

PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO NO BRASIL: REGRAS PARA O ACESSO

Edson da Costa Bortoni¹

RESUMO

A inserção de fontes de geração em sistemas de distribuição é um processo em franco progresso em nível mundial que, se por um lado traz benefícios para o sistema, por outro tem sido alvo de paradigmas e barreiras institucionais que impedem a sua viabilização. Neste sentido, a ANEEL, agência brasileira de regulação do setor elétrico, desenvolveu, dentro do chamado procedimentos de distribuição, um conjunto de normas para regulamentação do acesso aos sistemas de distribuição. Este trabalho apresenta as diretrizes consideradas, bem como os resultados que se esperam obter com a sua implementação.

¹ Instituto de Sistemas Elétricos e Energia da Universidade Federal de Itajubá, Grupo de Estudos Energéticos - GEE, bortoni@unifei.edu.br

1. INTRODUÇÃO

A introdução de fontes geradoras de energia em sistemas de distribuição tem se tornado uma prática freqüente em nível mundial, constituindo-se em um processo irreversível. Como principais aspectos motivadores pode-se citar o aumento das restrições ambientais para a construção de novas linhas de transmissão, evolução tecnológica de alternativas de geração de pequeno porte, otimização da utilização dos sistemas existentes, garantia de suprimento energético em face de um horizonte permeado de riscos e incertezas, dentre outros.

Não obstante as diversas vantagens oriundas desta prática, a sua implementação exige uma profunda mudança de paradigmas já calcificados nos procedimentos técnicos de planejamento e de operação adotados pelos agentes de distribuição de energia elétrica. No conceito de Agentes de Distribuição incluem-se os concessionários, permissionários ou cooperativas de eletrificação rural.

De fato o assunto merece uma atenção especial, já que o maior número de conexões de usuários do sistema elétrico se dá em nível de distribuição. Cuidados com a segurança operacional do sistema e pessoal devem ser tratados de maneira apropriada, a fim de que se cumpra o objetivo dos sistemas elétricos, que é o fornecimento de energia com qualidade e continuidade.

Talvez por esta razão, ao longo de muitos anos, exigências exacerbadas têm sido impostas pelos agentes distribuidores para a realização de conexões de instalações de geração aos sistemas elétricos de distribuição, muitas vezes extrapolando a esfera de influência do Acessado.

Outra barreira frequentemente enfrentada pela geração distribuída é a idéia de que esta se constitui em um concorrente ao agente de distribuição por ofertar energia dentro de sua área de concessão. Porém, dentro do conceito de desverticalização do sistema elétrico em suas quatro zonas funcionais, geração, transmissão, distribuição e comercialização, o serviço prestado pelo agente de distribuição se resume em, tão somente, no transporte da energia através de suas redes, independentemente se o acessante é um produtor ou um consumidor.

No ano de 2005, a ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, contratou serviços de consultoria para a elaboração dos Procedimentos de Distribuição – Prodinst (ANELL, 2005). Estes procedimentos são um conjunto

de disposições, criando novas regras e incorporando antigas, com o objetivo de melhor regulamentar as atividades dos agentes relacionados aos sistemas de distribuição.

Tal documento é dividido em oito módulos, sendo destes três de caráter geral e cinco de caráter técnico versando sobre planejamento da expansão, acesso ao sistema, sistemas de medição, e qualidade da energia elétrica. Neste contexto, este trabalho procura apresentar as propostas e disposições do módulo de acesso, que trata das questões relacionadas à conexão de usuários dos sistemas de distribuição.

2. O MÓDULO DE ACESSO

A elaboração deste módulo partiu do princípio de que qualquer agente que se conecte ao sistema de distribuição é considerado um Acessante, detentor dos mesmos direitos, seja ele um consumidor, um gerador ou até mesmo outros agentes de distribuição que desejem se conectar à Acessada.

Ao longo do processo de concepção do módulo de acesso, foram pesquisados os procedimentos similares adotados por diversos países. Como exemplo podem-se citar procedimentos adotados pela Austrália, Escócia, Filipinas, Canadá, Portugal, Estados Unidos e Grã Bretanha. Sendo assim, muitos aspectos positivos destes procedimentos foram incluídos no módulo de acesso. Aspectos importantes e pontos inovadores que nortearam o seu desenvolvimento são apresentados a seguir.

2.1. Custos da conexão e responsabilidades

Um dos pontos mais críticos na regulação do acesso é a definição das responsabilidades dos custos oriundos da conexão de acessantes. Na regulamentação desenvolvida foi adotado o princípio conhecido por *conexão rasa*, que preconiza que o acessante é responsável por todos os custos de conexão tão somente até ao ponto de conexão, incluindo o próprio ponto de conexão.

Uma outra maneira possível de regulação seria a conexão profunda. Neste sistema, o acessante é responsável não somente por todos os custos dos recursos necessários para a sua conexão ao sistema, mas também, por aqueles necessários para a adaptação do mesmo às novas condições estabelecidas pela sua entrada.

Como exemplo, em função da ultrapassagem da potência de curto-circuito limite de um sistema, um acessante deveria arcar com todos os custos de substituição de disjuntores, malhas de aterramento, sistemas de proteção e outros investimentos que se fizerem necessários para adequação do sistema, mesmo que a sua geração fosse de poucos quilowatts. Por outro lado, nenhum custo adicional seria imputado a um acessante cuja conexão não extrapolasse o limite de potência de curto-circuito deste sistema, mesmo que a sua contribuição fosse de dezenas de megawatts.

A adoção da primeira alternativa, a chamada conexão rasa, se baseia no fato de que todo e qualquer investimento realizado pelo Acessante para a adequação de seu sistema à entrada de um novo acessante será, em um horizonte de curto prazo, durante o processo de revisão tarifária, incorporado à tarifa, de forma equânime, diluído entre todos os acessantes do sistema que, em última análise, se tornam beneficiários da entrada de um novo agente gerador em sua região geo-elétrica.

Sendo assim, se por um lado procurou-se dar um sinal pró-ativo para as concessionárias de energia elétrica no sentido de modernizarem os sistemas de distribuição, desenvolvendo ferramentas de planejamento que efetivamente considerem perspectivas futuras de crescimento não somente da demanda mas também do mercado de energia elétrica, por outro, buscou-se de certa forma incentivar o aproveitamento de potenciais de geração distribuída inexplorados pela redução dos custos de implantação.

Note-se que dentro do princípio de que tanto geradores como consumidores são considerados acessantes, estas regras são válidas para ambos os casos. Ramais expressos, de uso exclusivo, construídos para ligar o acessante ao ponto de conexão poderão, no futuro, serem usados para atender outros clientes, desde que devidamente incorporados à rede de distribuição ao custo contábil do ativo. A manutenção do ramal pode ser feita pelo acessante ou pela concessionária dependendo do que for acertado no acordo operativo.

2.2. Definição do Ponto de conexão

Um outro aspecto de grande importância e controvérsia é a definição do ponto de conexão, já que este caracteriza os limites de responsabilidades de fornecimento e de responsabilidade dos custos. No módulo de acesso adotou-se o menor custo global como sendo o critério de definição do ponto de conexão.

O custo global de cada alternativa, calculado pela Acessada, é dado pela soma do custo anual da diferença das perdas e do custo de investimentos anualizado.

O valor das perdas a ser empregado nestes cálculos é aquele obtido pela diferença entre as perdas computadas para o sistema operando em condições de carga leve, média e pesada, antes e depois da conexão da Acessada.

O cálculo da diferença das perdas é feito através de análise de fluxo de potência para a região geo-elétrica em questão, com modelagem completa, isto é, considerando todas as resistências, capacitâncias e indutâncias do sistema, gerações e demandas ativas e reativas, antes e depois da conexão da geração distribuída.

O custo anual da diferença das perdas será calculado pelo produto das diferenças das perdas calculadas para condições de carga média, leve e pesada, ponderadas pela porcentagem de tempo que ocorrem, do número de horas em um ano e da tarifa média de compra de energia.

No que diz respeito às perdas, note-se que em alguns casos há uma redução das perdas no sistema, o que beneficia a entrada da geração em um certo ponto do sistema. Existem outros casos, porém, dependendo do montante de potência oferecido pela geração distribuída, onde verifica-se, invariavelmente, um aumento nas perdas do sistema.

Muitas vezes este problema ocorre em sistemas fracos, de configuração radial, que atendem regiões distantes dos principais centros de carga. Neste caso, em geral, ocorre a inversão do fluxo de potência com valores superiores ao dobro da demanda da região. Muitas vezes, com esta inversão do fluxo, há a necessidade de adaptação de reguladores de tensão que no passado eram responsáveis pela manutenção dos níveis de tensão em tais regiões.

O custo de investimento anualizado deverá ser calculado regionalmente utilizando custos modulares, regularmente fornecidos pelos próprios agentes de distribuição à ANEEL. Por outro lado, a taxa de juros e período de amortização de equipamentos a serem usados na anualização dos investimentos serão fornecidos pela ANEEL.

Na realidade, com este critério não se define com exatidão onde será o ponto de conexão, mas é um ponto de partida para a seleção de pos-

síveis alternativas de conexão. Uma vez definida a alternativa de conexão, o ponto de conexão propriamente dito poderá ser em qualquer lugar entre o a rede de distribuição e a localização da geração distribuída.

Ao se definir o ponto de conexão, está-se também definindo o nível de tensão em que esta conexão se dará. Naturalmente, escolher-se entre um nível maior ou menor de tensão traz consigo reflexos econômicos que serão automaticamente considerados ao se buscar o menor custo global. Para uma dada potência, por exemplo, a conexão em baixa tensão exigirá cablagem e elementos de interrupção de corrente sobredimensionados em relação aos exigidos com a conexão em média ou alta tensão. Reciprocamente, a conexão em média ou alta tensão exigirá transformadores elevadores e um maior isolamento dos componentes. Considerando tais aspectos, a tabela a seguir apresenta diretrizes que relacionam potência instalada e nível de tensão de conexão.

Tabela 1 – Tensões de conexão para potências acessadas

Faixa de Potência	Nível de tensão
< 10 kW	Baixa tensão (monofásico)
10 a 75 kW	Baixa tensão (trifásico)
76 a 500 kW	Baixa / Média tensão
501 kW a 10 MW	Média / Alta tensão
11 a 30 MW	Média / Alta tensão
> 30 MW	Alta tensão

As faixas de potências utilizadas na tabela anterior foram levantadas através de um estudo realizado em (Silva Filho, 2005) e também servirá como base para a definição de esquemas mínimos de proteção a serem utilizados, apresentados a seguir.

2.3. Sistemas de proteção

O sistema de proteção desempenha o papel fundamental na detecção e isolamento de faltas, visando a operação normalizada, prevenção contra falhas e limitação dos danos resultantes. Para tanto deve remover de serviço, total ou parcialmente, equipamentos, dispositivos ou circuitos que estejam operando em condições anormais; retirar componentes defeituosos, para que não interfiram desordenadamente na operação dos demais

que se encontram em boas condições de continuidade de operação; e, supervisionar a operação do sistema, de forma a assegurar a continuidade e qualidade do fornecimento.

Para atender a estes requisitos, um sistema de proteção deve possuir, como características desejáveis, capacidade de detecção de pequenas grandezas de defeito ou anormalidades (sensibilidade), capacidade do equipamento de proteção estar sempre disponível quando solicitado (confiabilidade), tomada de decisão no menor espaço de tempo possível após a sua atuação (velocidade) e capacidade de discernimento entre regiões faltosas e sadias, tomando a decisão sem interferir em zonas de proteção que não estejam sob sua responsabilidade (seletividade).

Durante a concepção e análise dos fundamentos básicos de sistema de proteção, deve-se ter sempre em mente que, devido à natureza aleatória das diversas faltas possíveis em um sistema, os mesmos são realizados com base em determinadas filosofias de proteção que se apóiam no equilíbrio dos recursos técnicos e econômicos, cuja solução permitirá a execução do projeto, uma vez que a previsão de proteção de todas as faltas possíveis o torna economicamente inviável.

Enquanto os sistemas de proteção devam ser dimensionados para proteger o sistema de geração distribuído contra perturbações e avarias que se verificam na rede, bem como proteger a rede contra avarias que se verificam no próprio sistema gerador, entende-se que a definição da extensão das faltas a serem cobertas pelo sistema de proteção é de responsabilidade de cada um dos envolvidos.

Durante a elaboração dos procedimentos de distribuição, a principal preocupação na definição de esquemas de proteção se deu em relação à proteção da interconexão visando à manutenção da segurança operacional das partes envolvidas. Como resultado obteve-se a seguinte tabela contendo funções mínimas de proteção que devem ser implementadas, estratificadas por faixas de potências.

Tabela 2 – Requisitos de proteção por potência acessada

EQUIPAMENTO	Função ANSI	Abaixo de 10 kW	10 kW a 75 kW	76 kW a 500 kW	501 kW a 10 MW	11 a 30 MW	Acima de 30 MW
Transformador isolador		Não	Não	Sim	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub- e sobre-tensão	27 e 59	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub- e sobre-freqüência	87U e 87O	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de Corrente	46	Não	Não	Não	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	60	Não	Não	Não	Sim	Sim	Sim
Sobrecorrente direcional	67	Não	Não	Não	Sim	Sim	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	51V	Não	Não	Não	Sim	Sim	Sim

Entretanto, desde que comprovado tecnicamente, a Acessada pode substituir as funções propostas ou solicitar outras funções de proteção que não estejam contempladas na tabela anterior.

Para qualquer potência deverá haver um elemento de desconexão que, minimamente, se trata de uma chave seccionadora visível e acessível ao agente de distribuição, que poderá ser acionada a fim de garantir a desconexão da geração distribuída durante períodos de manutenção, evitando a energização inadvertida. Da mesma forma, para todos os casos, exige-se um elemento de desconexão e interrupção automático, tipicamente um disjuntor, acionado por comando ou proteção.

As proteções de sobre- e sub- freqüência e de sobre- e sub- tensão definem uma janela operativa onde o sistema pode trabalhar livremente. A ocorrência destes tipos de anomalias podem representar sobrecarga ou outras condições operativas indesejáveis.

A fim de reduzir o custo e viabilizar as gerações de pequeno porte,

isto é, abaixo de 500kW, a garantia de operação dentro da janela operativa não precisa, necessariamente, ser realizada por relés de proteção específicos, desde que seja um sistema eletro-eletrônico que detecte tais anomalias e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de desconexão.

Por outro lado, nas conexões de unidades produtoras acima de 10 MW, as proteções de sobre- e sub- tensão e de sobre- e sub- frequência devem prever as operações instantânea e temporizada. Isto se traduz em uma flexibilidade operativa do sistema, permitindo que as unidades geradoras permaneçam conectadas em condições transitórias, fortalecendo o sistema e auxiliando-o em caso de recomposição. Os ajustes das funções temporizadas variam de região para região e devem ser fornecidos pela Acessada.

O diagrama a seguir apresenta uma possível configuração de proteção de sistemas de Geração Distribuída em corrente alternada empregando gerador síncrono. Um relé direcional de potência pode ser usado quando não se admite a operação ilhada ou quando a energia excedente não é adquirida pela rede. Outras alternativas de sistemas de proteção para outras formas de geração podem ser encontradas em (ANSI/IEEE std 1001, 1988; IEEE Std 1547, 2003).

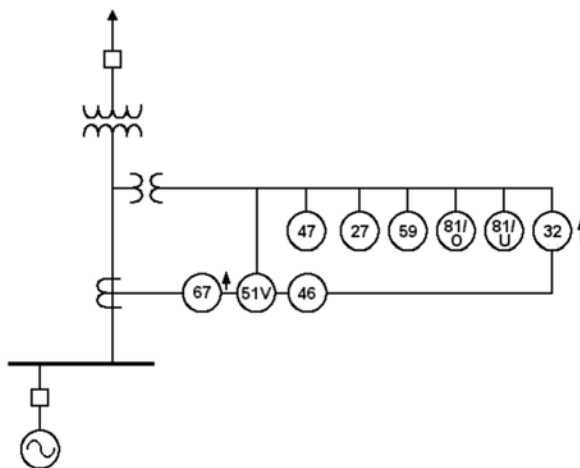


Figura 1 – Requisitos mínimos de proteção da interconexão.

Acima de 75kW exige-se a presença de um transformador elevador. O tipo de ligação e configuração de seus enrolamentos deve ser definido

pela Acessada. No entanto, a fim de garantir a desconexão da geração distribuída na ocorrência de faltas a terra no lado da Acessada, faz-se necessário a adição de algumas funções de proteção, exigidas apenas para as conexões acima de 500 kW.

Se o lado da Acessada do transformador isolador não for aterrado, deve-se adicionar à proteção da interconexão relés de sub e de sobretenção (27N e 59N) nos secundários de um TP em delta aberto, de modo a evitar contribuições a faltas à terra que ocorram no lado da Acessada. Por outro lado, se o lado do Acessante do transformador isolador for aterrado, deve-se acrescentar à proteção da interconexão um relé de sobrecorrente de neutro (51N) neste transformador (Mozina, 1999). A figura a seguir ilustra o exposto.

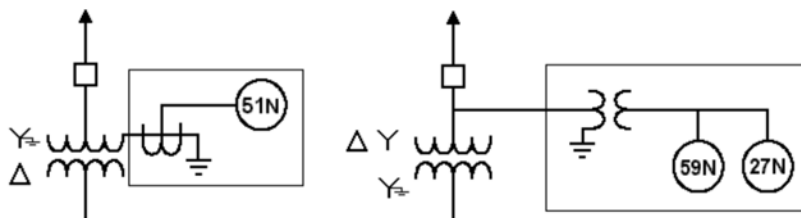


Figura 2 – Proteção contra faltas a terra no lado da Acessada.

2.4. Ilhamento

O ilhamento se caracteriza pelo atendimento de cargas unicamente através de geradores distribuídos formando um subsistema isolado do restante da rede de distribuição, e operação também disciplinada pelos Procedimentos de Distribuição. Este subsistema é comumente denominado micro rede.

Esta prática é ainda pouco comum, posto que exige profundas mudanças na filosofia de planejamento e de operação dos sistemas de distribuição. Esta é a razão pela qual a permissão da operação ilhada é uma decisão da Acessada, entendendo que somente um processo gradativo de acúmulo de experiência pode fazer cair o paradigma contrário à sua implementação.

As vantagens da operação ilhada são múltiplas e atendem simultaneamente a todos os agentes ligados ao sistema de distribuição. Pelo lado da concessionária, a operação ilhada resulta em uma melhoria nos índices de frequência e duração de atendimento, aumento da qualidade de forneci-

mento e auxílio à recomposição de áreas atingidas por black-outs. Pelo lado do gerador distribuído, a operação ilhada garante continuidade do fluxo de caixa uma vez que não há interrupção de fornecimento. No meio destas duas pontas, o consumidor é beneficiado pela continuidade de atendimento.

Um diagrama simplificado de uma micro-rede, onde uma parte das redes ou linhas de distribuição pode ser suprida isoladamente por uma geração distribuída, é apresentado a seguir.

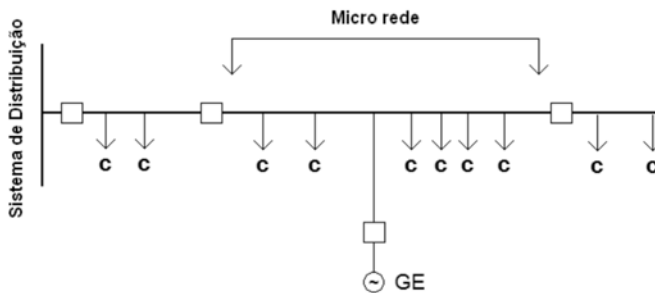


Figura 3 – Esquema conceitual de uma micro-rede.

Muito embora a permissão de operação ilhada seja uma decisão da Acessada, os procedimentos de distribuição estabelece que, para todos os casos de geração distribuída acima de 500 kW, deve ser feita uma avaliação técnica e econômica da possibilidade de atendimento de consumidores conectados nas proximidades do gerador embutido. Neste caso, devem ser efetuados estudos que avaliem a qualidade da energia na micro rede. Estes estudos contemplam análises de fluxo de potência, definição da abrangência de atendimento pelo gerador distribuído, confiabilidade e estabilidade dinâmica e transitória.

Toda geração distribuída com potência superior a 500 kW deve possuir sistemas de controle de tensão e de frequência. Porém, com o intuito de atender requisitos de estabilidade dinâmica e transitória, unidades com potências inferiores deverão possuir tais sistemas se desejarem participar de esquemas de operação ilhada. Quando a operação ilhada não for permitida, deve ser utilizado um sistema automático de detecção da operação ilhada e de abertura do disjuntor de paralelismo.

Uma questão frequentemente abordada em relação à operação ilhada trata da atuação de esquemas de religamento. Baseado no fato de

que a maioria das faltas em sistemas de distribuição são de curta duração, são implementados esquemas de proteção que fazem o religamento duas ou três vezes antes do desligamento definitivo do sistema caso a falta se mostre permanente. O problema se dá ao tentar se religar um barramento a um alimentador provido de geração distribuída fora de sincronismo.

Um sistema como o mostrado na figura a seguir pode ser empregado para evitar o fechamento inadvertido de um religador entre a concessionária e um alimentador energizado fora de sincronismo. Neste caso, se houver tensão do outro lado do disjuntor, o religamento só poderá ser efetuado mediante o atendimento das condições de sincronismo; caso contrário, o religamento pode se dar a qualquer momento (Mozina, 1999).

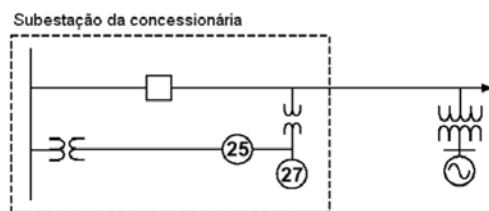


Figura 4 – Proteção para o religamento.

Não resta dúvida que o estabelecimento da operação ilhada incorre em mudança de paradigmas e principalmente em custos adicionais. Tecnologias que permitam a viabilização técnica deste sistema já são disponíveis. Sendo assim, as próprias forças econômicas tratarão de definir se a operação ilhada irá prevalecer ou não.

2.5. Centros de despacho da geração distribuída

O Centro de Despacho de Geração embutida é um organismo que poderá ser criado por agentes de uma mesma região geoeletrica com a finalidade de despachar a geração embutida controlável e otimizar a operação dos sistemas de distribuição em consonância com as atividades do despacho central da geração realizado, no Brasil, pelo ONS.

As centrais de geração de produtores de energia conectados aos sistemas de distribuição de alta tensão podem participar do controle automático da geração (CAG) e do esquema de corte da geração (ECG) e devem estar de acordo com os Procedimentos de Rede e com o módulo de Operação dos Procedimentos de Distribuição.

Dentro da visão dos centros de despacho, o grupamento de geradores pode ser classificado da seguinte forma (Lopes et alii, 2005):

Tabela 3 – Funções do centro de despacho de geração distribuída.

Definição	Requisitos de operação
Conjunto de Grupos Geradores	<ul style="list-style-type: none"> • Garantia de fornecimento de montantes de energia • Fornecimento de serviços de sistema (ex: potência reativa) • Minimização de desvios em programas de produção
Grupo de geradores	<ul style="list-style-type: none"> • Limitação de potências a serem geradas • Controle de tensão e de potência reativa • Cortes por períodos de interrupção de serviço da rede • Procedimentos de entrada e saída de serviço coordenados
Gerador	<ul style="list-style-type: none"> • Operação segura e confiável • Máxima produção de energia • Redução de perturbações na qualidade da energia

Este sistema organizacional, tipicamente hierárquico, pode ser representado pelo seguinte diagrama de fluxo de informações.

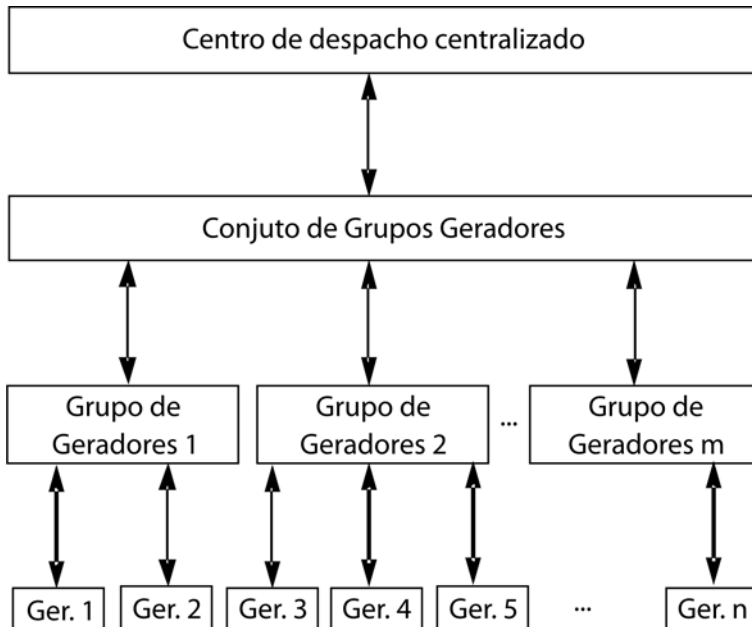


Figura 5 – Estrutura hierárquica do centro de despacho de geração distribuída.

Neste contexto, a geração controlável se caracteriza pela geração embutida, ou distribuída, cujo despacho de potências pode ser efetuado externamente ao agente gerador. Por outro, denomina-se geração não controlável aquela cuja potência gerada não pode ser definida exogenamente, mas depende de outros fatores tais como processos industriais e disponibilidade de insumos.

Mais uma vez, neste aspecto reside algumas das vantagens da geração distribuída, que resulta na chamada geração virtual. Enquanto algumas gerações são consideradas controláveis e outras não, o fato é que as gerações normalmente se dão em períodos aleatórios ao longo do dia. Esta aleatoriedade, em princípio considerada negativa, porém, quando comparada à também aleatória carga, resulta, nos sistemas mais favoráveis, em um superavit energético, ao qual dá-se o nome de Geração Virtual.

2.6. Fator de potência de operação

O fator de potência de operação da geração distribuída deve ser encarado como um recurso de otimização da operação de todo o sistema. Enquanto se deseja minimizar a circulação de reativos pelo sistema, a geração descentralizada de potência reativa se constituiu em um excelente recurso para a manutenção dos níveis de tensão em limites estreitos e aceitáveis, bem como, também, como elemento de redução de perdas técnicas.

Não obstante, o que se observou desde a implementação da abertura do setor elétrico e também com o programa prioritário de termelétricas, é que centrais geradoras de energia oriundas do investimento privado, notadamente aquelas baseadas em máquinas de geração síncronas e rotativas, possuem fator de potência nominal muito elevados.

A explicação deste fenômeno é simples. O fato é que o custo de máquinas elétricas geradoras rotativas, para uma dada potência ativa gerada, é inversamente proporcional ao fator de potência nominal das mesmas. Sendo assim, quanto menor o fator de potência nominal, maior é o custo da máquina (Zulcy et alii, 1999).

Por outro lado, quanto maior o fator de potência, menor é a flexibilidade operativa da unidade geradora. A figura a seguir mostra esta influência à luz da curva de capacidade de um gerador síncrono. Nesta figura, as linhas tracejadas definem o limite de aquecimento do rotor. Note que quanto menor o fator de potência nominal, mais esta curva se desloca para a direita, au-

mentando a capacidade de geração de reativos e a flexibilidade operativa.

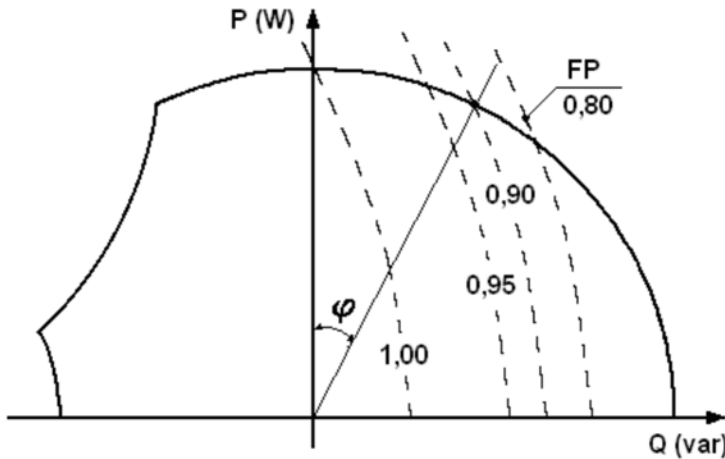


Figura 6 – Influência do fator de potência nominal sobre a operação de geradores síncronos.

Para que isso aconteça, uma máquina com menor fator de potência deve ter um enrolamento de rotor sobredimensionado para suportar correntes de excitação relativamente maiores. Aumentam-se também os custos com o sistema de excitação e com o enrolamento da armadura, porquanto a potência aparente também aumentará.

Pode-se dizer que uma máquina com fator de potência nominal 0,95 é aproximadamente 5% mais cara do que uma com fator de potência unitário, e quase 19% mais barata do que uma máquina com fator de potência nominal 0,8. Como os geradores têm um peso significativo no custo global do empreendimento, estes percentuais, embora pequenos, têm um peso muito forte na planilha de custos de investimentos, induzindo a aquisição de geradores com maiores fatores de potência.

Neste sentido, os procedimentos de distribuição desenvolvidos regulamentaram o fator de potência nominal máximo de geradores síncronos conectados à rede de distribuição em 0,90, entendendo que este valor estabelece uma boa relação de compromisso entre flexibilidade operativa e custo de investimento.

Eventualmente, a utilização desta flexibilidade operativa ficará por conta do que for estabelecido no chamado "Acordo Operativo" que estabe-

lecerá as bases de relacionamento, custos e critérios de operação da geração distribuída.

3. CONCLUSÕES

O trabalho apresentou algumas considerações dispostas nos procedimentos de distribuição no que diz respeito ao acesso de geração distribuída. Neste sentido foram abordados aspectos considerados polêmicos tais como definição das responsabilidades e dos custos oriundos da conexão, definição do ponto de conexão, proteção do sistema, operação ilhada, fator de potência de operação e concepção de centros de despacho da geração distribuída. Não obstante, o objetivo do mesmo não foi fazer uma análise crítica de tais critérios, mas apresentar os principais argumentos que nortearam a sua definição. Nas entrelinhas dos procedimentos de distribuição fica claro a supremacia da técnica, isto é, de que há a possibilidade de se implementar soluções diferentes das dispostas no documento, desde que, devidamente sustentadas tecnicamente.

4. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

A. Silva Filho; "Acesso às redes de energia elétrica". Dissertação de mestrado apresentada ao programa de pós-graduação em Engenharia da Energia. Universidade Federal de Itajubá, 127p., 2005.

ANEEL (2006); "Acesso ao sistema de distribuição" in Procedimentos de Distribuição, disponível online em http://www5.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo3_26082006_SRD.pdf

ANSI/IEEE std 1001; "IEEE guide for interfacing dispersed storage and generation facilities with electric utility systems". New York, 1988.

IEEE Std 1547; "IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems". New York, 2003.

C.J. Mozina; "Protección de Interconexiones de Generadores de IPP Usando Tecnología Digital" – Reunion de verano de potencia. Acapulco, México. 1999.

C.J. Mozina; "Digital transformer protection from power plants to distribution substations". Beckwith Electric Company. 2001.

J.P. Lopes; M. Matos; J.P. da Silva; V. Miranda; "Análise do Prodist – Módulo 3"
, INESC, PORTO, 2005.

Z. de Souza; A.H.M. Santos; E.C. Bortoni; "Centrais Hidrelétricas – Estudos
para Implantação". Eletrobrás, Rio de Janeiro, 1999.