



Grupo de Estudo de Sistemas de Distribuição-GDI

Análise do fator de potência nos pontos de fronteira em função da alteração dos limites definidos nos Procedimentos de Rede

STANLEY EIDI TOKUNO(1); VINÍCIOS THOMAZ MEDEIROS(1); REINALDO DE FREITAS FACHADA(1); DANILO EIJI ITO(1); CPFL Energia(1);

RESUMO

Os Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) estabelecem em seu Submódulo 3.6 (Requisitos Técnicos Mínimos para a Conexão às Instalações de Transmissão) que os acessantes do sistema de transmissão devem manter o fator de potência nos pontos de conexão com a Rede Básica e Demais Instalações de Transmissão (DIT) dentro da faixa limite definida de acordo com a respectiva tensão nominal.

Este trabalho apresenta as particularidades encontradas nos sistemas de distribuição que influenciam na definição do fator de potência de deslocamento medido nos pontos de conexão com o sistema de transmissão, em função da geração e cogeração conectada nos sistemas das distribuidoras, sistemas de distribuição interligados com pontos de conexão em diferentes sistemas de transmissão, onde o fluxo de potência nas fronteiras sofre influência das condições de operação da Rede Básica e DITs, além de pontos com conexão direta de consumidores ao sistema de transmissão.

São apresentadas medições e respectiva análise da regulação, com o intuito de promover a reflexão com relação aos impactos da Resolução Normativa nº 756/2016, que alterou as faixas limites do fator de potência previstos nos Procedimentos de Rede, considerando também as diferenças entre os requisitos propostos na Resolução Normativa nº 414/2010. São apresentadas as divergências entre a regulamentação aplicável aos usuários de distribuição e aos usuários de transmissão, podendo gerar a indicação equivocada da necessidade de alocação de compensação reativa no sistema, além da possibilidade de exposição das distribuidoras às penalidades pelo não cumprimento dos limites de fator de potência dos pontos de conexão com o sistema de transmissão.

PALAVRAS-CHAVE

Fator de Potência, Procedimentos de Rede, Procedimentos de Distribuição, Planejamento da distribuição, Qualidade de Energia Elétrica

1.0 - INTRODUÇÃO

Desde 1966 os Órgãos Regulamentadores do Setor Elétrico Brasileiro vem trabalhando amplamente na busca do aprimoramento das metodologias de apuração do fator de potência no Sistema Interligado Nacional (SIN), bem como, nas formas de promover estímulos à redução do consumo de reativos pelos agentes do setor. Na Resolução Normativa nº 414/2010, o Fator de Potência é tratado em detalhes, cabendo uma seção exclusiva para o tema. Entretanto, no âmbito entre os acessantes e acessadas do sistema de transmissão, o tema ainda requer discussão.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) previu na agenda regulatória 2011-2012: “Uniformizar os valores de referência de Fator de Potência nas fronteiras com a RB, entre distribuidoras e de consumidores livres, e definir os critérios de cobrança entre as partes”, bem como na agenda regulatória 2012-2013 (postergado para

2013-2014): “Estabelecer incentivo ao atendimento da faixa de fator de potência definida para os usuários do sistema de transmissão”.

Em abril de 2015 foi aberta Audiência Pública 020/2015, que tinha como objetivo estimular a discussão com a sociedade e com os agentes do setor a respeito do tema “Fator de Potência”, garantindo transparência na definição ou alteração dos regulamentos do Setor Elétrico. Após etapas de discussão, em dezembro de 2016, a ANEEL homologou a Resolução Normativa nº 756/2016, que retificou os Procedimentos de Rede, em seu submódulo 3.6, alterando assim, os limites de Fator de Potência que os acessantes ao Sistema de Transmissão devem manter nos pontos de conexão com a Rede Básica e DIT.

O fator de potência é um indicador da eficiência energética para o sistema elétrico, porém, em algumas situações existe necessidade de ampliar a visão de forma sistêmica, avaliando um conjunto de fatores das quais as análises isoladas de um ponto de conexão trariam análises e conclusões equivocadas.

2.0 - DESENVOLVIMENTO

A seguir são apresentados os aspectos regulamentares e particularidades encontradas no sistema elétrico da CPFL que influenciam na definição do fator de potência medido nos pontos de conexão com o sistema de transmissão, com o intuito de promover discussão mais aprofundada sobre o assunto e para os trabalhos de apuração do fator de potência nos pontos de conexão com a Rede Básica e DIT.

2.1 Aspectos Regulamentares sobre o Fator de Potência

Os Procedimentos de Rede do ONS, em seu submódulo 3.6, estabelece que acessantes ao sistema de transmissão devem manter o fator de potência nos pontos de conexão dentro da faixa limite definida de acordo com a tensão nominal, conforme Tabela 1.

Tabela 1 – Faixa vigente de fator de potência no ponto de conexão com a Rede Básica e DIT

Tensão nominal do ponto de conexão	Faixa de fator de potência
$V_n \geq 345 \text{ kV}$	0,98 indutivo a 1,0
$69 \text{ kV} \leq V_n < 345 \text{ kV}$	0,95 indutivo a 1,0
$V_n < 69 \text{ kV}$	0,92 indutivo a 1,0 0,92 capacitivo a 1,0

Após a homologação da Resolução Normativa nº 756/2016, passou a vigorar os novos limites do fator de potência por tensão nominal nos pontos de fronteira das Distribuidoras com a Rede Básica e DITs conforme Tabela 2.

Tabela 2 – Comparação dos limites de fator de potência por classe de tensão

Limite de Fator de Potência		
Tensão	Até 31/12/2016	Após 01/01/2017
$V_n \geq 345 \text{ kV}$	0,98 (IND)	0,98 (IND)
$230 \text{ kV} \leq V_n < 345 \text{ kV}$	0,95 (IND)	0,95 (IND)
$69 \text{ kV} \leq V_n < 230 \text{ kV}$	0,92 (IND/CAP)	0,95 (IND)
$V_n < 69 \text{ kV}$	0,92 (IND/CAP)	0,92 (IND/CAP)

A Figura 1 apresenta a principal alteração em relação aos limites anteriores que ocorreu na faixa que contempla instalações com tensão nominal superior ou igual a 69 kV e inferior a 230 kV. Os Procedimentos de Rede estabeleciam que o fator de potência nas fronteiras com a Rede Básica e DIT deveria permanecer entre 0,92 e 1,00, sendo indutivo ou capacitivo. A partir da publicação da Resolução Normativa nº 756/2016, estes limites foram alterados, para 0,95 e 1,00 (indutivo), ou seja, não há mais tolerância para o fator de potência capacitivo e a faixa de tolerância para fator de potência indutivo ficou mais restrita.

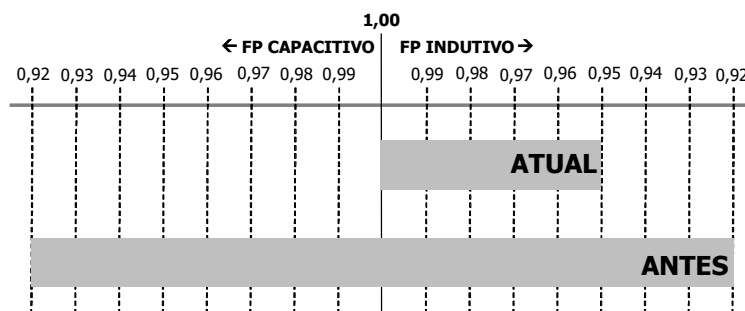


FIGURA 1 – Alteração do limite de fator de potência para faixa de tensão entre 69 kV e 230 kV

De todos os pontos de fronteira das distribuidoras do Grupo CPFL Energia, 87% estão inseridos na faixa de tensão compreendida entre 69 kV e 230 kV. Além disso, existem 12 pontos de fronteira com a DIT que são de uso exclusivo de clientes do grupo A (clientes conectados diretamente à DIT). Para esses casos, verifica-se divergência de critérios adotados pela regulamentação vigente, conforme Tabela 3.

Tabela 3 – Divergência de critérios da regulamentação vigente com relação ao Fator de Potência

LIMITES DE FATOR DE POTÊNCIA	
Módulo 8 - PRODIST REN 414/2010	Procedimentos de Rede REN 756/2016
$V_n < 230 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} \leq V_n \leq 345 \text{ kV}$
0,92 (IND/CAP)	0,95 (IND)

Como esses clientes assinam CUSD com a distribuidora, é definido um fator de potência de referência de 0,92 (indutivo/capacitivo), conforme Resolução Normativa nº 414/2010 ("Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica"). Porém, para tais pontos as distribuidoras devem celebrar CUST com as transmissoras, sendo estabelecido um fator de potência de referência 0,95 (indutivo), conforme Módulo 3.6 dos Procedimentos de Rede (que trata dos requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão). A seguir são apresentados aspectos não gerenciáveis por parte das distribuidoras que influenciam no fator de potência nas fronteiras com o sistema de transmissão.

2.1 Efeito da geração conectada no sistema de distribuição

As centrais geradoras conectadas diretamente ao sistema de distribuição fornecem potência ativa localmente, reduzindo a demanda para atendimento a carga da distribuidora, reduzindo o fluxo de potência ativa nos pontos de conexão com o sistema de transmissão. Abaixo é apresentado um exemplo ilustrativo desta condição.

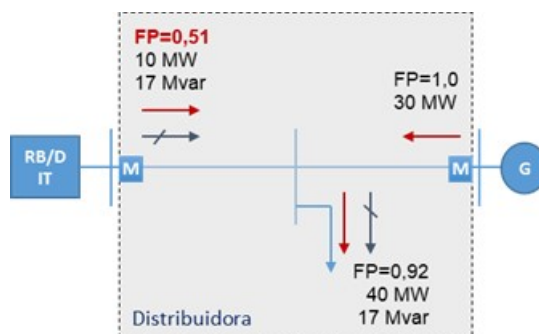


FIGURA 2 – Efeito da geração conectada no sistema de distribuição e fator de potência na fronteira com o sistema de transmissão

Na Figura 2, o suprimento da potência ativa ocorre através de duas fontes em pontos distintos, porém o suprimento de potência reativa se dá através da conexão com a rede básica. Desta forma, embora a carga da distribuidora mantenha o fator de potência de 0,92, o que se observa na fronteira é um fator de potência de 0,51

devido ao efeito da redução da potência ativa fornecida pela geração conectada no sistema da distribuidora. O principal efeito observado é que o fator de potência visto no ponto de conexão com o sistema de transmissão não reflete a característica real da carga atendida pela distribuidora.

2.2 Efeito da Cogeração conectada no sistema de distribuição

Um caso particular de geração conectada no sistema de distribuição, corresponde às centrais geradoras a biomassa da cana-de-açúcar, constituídas de sistemas de cogeração, com o processo de produção de energia associado à produção industrial de açúcar e álcool.

Na última década, este tipo de central geradora teve grande expansão no interior do estado de São Paulo, consequência de programas de incentivo. Devido à sua localização e ao porte destas centrais geradoras, a grande maioria das conexões se desenvolveu, seguindo o critério de menor custo global, no sistema elétrico das distribuidoras.

Qualificados como produtores independentes de energia, estas usinas têm como princípio, a comercialização do excedente de geração de energia ativa e, não ultrapassando o montante de uso contratado (MUSD), a injeção a cada instante, da potência ativa não consumida pelo seu processo industrial.

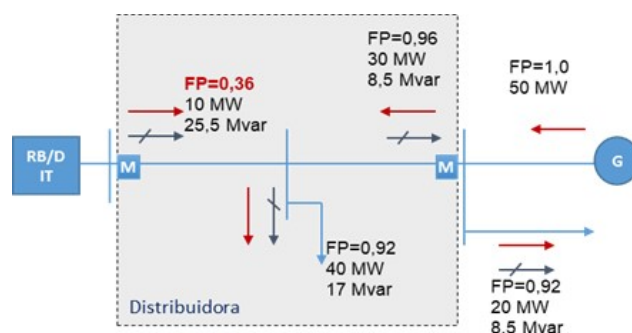


FIGURA 3 – Efeito da cogeração conectada na rede de distribuição

Na Figura 3, a potência ativa gerada pela central geradora é parcialmente utilizada pela sua carga, sendo o excedente de geração injetado na rede de distribuição. Este excedente irá suprir a carga da distribuidora, reduzindo as solicitações de potência ativa no ponto de conexão com a transmissora. Por outro lado, o sistema de transmissão realiza o suprimento de potência reativa às cargas da distribuidora e adicionalmente, supre a necessidade de reativos da carga própria da cogeração. Desta forma, embora todas as cargas mantenham o fator de potência de 0,92, o fator de potência no ponto de conexão com a transmissão fica ainda mais baixo devido ao efeito da redução da potência ativa fornecida pela geração distribuída, agravado pela solicitação de potência reativa da carga própria da cogeração.

2.3 Cogeração – grandes consumidores de reativos

Na cogeração a biomassa da cana-de-açúcar, verifica-se no período de geração (safra) que estas usinas não contribuem para o controle de tensão do sistema ao qual estão conectados, sem geração de potência reativa, possuindo ainda um consumo elevado de reativos. Podemos observar este efeito através do Gráfico 1 que corresponde à medição no ponto de conexão de uma usina a biomassa da cana-de-açúcar com o sistema da distribuidora.

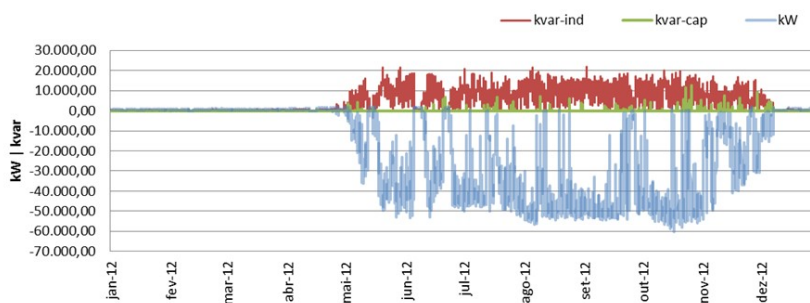


GRÁFICO 1 – Medição de usina a biomassa a cana-de-açúcar conectada na rede de distribuição

Desta forma, temos um fator agravante na definição do fator de potência nos pontos de conexão influenciados pela geração distribuída (Figuras 2 e 3), onde ocorre a:

- Redução na solicitação de potência ativa; e
- Elevação na solicitação de potência reativa.

Os Procedimentos de Rede definem requisitos para que a geração mantenha o fator de potência dentro de uma faixa definida, podendo esta ser indutiva, capacitiva ou unitária.

A seguir é apresentado um exemplo do efeito da cogeração no fator de potência observado em um ponto de conexão da distribuidora (SE Iacanga 138 kV) com a DIT. Temos no sistema de distribuição uma usina conectada no barramento de 34,5 kV desta subestação.

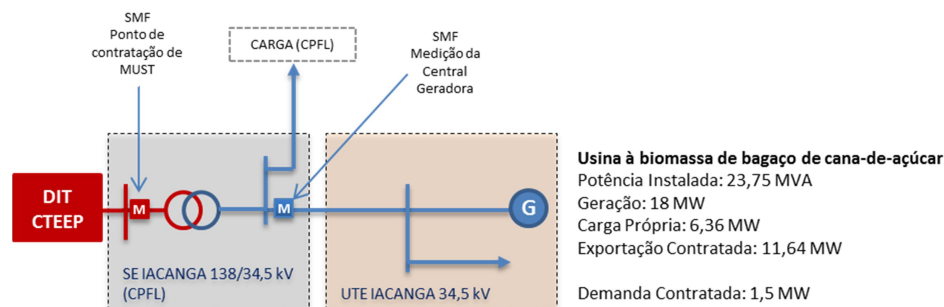


FIGURA 4 – Exemplo de efeito da cogeração no fator de potência da fronteira com da DIT

Este caso demonstra o efeito da cogeração na definição do fator de potência na fronteira entre distribuidora e transmissora. As usinas de biomassa a bagaço da cana-de-açúcar possuem um período de geração bem característico, definido pelo período de safra da cana-de-açúcar, entre abril e dezembro. No período de entressafra, a usina de biomassa tem sua geração paralisada para manutenção periódica e a sua carga é atendida pela distribuidora.

Devido às características da carga atendida pela CPFL Paulista e da cogeração da usina, o ponto de conexão, durante o período de safra da cana, tem predominância de injeção de potência ativa no sistema de transmissão. A potência reativa solicitada do sistema interligado é reduzida a patamares inferiores ao período de entressafra. Porém, o que se verifica neste período, conforme pontos em cinza do Gráfico 2, é a formação de uma nuvem de pontos formados por fatores de potência com uma enorme variação, consequência do balanço energético entre a carga e a cogeração deste ponto de conexão.

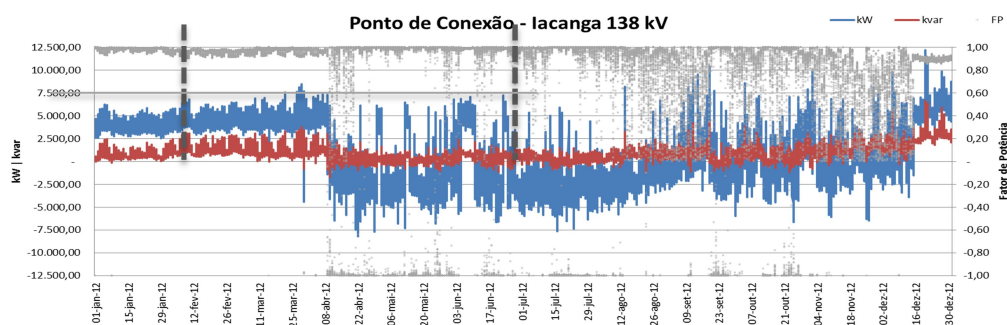


GRÁFICO 2 – Medição do ponto de conexão com o sistema de transmissão SE Iacanga 138 kV

2.4 Sistemas de distribuição interligados

Em sistemas de distribuição interligados, com conexão em diferentes pontos do sistema de transmissão, os fluxos de potência nestes pontos de contratação de MUST dependem das condições operativas da Rede Básica e/ou DIT. Quaisquer variações nestas condições podem definir novos cenários de fluxo de potência nas fronteiras.

Podem ocorrer situações onde o fluxo de ativo e/ou reativo seja no sentido do sistema da distribuidora para a

transmissora, por influência de intercâmbio entre sistemas de transmissão e/ou de geração despachada centralizadamente. Deste modo, nestes pontos existe uma forte dependência das condições de operação eletroenergética do sistema da Rede Básica e DIT.

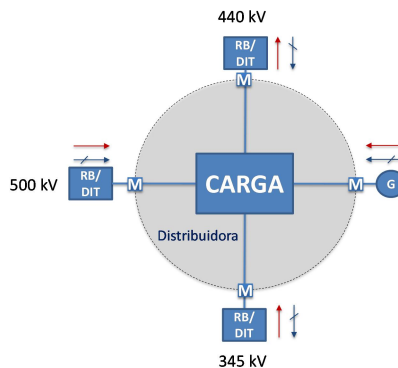


FIGURA 5 – Sistemas de distribuição interligados

Os pontos de conexão de Mirassol e São José do Rio Preto, da CPFL Paulista, representam exemplos de sistemas de distribuição interligados a diferentes pontos do sistema de transmissão que sofrem a influência dos despachos das usinas da bacia do Rio Tietê. Em certos períodos ocorre a inversão do fluxo na SE Mirassol, proveniente das centrais geradoras conectadas às DIT, passando pelo sistema de distribuição da CPFL e fluindo para a Rede Básica.

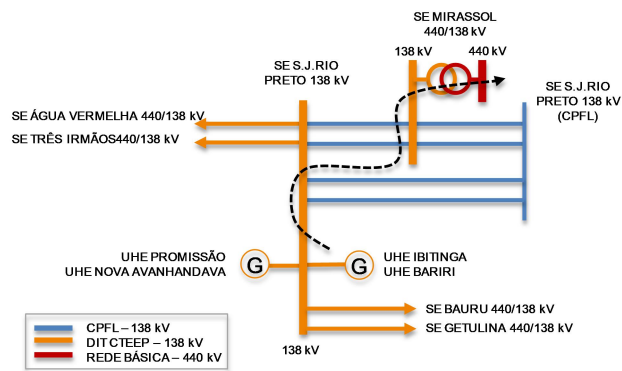


FIGURA 6 – Sistemas Mirassol e São José do Rio interligados pela rede de distribuição

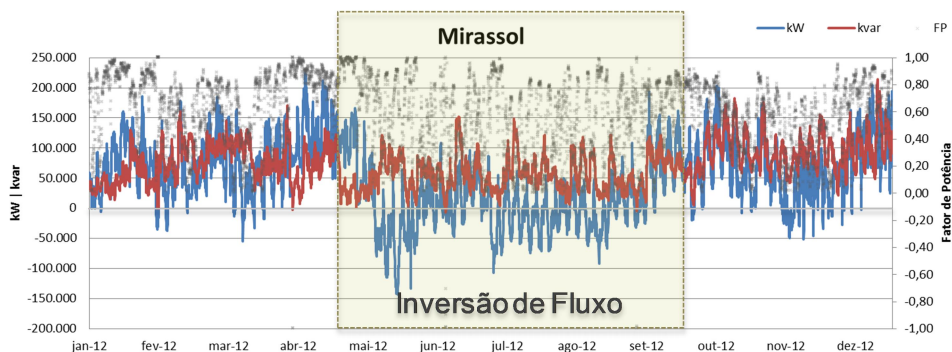


GRÁFICO 3 – Medição do ponto de conexão de Mirassol 138 kV

Analisando as medições do ponto de conexão de Mirassol e São José do Rio Preto, observamos entre os meses de maio a setembro, a elevação do fluxo de potência ativa em São José do Rio Preto, resultando em inversão do fluxo de potência no ponto de conexão de Mirassol (Gráfico 3). Neste período, a geração existente ao longo do

Rio Tietê, associada ao período de safra da cana-de-açúcar (geração a biomassa), faz com que o fluxo de potência seja do sistema de distribuição para a Rede Básica, através do sistema da CPFL Paulista.

Em contrapartida, o fluxo de potência reativa se mantém no sentido da Rede Básica para a DIT, passando pelo sistema da distribuidora, o que pode ser constatado pela variação e constantes inversões de fluxo de reativo na fronteira de São José do Rio Preto.

Nestas condições, o fator de potência de ambos os pontos de conexão dependem das condições de operação eletroenergética da DIT e Rede Básica. A resultante, principalmente no ponto de conexão de Mirassol, é a formação de uma nuvem de pontos de fatores de potência, que não refletem a característica da carga da distribuidora, mas o intercâmbio entre os dois sistemas de transmissão.

2.5 Análise dos consumidores conectados diretamente aos sistemas de transmissão

Por definição, o SIN consiste na operação e controle integrado dos sistemas de geração hidrotérmica de grande porte, linhas de transmissão da Rede Básica e DIT, dos sistemas elétricos das concessionárias e permissionárias de distribuição, além das centrais geradoras distribuídas e dos consumidores conectados aos diversos grupos e subgrupos de níveis de tensão.

Conforme citado anteriormente, desde 2011 a ANEEL vem debatendo o tema fator de potência no âmbito de Audiências e Consultas Públicas. Citando como exemplo a Audiência Pública nº 065/2012, que analisou contribuições públicas com relação à uniformização do fator de potência de referência, a ANEEL esclareceu que o comando vigente à época era de que os consumidores conectados em DIT caracterizados como agentes do sistema de distribuição, deveriam celebrar CUSD, de acordo com o art. 5º, § 3º, da Resolução Normativa nº 67/2004, dos arts. 4º-A e 4º-B da Resolução Normativa nº 68/2004; e do art. 1º, parágrafo único, da Resolução Normativa nº 506/2012.

Deste modo, a regulamentação vigente à época estabelecia que o fator de potência de referência deveria ser adotado em função do tipo de contrato de uso (CUSD ou CUST) celebrado pelo consumidor, e não pela propriedade das instalações às quais se conecta.

Neste contexto, entende-se que o desempenho dos consumidores conectados aos sistemas de distribuição não estava dissociado dos sistemas de transmissão, existindo coerência regulatória quanto aos requisitos de desempenho técnicos em ambos os segmentos.

Para exemplificar a necessidade desta coerência regulatória, as Figuras 7 e 8 apresentam duas medições reais de potência reativa em pontos de fronteira das distribuidoras do Grupo CPFL com consumidores conectados em DIT.

Nestes casos, o SMF do cliente é o mesmo da distribuidora e o ponto de CUSD é o mesmo de CUST, não havendo separação física entre ativos da distribuidora e do consumidor. Os clientes foram nomeados como Cliente A e Cliente B respectivamente.

As medições do SMF são integralizadas em intervalos de 15 minutos, onde, o “Reativo Registrado” representa a Potência Reativa no ponto de conexão. A faixa de “Reativo Referência 0,95” representa o limite de Potência Reativa necessária no ponto de conexão para que o fator de potência esteja entre 0,95 e 1,00 (indutivo). O “Reativo Registrado 0,92” representa a Potência Reativa no ponto de conexão necessária para que o fator de potência esteja entre 0,92 e 1,00 (indutivo ou capacitivo). Para cada medição integralizada de potência ativa, foi calculado um valor de potência reativa mínima para que o fator de potência esteja em uma faixa adequada, tanto em relação ao que estabelece os Procedimentos de Rede, quanto a Resolução Normativa nº 414/2010.

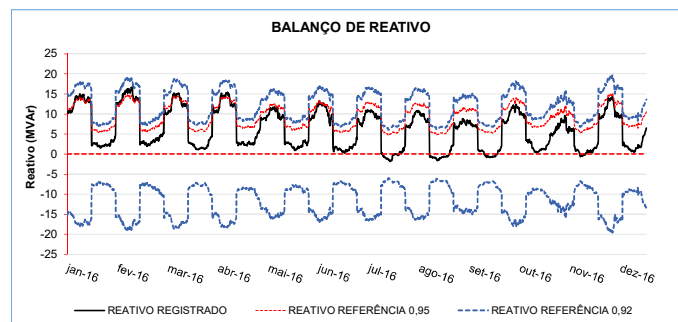


FIGURA 7 – Medição de potência reativa do Cliente A

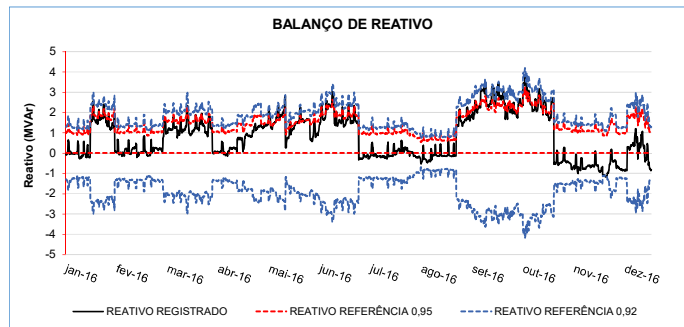


FIGURA 8 – Medição de potência reativa do Cliente B

Nota-se que nas Figuras 7 e 8, para os casos práticos apresentados, em determinados períodos do ano a potência reativa registrada está acima do reativo de referência para que o fator de potência estivesse entre 0,95 e 1,00 pu. Entretanto, considerando a faixa de reativo de referência para que o fator de potência fique entre 0,92 e 1,00 pu indutivo ou capacitivo, não existem amostras de medição inadequada.

Importante destacar que o fator de potência medido em cada um destes pontos de conexão é consequência direta da característica operacional dos respectivos consumidores, não havendo qualquer envolvimento da distribuidora no desempenho aferido. Entretanto, a regulamentação atual cobra que as distribuidoras devem celebrar CUST com as transmissoras e, por isso, submeter-se a um fator de potência de referência de 0,95 pu (indutivo), conforme Procedimentos de Rede.

Neste contexto, não há como a distribuidora garantir fator de potência de acordo com requisitos dos Procedimentos de Rede, visto que seria necessária a instalação de equipamentos de compensação reativa nas instalações particulares dos clientes A2, estando sujeito a penalizações por violação do fator de potência.

2.5 Análise da compensação de reativos não medidos

Algumas subestações de DIT possuem bancos de capacitores instalados em barramentos de 88kV e 138 kV com o objetivo de promover o suporte de reativos para a região. Estes bancos de capacitores instalados pela transmissora através de autorização específica da ANEEL são remunerados pelas distribuidoras, porém estão a montante do SMF e, portanto, seus efeitos de compensação não são registrados pelas medições.

A Figura 9 apresenta um diagrama representativo com a localização de bancos de capacitores em diferentes pontos da subestação com diferentes efeitos na medição de potência reativa na fronteira entre o sistema de distribuição e transmissão.

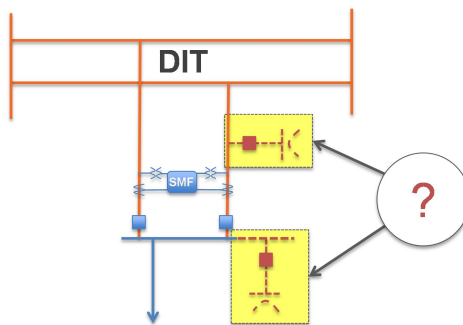


FIGURA 9 – Medição de potência reativa do Cliente B

3.0 - CONCLUSÃO

Neste trabalho foi apresentado que o fator de potência medido nos pontos de fronteira entre os sistemas das distribuidoras com os sistemas de transmissão, nem sempre refletem a característica real da carga das distribuidoras e a simples apuração das medições de potência ativa e reativa pode trazer conclusões equivocadas quanto ao desempenho no ponto de conexão.

Diversos pontos sofrem grande influência da geração distribuída conectada no sistema da distribuidora, reduzindo o fator de potência devido a injeção de potência ativa destas usinas. O mesmo efeito pode ser observado em sistemas de distribuição interligados, onde as condições operativas da Rede Básica e DIT são determinantes para o fluxo de potência nas fronteiras.

Considerando estes fatores, a determinação de uma solução eficaz para adequação do fator de potência aos requisitos dos Procedimentos de Rede não é trivial, podendo levar a julgamento e sinalização equivocada da necessidade de compensação de reativos, cujos investimentos afetam diretamente a tarifa de todos os consumidores das distribuidoras, podendo não ter a efetiva contribuição à operação do SIN.

As diferenças entre os requisitos propostos na revisão dos Procedimentos de Rede e na Resolução Normativa nº 414/2010 também, expõe as distribuidoras a possíveis penalidades sem a possibilidade ação prática por parte da distribuidora pois corresponderia a execução de obras em instalações particulares.

Deste modo, é de grande relevância para os agentes e usuários do sistema elétrico, que sejam promovidas discussões sobre o tema fator de potência, visando garantir qualidade operativa para o SIN, considerando porém as características e particularidades existentes nos sistemas de distribuição.

4.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) Operador Nacional do Sistema (ONS). Procedimentos de Rede - Submódulo 3.6 (Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão). 2017.

(2) Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Resolução Normativa 756. 2016.

(3) Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Resolução Normativa 414. 2010.

(4) Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Contribuição Audiência Pública nº 020/2015 – ANEXO I. 2016.

(6) Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Resolução Normativa 622. 2014.

5.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Stanley Eidi Tokuno engenheiro eletricitista formado pela POLI-USP; mestre em engenharia elétrica pela POLI-USP. É Engenheiro de Planejamento na CPFL onde desempenha atividades relacionadas ao planejamento da expansão de sistemas de distribuição.

Vinícios Thomaz Medeiros engenheiro eletricitista formado pela UTFPR. É Engenheiro de Planejamento na CPFL onde desempenha atividades relacionadas ao planejamento da expansão de sistemas de distribuição.

Reinaldo de Freitas Fachada engenheiro eletricitista formado pela PUC-RJ; com curso de Especialização em Sistemas Elétricos pela EFEI – MG. É Engenheiro de Planejamento na CPFL onde desempenha atividades relacionadas ao planejamento da expansão de sistemas de distribuição.

Danilo Eiji Ito. Engenheiro eletricitista pela Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI) em 1998, MBA em Finanças Corporativas pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) em 2008, especialização em Gestão de Projetos pela Fundação Dom Cabral (FDC) em 2015 e aluno do curso de MBA em Liderança e Gestão Organizacional pela Franklin Covey Business School. Atualmente é Gerente de Planejamento do Sistema Elétrico no grupo CPFL Energia.