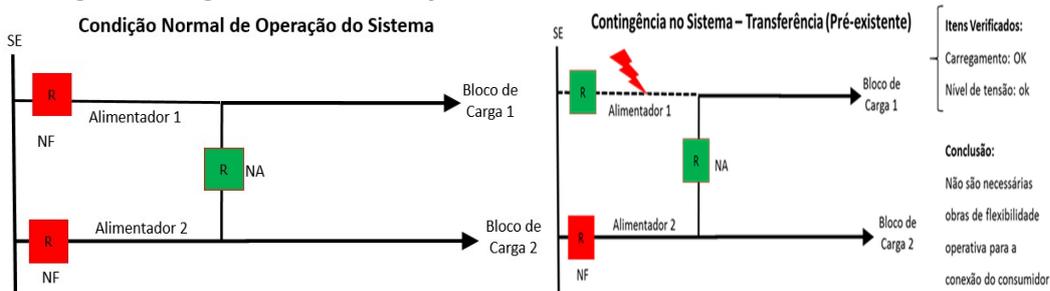


Figura 3 – Exemplo de transferência de carga entre alimentadores após contingência

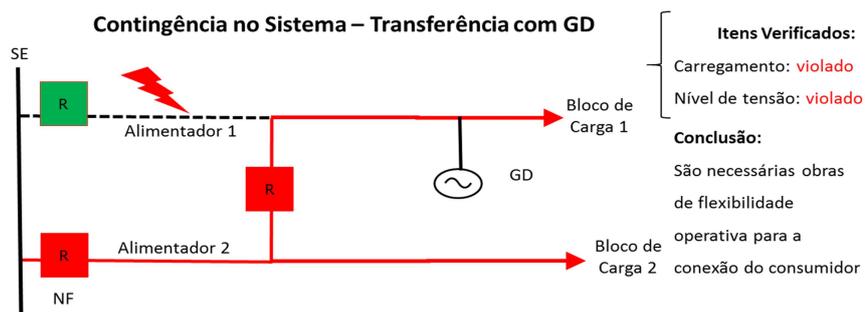


Figura 4 – Condição de impossibilidade de transferência entre alimentadores após contingência em função da GD

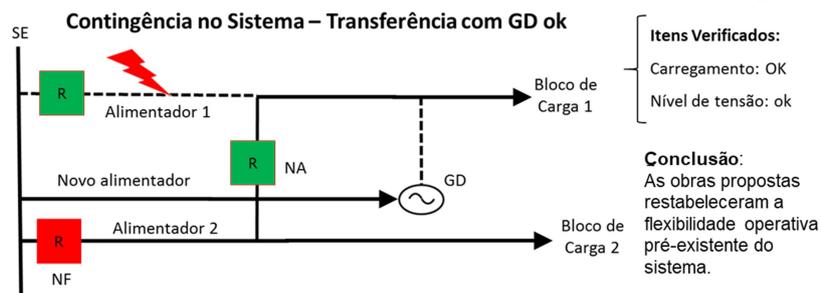


Figura 5 – Obra para recomposição da flexibilidade operativa do sistema com a inserção da GD

A despeito das simulações de fluxo de potência, muito se tem discutido com relação a esse item tanto no que tange a responsabilidade pelo custo da obra de recomposição de flexibilidade quanto na sua necessidade. Entre as soluções sugeridas cita-se a desconexão GD pela distribuidora durante contingência sem o pagamento de compensações por interrupção no fornecimento. No entanto não há amparo regulatório que possibilite tal prática. Assim sendo, entende-se que é necessário que a explicitação da regulamentação sobre a forma correta de proceder.

5.0 - IMPACTO PARA O SISTEMA DE ALTA TENSÃO EM FUNÇÃO DA CONEXÃO DA GD NA MÉDIA TENSÃO

A avaliação dos impactos da GD na rede de alta tensão e na Rede Básica foi realizada a partir de simulações que consideraram as conexões atuais e estudadas. Foi também considerada a associação das conexões de GD com a requisições que resultaram em documentos de acesso para leilão emitido no último ano. O caso base utilizado corresponde ao do plano decenal, com a carga mínima de domingo e maior geração fotovoltaica. Neste patamar de carga há maior probabilidade de ocorrências de sobrecargas de linhas de distribuição e sobretensões nas barras de 138 kV. O cenário de intercâmbio utilizado nas simulações foi o norte seco. Também foram consideradas nas simulações as usinas fotovoltaicas que venceram o leilão de energia nova A-4 de 2018, na região que totalizam aproximadamente 170.000 kW além de 40.000kW de capacidade instalada de geração conectada na MT da região norte. Ressalta-se que atualmente esses montantes de injeção já foram superados.

Foram comparados os resultados de desempenho do SDAT apresentados no fluxo de potência para as situações com e sem GD em cada ano do horizonte, mantendo-se os demais parâmetros, como a carga, inalterada para os casos em comparação. Desta forma, foram extraídas informações de geração, carga e perdas do fluxo de potência. O desempenho das perdas ôhmicas foi analisado sob a perspectiva de demanda e não de energia. Observa-se pela Figura 6 que há uma redução gradativa nas perdas ao longo do horizonte de análise para o caso original. Esta redução deve-se a obras de reforço no SDAT que foram consideradas na simulação, as quais também estão consideradas nos casos com UFVs. Percebe-se que em 2019 houve uma redução marginal nas perdas ôhmicas no caso com UFVs em relação ao caso original. No entanto, em 2020 verificou-se comportamento contrário ao ocorrido em 2019, sendo verificado um aumento marginal nas perdas no caso com UFVs. Já em 2021, houve um elevado incremento nas perdas, o qual deve-se a circulação no sistema de AT do montante de UFVs sob o regime de compensação de energia consideradas e também as usinas vencedoras do leilão A-4 de 2018 inseridas no caso.

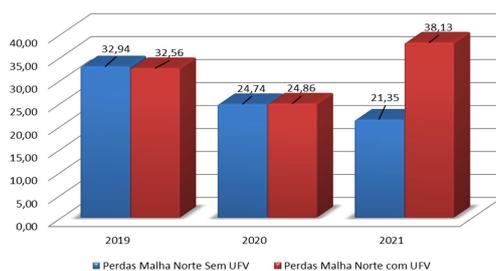


Figura 6 – Variação das Perdas Técnicas na AT na Malha Norte devido Geração

No tocante aos impactos da geração distribuída para o sistema de alta tensão e nos pontos de fronteira com a rede básica, dois pontos chamam a atenção: controle de tensão e fator de potência. Tais pontos serão relacionados a seguir, a partir das evidências obtidas no estudo de fluxo de potência do SDAT anteriormente mencionado. Para o controle de tensão, a Figura 8 ilustra a magnitude de tensão em p.u. nas barras de 138 kV da região norte de MG para os casos sem as UFVs e com as usinas fotovoltaicas. Ressalta-se que os recursos de controle de tensão da malha de 138 kV foram utilizados, no entanto, conforme verifica-se pela Figura 7, a inserção das GD afeta o controle de tensão fazendo com que um número considerável de barras de 138kV apresentem níveis acima de 1,07 p.u.

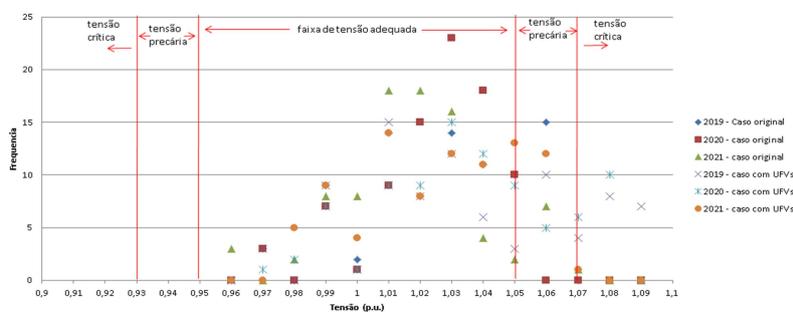


Figura 7 – Distribuição da Frequencia de tensão nas barras de 138kV da região Norte de MG

Em relação ao fator de potência nos pontos de fronteira com a rede básica, um a mais impactados foi a barra 138 kV de Montes Claros 2. O fator de potência (FP) no caso original está de acordo com o regulamentado pelo procedimento de rede. A medida que o grau de penetração da GD aumenta, percebe-se a piora no FP. Isto acontece em razão das usinas ou blocos de geração distribuída fornecerem potência ativa para o sistema, fazendo com que a proporção entre potência ativa e reativa fornecida pela rede básica diminua, piorando o FP nos pontos de fronteira para níveis abaixo do regulamentar. Muito embora seja exigido dos acessantes geradores que a curva de capacidade do gerador permita a injeção de potência no sistema elétrico com o FP variando entre 0,90 capacitivo e 0,95 indutivo, na maioria das vezes, a injeção de potência reativa não é suficiente para corrigir o FP sem afetar o controle de tensão.

Verifica-se, portanto, que o SDAT é impactado pela conexão massiva de geração distribuída na MT. Segundo regulamentado pela resolução ANEEL nº 482/2012, o custo das obras de reforço provocadas pela conexão de minigeração devem ser rateados entre a distribuidora e os empreendedores de geração distribuída, sendo que esta análise é feita de forma individual para cada usina ou bloco de geração distribuída. Individualmente, uma usina ou bloco de geração distribuída, possivelmente não causará impactos ao AT. Entretanto, conforme evidenciado, o somatório de geração das usinas causa impacto no sistema de distribuição ficando os custos das obras de reforço para corrigir os problemas causados pelo somatório de injeções de GD integralmente a cargo da distribuidora.

Em relação ao fator de potência, o impacto das usinas do regime de compensação de energia elétrica onera o portfólio de obras da distribuidora e expõe a mesma a possibilidade de autuações, ou multas por violação do fator de potência nos pontos de conexão com a rede básica. Seria interessante que os minigeradores também possuíssem obrigações quanto ao fator de potência na fronteira e ao controle dos níveis de tensão da rede de distribuição, tal como ocorre com as usinas despachadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico Nacional.

6.0 - IMPACTO FINANCEIRO PARA O PLANO DE DESENVOLVIMENTO DA DISTRIBUIDORA DEVIDO GD

Os impactos financeiros ocasionados pela conexão da GD para distribuidora no que tange ao seu plano de investimento possui diversos aspectos. Um deles refere-se a participação financeira da distribuidora no investimento necessário para efetivação da conexão da GD. Outro aspecto diz respeito a necessidade de obras estruturais na alta tensão para solução de problemas relacionados a sobrecargas no 138kV ou ainda na instalação de equipamentos, como reatores, para controle de tensão. Ambos os pontos serão detalhados a seguir. As informações relacionadas ao custo de conexão foram obtidas a partir do levantamento de 352 estudos para conexão de geração distribuída com potência de injeção superior a 150kW da modalidade de autoconsumo remoto, realizados na Cemig D entre abril de 2017 e março de 2019. Esses casos correspondem a uma injeção da ordem de 1060 MW no sistema.

6.1 Custos relacionados as obras para conexão da GD

Na área de concessão da Cemig D, observa-se uma forte concentração da requisição de estudos em uma única região, o que tem ocasionado o esgotamento de sua capacidade de acomodação da injeção das GD, já sendo exigindo obras estruturantes a cargo da Distribuidora, como a instalação de reator de 138kV para controle de tensão. Essa concentração de GD tem feito com que os custos de conexão venham se elevando significativamente, já que cada vez mais as soluções de conexão tecnicamente viáveis relacionam-se à níveis superiores de tensão.

As obras de conexão de média tensão (MT) e alta tensão (AT) podem ser categorizadas como:

- Havendo disponibilidade da MT para acomodação da geração:

- Obras de reforço na rede de média tensão para solução de problemas referentes a carregamento, controle de tensão e recomposição da flexibilidade operativa pré-existente;
- Obras de adequações de proteção na MT com instalação de religadores e modificações na rede de média tensão de forma a assegurar a seletividade e coordenação de proteção mediante a inserção de uma nova fonte de contribuição para o curto-circuito, mesmo que em valores pequenos;
- Adequações na subestação com a substituição de religadores e instalação de proteção na SE;

- Não havendo disponibilidade da MT para acomodação da GD devido ao esgotamento da capacidade de transformação, sobretensões ou variações de tensão superiores a 5% com a conexão/desconexão:

- Quando a injeção for menor ou igual a 2.5MW, construção de subestação compacta 138/13,8kV;
- Quando a injeção for superior a 2.5MW, construção de SE de seccionamento na LD 138kV próxima;
- Proposição de obra estrutural que eleve a tensão do sistema para 138kV.

A Figura 8 estratificam o custo médio de obras de conexão por faixa de injeção. Em função da saturação do sistema de média tensão para conexão de GD com injeções superiores a 2.500kW, é necessário que a solução de conexão exija a instalação de uma subestação compacta com transformação ou ainda, para demandas superiores a 2.500kW, uma subestação de seccionamento da linha de 138kV. Essa distinção de soluções de atendimento é o motivador de custos médios de conexão diferentes. O que se observa é que conexões em AT não têm sido levadas a frente pelos empreendedores, mesmo descontando o ERD e a proporcionalidade.



Figura 8 – Custo médio de conexão por kW

Com relação ao esgotamento da capacidade da transformação das subestações em função do fluxo reverso proveniente da injeção da GD é necessário que as soluções de conexão considerem a ampliação da transformação ou a alocação de uma nova SE. Na Cemig D, a aplicação da transformação tem se mostrado, na maioria das vezes, mais cara que a alocação de uma nova SE. Portanto, observando o critério de proposição de alternativas de mínimo custo global, é proposta a conexão de injeções menores ou iguais a 2.500kW por meio de SE com transformação.

A questão que se apresenta refere-se ao fato de que, em muitos casos, a inserção dessas novas subestações não está aderente à expectativa de crescimento de carga. Nesse contexto, considerando o art.43 da Resolução

Normativa nº 414/2010, que determina que a distribuidora deve proporcionalizar todos os itens que impliquem em reserva de capacidade no sistema, a alocação de uma subestação de 15MVA para atendimento a uma GD 2.500kW faz com que a distribuidora seja responsável por 83% dos custos referentes à transformação. Não sendo esperado um crescimento de carga expressivo ou ainda não havendo garantias da inserção de novas GD, existe um significativo risco de que o investimento nesse ativo seja subutilizado, resultando em glosas regulatórias, como as estabelecidas no cumprimento do Índice de Aproveitamento de Subestações – IAS.

6.2 Conexão de Geração Remota e Encargo de Responsabilidade da Distribuidora (ERD)

A efetivação do acesso de 263 solicitações de conexão de GD, cuja conexão é viável em MT, resulta na necessidade de investimento de aproximadamente R\$320 milhões. Desse montante, considerando a aplicação do modelo de cálculo de participação financeira da distribuidora, baseada na proporcionalidade e no Encargo de Responsabilidade da Distribuidora (ERD), 57% dos custos de conexão da GD (aproximadamente R\$ 183 milhões) são atribuídos à concessionária. A Tabela 2 mostra os valores identificados nos estudos.

Ressalta-se que muitos desses investimentos não seriam requeridos no horizonte de planejamento de 5 anos abrangido pelo Plano de Desenvolvimento da Distribuidoras – PDD, tratando-se, portanto, de antecipações sujeitas ao risco de penalidades regulatórias em função da não comprovação da sua necessidade do ponto de vista de atendimento a cargas. Essa condição torna imprescindível uma sinalização regulatória que dê segurança às distribuidoras acerca prudência de tais investimentos.

Tabela 2 – Divisão de custos relacionados a inserção de GD em MT

Faixa de GD	Custo total das Obras de Conexão	Custo total a cargo da Distribuidora	Percentual participação distribuidora
de 150 a 500 kW	R\$ 3.534.014	R\$ 2.335.631	66%
De 501 a 1.000 kW	R\$ 53.165.783	R\$ 26.287.538	49%
de 1.001 a 2.500 kW	R\$ 118.532.262	RS 62.680.188	53%
de 2.501 a 5.000 kW	R\$ 144.649.238	R\$ 91.661.031	63%

A participação financeira da distribuidora nas obras necessárias à conexão de miniGD, principalmente da modalidade de autoconsumo remoto, leva a conexão de miniGD em locais do sistema que requerem obras vultuosas, o que é um indicativo de falta de otimização de sua alocação em função da baixa correlação entre consumo e geração. Nesse cenário, a decisão do investidor sobre a alocação da GD é apenas motivada por aspectos diferentes dos relacionados ao sistema elétrico como, por exemplo, o valor da terra;

Portanto a alteração da forma de cálculo da participação financeira da distribuidora nas obras de conexão de miniGD pode resultar na maximização do aproveitamento dessa geração para o sistema elétrico, tendo em vista as conexões atentariam ainda mais para locais de baixo custo de obras e que também correspondem aos pontos nos quais seus benefícios podem ser amplamente aproveitados pelo sistema elétrico.

7.0 - CONCLUSÃO

Foram apresentados os impactos da inserção da GD no sistema de média e alta tensão da Cemig Distribuição, considerando os aspectos de variação das perdas elétricas, efeitos no controle de tensão e do fator de potência nos pontos de fronteira com a rede básica, impacto para flexibilidade operativa do sistema existente e nos investimentos da distribuidora, entre outros.

As principais conclusões apresentadas foram:

- As centrais geradoras com potências nominais até 1 MW, de forma geral, reduziram as perdas elétricas do na MT, enquanto que centrais geradoras na faixa de 2,5 MW a 5MW foram as que mais causaram a elevação das perdas elétricas, reduzindo a eficiência da rede de distribuição.
- As centrais geradoras devem possuir capacidade de gerar e de absorver potência reativa, de forma a evitar violações de tensão na rede da distribuidora, em função da sua injeção de potência ativa no sistema. O risco mais provável é da ocorrência de sobretensões na rede MT, caso não haja o adequado controle da tensão. As distribuidoras precisam de ferramentas de monitoramento e controle e de respaldo regulatório, para agir de forma rápida e eficiente e assim evitar estas violações, que possuem elevado potencial de dano.
- O critério do fator de potência nos pontos de fronteira com a rede básica necessita de uma revisão regulatória, considerando a mudança no comportamento do fluxo de potência em função da integração de GD.

- A inserção de GD pode causar impactos significativos na flexibilidade operativa do sistema, resultando em investimentos elevados para a recomposição da flexibilidade, ou em pagamentos de compensações por parte da distribuidora em caso de necessidade de desligamento da GD após uma contingência.
- A efetivação do acesso de 263 solicitações de conexão de GD em MT, resulta na necessidade de investimento de aproximadamente R\$320 milhões. Desse montante, 57% dos custos de conexão da GD são atribuídos à concessionária, em função do cálculo do Encargo de Responsabilidade da Distribuidora (ERD). Esse montante de investimentos indicam que o sinal econômico não tem levado ao aproveitamento adequado da capacidade existente do sistema elétrico para novas gerações, elevando os custos de expansão em oposição à modicidade tarifária.
- A participação financeira da distribuidora nas obras necessárias à conexão de miniGD, principalmente da modalidade de autoconsumo remoto, leva a conexão em locais do sistema que requerem obras vultuosas, o que é um indicativo de falta de otimização de sua alocação em função da baixa correlação entre consumo e geração. Portanto a alteração da forma de cálculo da participação financeira da distribuidora nas obras de conexão de miniGD pode resultar na maximização do aproveitamento dessa geração para o sistema elétrico, já que as conexões tenderiam a acontecer em locais de baixo custo de obras e conseqüentemente com maiores benefícios.

8.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Resolução Normativa 414/2010 – Condições Gerais de Fornecimento, ANEEL
- (2) Resolução Normativa 482/2012 ANEEL
- (3) Resolução Normativa 687/2015 ANEEL
- (4) Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição, ANEEL
- (5) Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, ANEEL
- (6) ND 5.31 Requisitos para Conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição da Cemig D, Cemig.

9.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Autora Principal: **Ciceli Martins Luiz**. Formada em Engenharia Elétrica pela PUC MG, com Especialização em Sistema Elétrico de Potência pela UFMG, Mestrado em Sistema Elétrico de Potência pela UFMG e MBA em Setor Elétrico pela Fundação Getúlio Vargas. É secretária do Comitê de Estudos 6 do Cigré Brasil. Desde de 2002 na Cemig Distribuição, atualmente é coordenadora da equipe que elabora os estudos de conexão de acessantes ao sistema elétrico.