

REVISÃO DOS REQUISITOS TÉCNICOS DAS DISTRIBUIDORAS PARA A INSERÇÃO DE GERADORES DISTRIBUÍDOS - UMA ANÁLISE COMPARATIVA SOBRE A ÓTICA DA NORMA IEEE 1547-2

J.R.C de Almeida, M.J.B.B. Davi, C. B. dos Santos, F. A. M. Moura

Universidade Federal do Triângulo Mineiro, Departamento de Engenharia Elétrica, Uberaba- Minas Gerais,
julianaramosca@hotmail.com, moisesjr20@hotmail.com, caio.borgess@hotmail.com, fabricao@eletrica.ufm.edu.br

Resumo - A conexão de geradores distribuídos, conhecidos também como geradores independentes ou produtores independentes de energia elétrica, aos sistemas elétricos de média, ou baixa tensão, vem sendo bastante fomentada. Porém, esta conexão carece de normativas técnicas claras e eficientes no que tange aos requisitos técnicos de acesso aos sistemas elétricos, de forma a assegurar a excelência dos sistemas de distribuição. Neste sentido, este trabalho apresenta uma análise comparativa entre as regulamentações das principais distribuidoras nacionais para a conexão de Geradores Distribuídos nos sistemas de média e baixa tensão, tecendo uma análise comparativa com a norma IEEE 1547-2.

Palavras-Chave - Geração Distribuída, Ilhamento, Produtor Independente, Religamento Automático, Micro Geração, Mini Geração.

REVIEW OF REQUIREMENTS FOR DISTRIBUTORS OF INCLUSION OF DISTRIBUTED GENERATORS - COMPARATIVE ANALYSIS ON THE PERSPECTIVE OF IEEE STANDARD 1547-2

Abstract - The connection of distributed generators, also known as independent generators or independent power producers at the distribution systems of medium voltage or low voltage, has been widely encouraged. However, this connection needs to be clear and efficient in order to ensure excellence in distribution systems. In this sense, this paper presents a comparative analysis between the regulations of national distributors for connecting distributed generators in low and medium voltage systems, weaving a comparative analysis with the IEEE 1547-2 standard.

Keywords - Distributed Generation, Islanding, Independent Power Producer, Auto reclosing, Microgeneration, Mini generation

I. INTRODUÇÃO

A demanda de energia elétrica nacional vem crescendo de forma acelerada, com isso a questão de exploração dos recursos hídricos associada a preocupação com a sua escassez são constantemente apontadas como determinantes para a mudança do paradigma energético. Contudo, o cenário mundial de geração de energia elétrica vem se preocupando com a necessidade de buscar alternativas que possam garantir o abastecimento associado com as questões ambientais. Neste contexto, o Brasil se apresenta como um país que possui uma rica matriz energética possibilitando assim, implantar uma Geração Distribuída - GD [1].

De acordo com a Resolução Normativa da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL nº482/2012, o consumidor brasileiro pode gerar a sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis e ainda fornecer o excedente para a rede de distribuição [2].

A geração distribuída (GD) consiste em uma geração de energia elétrica junto ou próxima dos consumidores, independente da potência, tecnologia e fonte de energia que se conecta diretamente ao sistema elétrico de distribuição ou ao consumidor [3]. Essa geração pode ser paralela, ou isolada, com a rede, elevando assim, sua confiabilidade de fornecimento, podendo também ser empregada em locais distantes das grandes centrais geradoras, pois atende localmente o consumidor. Pode ser caracterizada por ser uma mini ou micro geração distribuída de energia elétrica.

Hoje no Brasil existem atualmente 1625 agentes investindo neste tipo de mercado [4].

Diante deste cenário, este trabalho destina-se a apresentar as normas de conexão das principais distribuidoras do setor elétrico nacional, com o intuito de entender e esclarecer ao leitor como é feito o acesso aos sistemas de média e baixa tensão no Brasil no que tange aos requisitos técnicos e operacionais, requisitos de projeto, informações para a implementação da conexão de novos acessantes ou conexões existentes, e comparar essas normas com a norma IEEE 1547-2. Estas normas buscam principalmente a qualidade do serviço de distribuição, a preservação da segurança, eficiência e a confiabilidade do sistema e das conexões existentes.

II. CENÁRIO BRASILEIRO

Com o aumento na demanda de energia elétrica ao final da década de 1940, passou-se a gerar energia nas centrais elétricas de grande porte com a intenção de obter uma



XII CEEL – ISSN 2178-8308
13 a 17 de Outubro de 2014
Universidade Federal de Uberlândia – UFU
Uberlândia – Minas Gerais – Brasil

melhor relação entre energia elétrica gerada e o custo associado àquela. Com isso, foi desestimulado os avanços tecnológicos em geração de energia próxima ao consumidor. Não obstante, nas últimas décadas, muitas questões como impacto ambiental, redução da disponibilidade dos grandes aproveitamentos hídricos, aumento de demanda e altos custos na construção de usinas hidrelétricas, culminaram por incentivar, veementemente, a alteração da política energética nacional. Com o advento deste novo cenário, foi preciso buscar novas alternativas de geração que pudessem atender as demandas atuais e futuras, propiciando, assim, terreno fértil à expansão da geração distribuída (GD) [5].

Dentre as principais tecnologias usadas na geração distribuída destacam-se:

Micro CH: *Micro-Centrals Hidrelétricas. São microturbinas hidráulicas com potência de até 1.000 kW, movidas pela energia potencial da água;*

Pequenas Eólicas: *Pequenas turbinas aerogeradoras com potência de até 100 kW, movidas à força do vento;*

Mini usina para Cogeração: *Equipamento de pequeno porte, acoplado a uma fonte primária de energia com potência de até 300 kW, onde se gera tanto calor quanto trabalho, sendo que este pode ser aproveitado para geração de energia elétrica, enquanto o primeiro pode gerar água quente, vapor, calor de processo ou frio;*

Micro turbinas: *Pequenas turbinas com potência de até 500 kW que geram energia elétrica ou podem operar em mini sistemas de cogeração. Utilizam diferentes combustíveis, mas o mais usado é o gás natural ou gás proveniente de aterro sanitário (biogás);*

Geradores Diesel: *Conjunto de motor ciclo diesel acoplado a um alternador/gerador de energia elétrica;*

Térmica/Solar: *É o aquecimento da água por meio da utilização de coletores solares;*

Fotovoltaica/Solar: *Geração de energia elétrica através de painéis solares, formados por células solares;*

Célula a Combustível: *Tecnologia que utiliza o hidrogênio e o oxigênio para gerar eletricidade através de processos químicos [6].*

Algumas fontes alternativas de energia elétrica vêm ganhando grande destaque no contexto brasileiro, tais como: energia eólica, biomassa e sistemas fotovoltaicos.

a) Energia eólica: *tem sido bastante incentivada no Brasil mostrando uma crescente evolução dado que no ano de 2003 já havia 9 centrais eólicas em operação gerando 22, 075GW e 101 centrais eólicas para geração de 6683,950GW para os próximos anos [7].*

b) Biomassa: *no Brasil existem hoje 56 usinas operando como cogeração gerando 1206,06MW. A biomassa se destaca como fonte primária de 55,8% da capacidade instalada de fontes alternativas de energia existentes operando como cogeração, sabendo que a forma mais comum é o bagaço de cana de açúcar. O setor sucroalcooleiro gera uma quantidade de resíduos que pode ser utilizada na geração de eletricidade [8].*

c) Sistemas fotovoltaicos: *devido ao seu custo elevado, a energia solar fotovoltaica tem uma pequena participação na matriz energética mundial. Sua potência instalada atingiu em 2007 cerca 7800MW.*

Apesar de o Brasil possuir expressiva radiação solar, ainda é pequena a participação da energia solar fotovoltaica na matriz energética nacional.

A ANEEL, em abril de 2012, como forma de incentivo a geração de energia solar fotovoltaica, elevou o desconto de 50% para 80% na Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão (TUST) e na Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição (TUSD), para empreendimentos de geração solar que injetem até 30 MW na rede de transmissão e distribuição. As usinas que entrarem em operação até 31 de dezembro de 2017 terão esse desconto por um período de duração estipulado até os primeiros 10 anos de operação.

Podemos destacar que até 2022 as fontes alternativas de energia irão corresponder a 10% da capacidade instalada no Brasil [9].

III. NORMAS BRASILEIRAS PARA INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Mediante as discussões anteriormente apresentadas, vislumbra-se que a conexão de geradores distribuídos as redes elétricas de distribuição exige uma adaptação das concessionárias distribuidoras, já que essa inserção ainda é objeto de vários questionamentos técnico - operacionais, podendo assim originar prejuízos tanto para as concessionárias quanto para o consumidor final em termos de qualidade do produto e do fornecimento. A interconexão dos sistemas, geração distribuída e concessionária, deve atender às exigências dispostas no Procedimento de Distribuição Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição estabelecido pela ANEEL [10]. Condições necessárias para tal acesso, informações, dados, critérios técnicos e operacionais, e a implementação da conexão para novos acessantes e para os que já existem são estabelecidos por este documento. Além de atender as exigências deste documento, os acessantes devem atender as normas técnicas exigidas pela concessionária. Vale ressaltar a necessidade de se priorizar o desempenho e a qualidade dos serviços de distribuição, eficiência, confiabilidade e a preservação da segurança do sistema e das conexões existentes.

Neste tópico serão abordadas as exigências básicas que as concessionárias brasileiras implementam, destacando as concessionárias *Celesc, Cemig, Coelba, Copel, Eletropaulo e Light*.

A fim de melhor esclarecer ao leitor os requisitos básicos para o acesso as redes elétricas, listam-se abaixo, alguns itens básicos que cada concessionária estabelece para a inserção de GD na rede:

- As requisições de proteção;
- As formas de conexão do acessante ao sistema;
- Ligação dos transformadores;
- Critérios de acesso e controle destacando a potência máxima de conexão por alimentador e número máximo de acessantes ao alimentador primário;
- Sistemas de proteção destacando religamento automático e ilhamento.

A. Requisições de proteção: são destacados 5 tipos de proteção, tais como solidamente aterrado, neutro isolado

aterrado com impedância, neutro efetivamente aterrado, solidamente aterrado a 3 fios e isolado [10].

Celesc- solidamente aterrado;

Cemig- solidamente aterrado;

Coelba- não informado;

Copel- 13,8kV neutro isolado aterrado com impedância e 34,5kV neutro efetivamente aterrado;

Eletropaulo- solidamente aterrado;

Light- Isolado

B. Formas de conexão do acessante ao sistema: esta, pode variar de algumas maneiras. Pode ser dar entre alimentador ou linha de transmissão exclusiva para o acessante, ou por alimentador ou linha de transmissão compartilhada com demais cargas da concessionária [10].

Celesc- somente conexões de GD em média tensão – MT podem ser realizadas tanto através de alimentador ou SEs exclusivas quanto através de 'tapeamento' de linhas. Por outro lado o ponto de conexão do acessante deve ser obrigatoriamente no tronco do alimentador;

Cemig- A conexão em MT também permite a conexão em qualquer configuração desde que seja instalado um religador no ponto de conexão. Esse religador é transferido sem ônus para a empresa, que possui a responsabilidade pela manutenção e operação do equipamento. Já a norma de conexão em AT está em processo de elaboração, mas a tendência é que não seja permitida a conexão em tape;

Copel- A forma de conexão irá depender da capacidade de geração instalada do acessante, sendo que para capacidades inferiores a 1MW qualquer das conexões citadas pode vir a ser permitida enquanto capacidades superiores a esse valor só podem se conectar através de alimentadores ou linhas expressas;

Coelba, Eletropaulo, e a Light: não há normas específicas sobre a forma de conexão, precisando-se assim estudar a realização da conexão de cada caso. Entretanto todas exigem a presença de um disjuntor de conexão.

C. Ligação dos Transformadores: O tipo de conexão do transformador de acoplamento ou de interconexão, a ser instalado entre a concessionária e o acessante tem grande impacto na interação entre a unidade de geração distribuída e o sistema elétrico, principalmente durante um curto-circuito. No entanto, não existe uma conexão universal aceita e apontada como sendo a tecnicamente mais confiável a fim de ser utilizada, pois sabe-se que as três opções apresentam vantagens e desvantagens.

As conexões mais usadas são Delta (AT) - Estrela Aterrada (BT), Estrela Aterrada (AT) - Delta (BT) e Estrela - Estrela [10].

Celesc- Delta (AT) - Estrela Aterrada (BT);

Cemig- Tensão 13,8kV, 24,1kV e 34,5kV utilizam Delta (AT) - Estrela Aterrada (BT) e Estrela Aterrada (AT) - Delta (BT);

Coelba- Não é informada a classe de tensão. Concessionária: Estrela isolada. Acessante: não informado;

Copel- Tensão 13,8kV - utilizam Delta (AT) - Estrela Aterrada (BT) e Estrela- Estrela. Tensão de 34,5kV utilizam Delta (AT) - Estrela Aterrada (BT), Estrela- Estrela e Estrela Aterrada (AT) - Delta (BT);

Eletropaulo- Tensões 13,8k, 25kV e 34,5kV utilizam Delta (AT) - Estrela Aterrada (BT);

Light- Tensões 13,8k, 25kV e 34,5kV utilizam Delta (AT) - Estrela Aterrada (BT)

D. Critérios de acesso e controle destacando a potência máxima de conexão por alimentador e número máximo de acessantes ao alimentador primário: As potências podem variar de 1 a 15MW. Dependendo de cada distribuidora essa potência pode mudar devido ao valor da potência de curto - circuito trifásico, no ponto de conexão. Não se sabe ao certo o número máximo de acessantes por alimentador, mas existe um critério utilizado tal que no mesmo ponto de conexão é somada as potências de todas as usinas [10].

Celesc- Potência máxima para tensão de 13,8, 23, e 34,5kV: utilizam 10 % do curto circuito trifásico do ponto de conexão e utilizam 2 acessantes por alimentador primário, já para tensões de 69 e 138kV utilizam mais que 10 % do curto, porém há necessidade de estudo.

Cemig- Potência máxima para tensão de 13,8kV é de 7MW para tensão de 23kV é de 10MW e para tensão de 34,5kV é 15MW. Não é informado o número de acessantes ao alimentador.

Coelba- Não é informado nem a potência máxima para a tensão de 13,8kV e nem o número de acessantes ao alimentador primário.

Copel- Potência máxima para a tensão de 13,8 e 34,5kV: utilizam 20% da potência do alimentador e não é informado o número de acessantes, já para as tensões de 69 e 138kV não é informado a potência máxima e nem o número de acessantes ao alimentador primário.

Eletropaulo- Não é informado nem a potência máxima para as tensões menores que 34,5kV e nem o número de acessantes ao alimentador primário.

Light- Não é informado nem a potência máxima para as tensões de 13,8, 25 e 34,5kV e nem o número de acessantes ao alimentador primário.

E. Sistemas de proteção destacando religamento automático e ilhamento: É bastante complexa a manutenção dos esquemas de religamento automático – RA quando existe unidades de geração distribuída conectadas ao sistema, podendo gerar riscos de um fechamento sem sincronização entre os geradores que estejam atendendo cargas de forma ilhada e a concessionária. Em geral todas as concessionárias ressaltam que mediante uma desconexão da GD, devido à perda da concessionária, estas não se responsabilizam por danos causados aos equipamentos dos acessantes ou em qualquer outra parte do seu sistema elétrico, devido a defeitos, correntes de seqüência negativa elevada, surtos atmosféricos e entre outras perturbações.

Consta-se nos acordos operativos entre distribuidora e acessante que é de extrema importância para a GD conhecer os tempos do religamento automático da concessionária

acessada. Dessa forma, a GD poderá proceder aos ajuste da proteção de forma mais eficiente e eficaz [10].

Celesc- *Religamento automático de linhas de transmissão: quantidade 2 e tempo de 3s - religamento automático de alimentadores: quantidade 1 e tempo de 5s.*

Cemig- *Religamento automático de linhas de transmissão: quantidade 2 e tempo de 3 a 175s - religamento automático de alimentadores: quantidade 2 e tempo de 10 a 15s.*

Coelba- *Religamento automático de linhas de transmissão: quantidade e tempo não informado - religamento automático de alimentadores: quantidade 3 e tempo de 2, 5 e 10s.*

Copel- *Religamento automático de linhas de transmissão: quantidade 1 e tempo de 2s - religamento automático de alimentadores: quantidade 3 e tempo de 0,5,6 e 20s.*

Eletropaulo- *Religamento automático de linhas de transmissão: quantidade 2 e tempo de 1 e 15s - religamento automático de alimentadores: quantidade 3 e tempo de 1, 25 e 35s.*

Light- *Religamento automático de linhas de transmissão: quantidade e tempo não informado - religamento automático de alimentadores: quantidade 2 e tempo de 3 e 15s.*

No que se refere ao ilhamento, as concessionárias são extremamente exigentes, requerendo um estudo criterioso sobre o comportamento da GD durante o atendimento de suas cargas. Entretanto, tais investigações não fazem parte da análise operacional das distribuidoras. Dessa forma, há a necessidade de se contratar mão - de - obra técnica especializada para a elaboração destes estudos.

Celesc- *Os disjuntores instalados no ponto de interligação devem ser acionados por relés secundários, que removam e bloqueiem, prontamente, a conexão. A proteção do acessante deve ter a capacidade de detectar a desconexão do sistema da Celesc, e atuar no sentido de impedir que o seu sistema de geração opere isolado, alimentando consumidores da Celesc [11];*

Cemig- *Só é permitido casos de ilhamento em situações de emergência, para que se possa evitar interrupções de longa duração no fornecimento de energia [12];*

Coelba- *Ilhamento: não permitido [13];*

Copel- *não é permitida a operação de forma ilhada, mas os geradores distribuídos devem ter recursos para assumir sua própria carga ou parte dela em condições específicas [14];*

Eletropaulo- *quando o circuito da concessionária não estiver energizado é recomendada a instalação de relés de tensão que possam impedir o fechamento do disjuntor de interligação [15];*

Light- *A GD deverá se desacoplar da rede através da proteção anti-ilhamento em até 2 segundos sempre que houver desligamento da rede da Light [16].*

Esses são os principais apontamentos das principais distribuidoras do setor elétrico nacional para que haja uma continuidade no fornecimento, assegurando assim a excelência e operacionalidade dos sistemas elétricos de média e baixa tensão. No seguinte tópico será apresentada as principais recomendações da norma IEEE 1547-2.

IV. NORMA INTERNACIONAL IEEE 1547-2

A norma IEEE 1547-2 para interconexão de geradores distribuídos aos sistemas de energia elétrica foi aprovada pelo IEEE Standards Board no ano de 2003 no mês de junho. Contudo, aquela somente foi aprovada como um padrão nacional americano no mês de outubro do mesmo ano [17].

A IEEE 1547-2 apresenta um padrão uniforme de interligação de recursos distribuídos com os sistemas de energia elétrica, fornecendo requisitos importantes para o desempenho, operação, segurança e manutenção da interligação.

Uma das maiores preocupações com a conexão da GD, nos sistemas de energia elétrica, consiste nos seus impactos. As concessionárias precisam ter uma compreensão destes impactos. Estes podem estar relacionados ao tamanho e a tecnologia utilizada na GD, podendo também estar vinculados às características do local onde a GD está instalada.

Neste tópico será abordada as configurações básicas a serem adotadas pela GD, bem como os requisitos de proteção, aterramento, religamento e ilhamento.

A. Configurações básicas do sistema: consiste em três fases com quatro fios, ligação em estrela multiterrados e monofásicos com dois fios multiterrados.

O aterramento do sistema controla a tensão a terra dentro de limites previsíveis. Além disso, prevê um fluxo de corrente que irá permitir a detecção de uma ligação indesejada entre os condutores do sistema e o solo. O aterramento de alimentadores de distribuição é geralmente derivado de um transformador de subestação de distribuição com enrolamentos secundários estrela - aterrada. O ponto neutro dos enrolamentos está solidamente aterrado ou conectado a terra através de um dispositivo limitador de corrente. O condutor neutro da distribuição pode ser:

- Multiterrados - Conectado à Terra em intervalos frequentes;
- Não ligado a terra - Totalmente isolado e nenhuma outra conexão de terra, exceto na fonte;
- Não aterrado - Totalmente isolado e sem conexão intencional à terra [17].

Os alimentadores de distribuição nos EUA são a quatro fios multiterrados ou não ligados a terra, a três fios não ligados a terra ou a três fios não aterrados.

A conexão dos transformadores de distribuição monofásicos ou de distribuição trifásica é geralmente em estrela aterrada - delta ou delta- delta.

B. Proteção a ilhamento: Sistemas multiterrados com quatro fios sofrem com os problemas de sobretensão advindos de um religamento de um sistema ilhado. Assim, todas as fontes de GD ligadas em sistemas multiterrados devem usar relés de proteção para detectar sobretensões. Embora utilizado com sucesso, em muitas instalações pode ocorrer muitos ciclos de sobretensão fase-terra antes da GD

deixar de energizar o sistema de energia, podendo assim danificar os equipamentos da GD.

A IEEE 1547-2 afirma que não existe uma exigência universal para a obrigatoriedade de um dispositivo de isolamento, e também não existe um único local ideal para o dispositivo de isolamento [17].

C. Religamento automático: As normas de qualidade do serviço destacam os requisitos de confiabilidade, a exemplo dos minutos de interrupção de clientes. Tal indicador, motiva o uso generalizado de religamento automático nos sistema de energia elétrica.

Segurança e restauração do sistema requerem a detecção de todas as falhas. Isso também limita a danificação do equipamento em falta.

Vale ressaltar que sistemas automáticos de religamento têm grande variação de tempo, dependendo do funcionamento do sistema de energia elétrica. Contudo, há o religamento instantâneo após a abertura de uma falha, que é uma tentativa de restabelecer o sistema de uma forma mais rápida. O religamento ocorre em uma faixa de 15 a 20 ciclos (0,24s a 0,33s) após a falha. É destacada que para uma ilha intencional, em que a GD energiza parte do sistema de energia, a GD deve detectar a ilha e interromper o fornecimento dentro de 2 segundos de sua formação.

A concessionária pode exigir informações sobre o tamanho, a localização e tipo de operação da GD a ser instalada. Não obstante, o proprietário da GD pode escolher o que melhor lhe cabe, vender o excesso de energia ou vender toda a energia gerada.

V. COMPARAÇÃO DAS NORMAS BRASILEIRAS COM A NORMA INTERNACIONAL IEEE 1547-2

Foram citadas, brevemente, as normas das principais distribuidoras brasileiras, abordando os requisitos básicos para a inserção de uma GD nos sistemas elétricos de média e baixa tensão. Posteriormente, foram apresentados os requisitos técnicos da norma internacional IEEE 1547-2 para a mesma situação. Assim, destacam - se alguns pontos principais para efeito de comparação.

As normas nacionais abordam requisições de proteção como neutro solidamente aterrado, neutro isolado aterrado com impedância, neutro efetivamente aterrado, solidamente aterrado a 3 fios e isolado. Já a norma internacional IEEE 1547-2 destaca que a sua proteção deve ser conectada em estrela multiterrados quando tiver três fases com quatro fios e multiterrados quando for monofásico com dois fios.

As normas brasileiras destacam que a ligação do transformador de distribuição com a GD pode ser Delta (AT) - Estrela Aterrada (BT), Estrela Aterrada (AT) - Delta (BT) e Estrela - Estrela. Já a norma internacional destaca que pode ser Estrela Aterrada (AT) - Delta (BT) ou Delta (AT)- Delta (BT).

As normas brasileiras afirmam que não é permitido diante das distribuidoras o atendimento ilhado de suas cargas por acessantes de GD. No entanto, as distribuidoras exigem aos acessantes que eles estejam preparados para o

atendimento de cargas em alguma de situação de contingência. As normas nacionais, bem como a IEEE 1547-2, exigem a presença da proteção anti - ilhamento e se exumem da responsabilidade de danos aos equipamentos da geração distribuída oriundos pela formação da ilha.

A IEEE 1547-2 aponta a não existência da obrigatoriedade de um dispositivo de isolamento. Além disso, aquela relata a não existência de um único local para a instalação do dispositivo de isolamento.

As normas brasileiras destacam a complexidade da manutenção dos esquemas de RA mediante a interconexão com unidades de geração distribuída, podendo gerar riscos de um fechamento sem sincronização entre os geradores que estejam atendendo cargas de forma ilhada e a concessionária. No que tange a IEEE 1547-2, esta compartilha da mesma preocupação quanto ao restabelecimento do paralelismo sem o devido sincronismo.

VI. CONCLUSÕES

Mediante os avanços tecnológicos vivenciados, quanto ao desenvolvimento de novas fontes de geração de energia elétrica, aliado a políticas de sustentabilidade, a necessidade de uma maior expansão da matriz energética nacional e a programas de incentivos a inserção de energias renováveis, há um terreno fértil para a difusão e maior conexão de GD às redes elétricas de média e baixa tensão. No entanto, a fim de assegurar o pleno atendimento ao consumidor final e a excelência dos serviços de distribuição, surge a necessidade de se estabelecer padrões técnicos operacionais, dinâmicos e de qualidade da energia elétrica fornecida pelos sistemas de geração distribuída à rede. Contudo, esta é regida por práticas e normas referentes à tensão, frequência, distorção harmônica, fator de potência, etc. O desvio dos padrões estabelecidos por essas normas caracteriza uma condição anormal de operação, e os sistemas devem ser capazes de identificar esse para que o consumidor final não seja prejudicado.

As exigências referentes as funções de proteção não estão diretamente relacionada ao tipo de tecnologia de GD. Tanto as normas brasileiras quanto a IEEE 1547-2 mencionam as proteções de sobrefrequência, subfrequência, sobretensão e subtensão a função de evitar ilhamentos.

A preocupação com os impactos de inserção de uma GD a rede é compartilhada pelas concessionárias. No entanto, evidencia-se a necessidade de um maior detalhamento a respeito dos critérios de acesso a fim de mitigar os impactos oriundos pela alteração na topologia da distribuição. Não obstante, torna - se necessária a busca de uma uniformização das normativas, pois ainda existem divergências técnicas operacionais por parte das concessionárias brasileiras.

Uma padronização nacional, sobre a ótica da IEEE 1547-2, poderia facilitar, no que se refere a orientação aos acessantes, a conexão de GDs de forma segura e eficaz na rede.

Ambas as normas, nacionais e a IEEE Std. 1547-2, destacam a preocupação com sobretensões, problemas com ilhamento, dispositivos de proteção e com os riscos que podem ocorrer devido à inserção da GD no seu sistema elétrico.

VII. REFERÊNCIAS

- [1] Famecos. *Energia Eólica é Opção para Geração Distribuída*. 2013. PUC de Rio Grande do Sul. Acedido em 10 de junho de 2014, em <http://eusoufamecos.net/editorialj/eolica>.
- [2] Agência Nacional de Energia Elétrica (2013). *Resolução Normativa nº 482*. Acedido em 10 de junho de 2014, em <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=757&idPerfil=2>.
- [3] Instituto Nacional de eficiência energética. *O que é Geração Distribuída?* Acedido em 10 de junho de 2014, em http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp?Cat=gd.
- [4] Agência Nacional de Energia Elétrica (2013). *Agente geração*. Acedido em 10 de junho de 2014, em <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/AgenteGeracao/agen-tegeracao.cfm>.
- [5] I. F. E. D. Denis. *Métodos de Alocação de Perdas em Sistemas de Distribuição com Geradores Distribuídos*. 2003. 102 f. Dissertação (Doutor)-Faculdade de Engenharia Elétrica de Ilha solteira, Universidade Estadual Paulista "Julio de Mesquita Filho", Ilha Solteira, São Paulo, 2003..
- [6] J. T. C. Wright, D. E. de Carvalho e R. G. Spers. Artigos Tecnologias disruptivas de geração distribuída e seus impactos futuros sobre empresas de energia.- *RAI - Revista de Administração e Inovação*, São Paulo, v. 6, n. 1, p. 108-125, 2009.
- [7] Ministério de Ciência e Tecnologia do Brasil. Relatório elaborada para o Ministério de Ciência e Tecnologia, dentro do projeto Bra/95/G31. Sob controle de nº 99/117. Com o Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento- PNUD. Acedido em 10 de Junho de 2014, em <http://www.winrock.org>.
- [8] Agência Nacional de Energia Elétrica (2006). *Banco de informações de geração-BIG*. Acedido em 10 de junho de 2014, em http://www.aneel.gov.br/area.cfm?id_area=15.
- [9] ANEEL- Agência Nacional de Energia Elétrica- "*Atlas de energia elétrica no Brasil*". Acedido em 10 de Junho de 2014, em <http://www.aneel.gov.br>.
- [10] P. H. R. P. Gama, A. R. Aoki, C. M. Luiz, E. Vicentini, M. E. M. de Souza, R. D. Barbosa, T. V. de M. Neto. Grupo de Trabalho C6. 2013. 65 f.. *Comparação dos Requisitos das Distribuidoras para Inserção de Acessantes de Geração Distribuída*- Cigré Brasil- Comitê Nacional Brasileiro de Produção e Transmissão de Energia Elétrica- Setembro 2013.
- [11] Requisitos Gerais para Conexão de Autoprodutor e Produtor Independente de energia à rede da CELESC. 45 f. Acedido em 10 de junho de 2014, em <http://novoportall.celesc.com.br/portal/images/arquivos/normas/I4320003.pdf>.
- [12] Requisitos para a Conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição da Cemig. Conexão em Média Tensão. 125 f. Acedido em 10 de junho de 2014, em <http://www.cemig.com.br>.
- [13] Conexão de Microgeradores ao Sistema de Distribuição em Baixa Tensão da COELBA. 26 f. Acedido em 10 de junho de 2014, em http://servicos.coelba.com.br/Media/pdf/SM04.14_01_01_11_21_12_12.pdf.
- [14] Requisitos Técnicos para a conexão de geração em paralelo com o sistema da COPEL. 18 f. Acedido em 10 de junho de 2014, em [http://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/arquivos/requisitos_tecnicos_para_acessante_de_geracao/\\$FILE/Requisitos_Tecnicos_Acessante_Geracao.pdf](http://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/arquivos/requisitos_tecnicos_para_acessante_de_geracao/$FILE/Requisitos_Tecnicos_Acessante_Geracao.pdf).
- [15] Requisitos Mínimos para Interligação de Microgeração e Minigeração Distribuída com a Rede de Distribuição da AES Eletropaulo com Paralelismo Permanente Através do Uso de Inversores - Consumidores de Média e Baixa Tensão. 22 f. Acedido em 10 de Junho de 2014, em https://www.aeseletropaulo.com.br/padroes-e-normas-tecnicas/geradores-de-energia/Documents/NT-6012_GERADOR_PERMANENTE_V3_vac.pdf.
- [16] Procedimentos para a Conexão de Microgeração e Minigeração ao Sistema de Distribuição da Light SESA BT e MT- até 34,5kV. 41 f. Acedido em 10 de junho de 2014, em http://www.light.com.br/Repositorio/Recon/LIGHT_Info_rmacao_Tecnica_DTE_DTP_01_2012_Dez2013.pdf.
- [17] IEEE- Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos- *Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*, 219 f. IEEE 1547-2.