



Grupo de Estudo de Planejamento de Sistemas Elétricos-GPL

Reforços e melhorias: um desafio para o planejamento elétrico

**RAFAEL MONTES FONTOURA(1); VALTER ALVES MOREIRA(1); JEDER FRANCISCO DE OLIVEIRA(1);
RAFAEL SILVA DE OLIVEIRA(1);
CEMIG GT(1);**

RESUMO

Primeiramente, este artigo destaca a importância dos reforços e melhorias para a transmissão. Em seguida, são abordados aspectos da implantação dessas revitalizações, que requer, muitas vezes, desligamento de uma função transmissão por longo período, representando um desafio para as áreas de planejamento elétrico das empresas considerando a necessidade de que seja preservada a confiabilidade do sistema. São apresentados alguns casos vivenciados pela Cemig GT onde ações de planejamento elétrico interferiram diretamente nas etapas de projeto e sequência de execução viabilizando sua implantação. Estes casos são detalhados no intuito de agregar experiências construtivas para o setor.

PALAVRAS-CHAVE

Reforços, Melhorias, Planejamento Elétrico, Operação, Proteção

1.0 - INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro passa por um importante período de renovação. Paralelo à entrada de novas subestações, os reforços e melhorias (revitalizações) assumem uma posição de destaque para a transmissão dada a grande quantidade de equipamentos em final de vida útil regulatória no sistema. As novas instalações, com novas tecnologias e equipamentos interagem com as instalações antigas e a confiabilidade do sistema depende do adequado funcionamento de ambas.

Assim como outros agentes do setor, a Cemig GT possui um conjunto de reforços e melhorias em implantação, e suas áreas de engenharia contribuem com estudos e recomendações. Este trabalho apresenta exemplos de situações enfrentadas e estratégias adotadas para minimizar os riscos de implantação das obras, tendo conhecimento da importância das mesmas para a empresa e para a sociedade.

2.0 - CENÁRIO DE REVITALIZAÇÕES

As entidades do setor elétrico (MME, ANEEL, EPE e ONS), além das concessionárias de transmissão, trabalham em conjunto para prover ao consumidor um sistema que, dentre outros objetivos, seja capaz de atender ao mercado e aos parâmetros regulatórios de qualidade e confiabilidade. Para tanto, faz-se necessária a realização

de investimentos que propiciem a expansão do sistema de transmissão e a manutenção dos ativos existentes, uma vez que, estes depreciam ao longo do tempo e possuem vida útil limitada. Via de regra, esses investimentos são realizados por novos empreendimentos (leilões) e/ou por meio de revitalizações (reforços e melhorias).

Em se tratando de investimento em revitalizações, existe uma grande preocupação dos agentes de transmissão referente ao “envelhecimento” de seus ativos, uma vez que quando um equipamento excede sua vida útil este fica mais susceptível a causar danos ao próprio equipamento e a equipamentos próximos, além de causar a indisponibilidade de uma ou mais funções de transmissão e consequente incidência de Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI). Além disso, por se tratar de ativos totalmente depreciados, estes geralmente possuem uma receita inferior quando comparados a ativos novos. Conforme pode ser visto na Figura 1, na transmissão existe uma grande concentração de equipamentos com fim de vida útil entre os anos de 1990 e 2020, perfazendo mais de mil equipamentos no fim de vida por ano.



FIGURA 1 – Equipamentos por ano de final de vida útil [1].

As transmissoras, juntamente com os órgãos reguladores, tem estudado, planejado e realizado a substituição destes ativos depreciados por novos de mesma capacidade (melhorias) ou, quando necessário, de maior capacidade (reforços). A demanda por esse tipo de investimento vem crescendo nos últimos anos e pode ser observada pelo acréscimo de receita das transmissoras proveniente de reforços e melhorias nos últimos 5 anos (ver Figura 2), que acumula cerca de 790 milhões em adicional de receita.

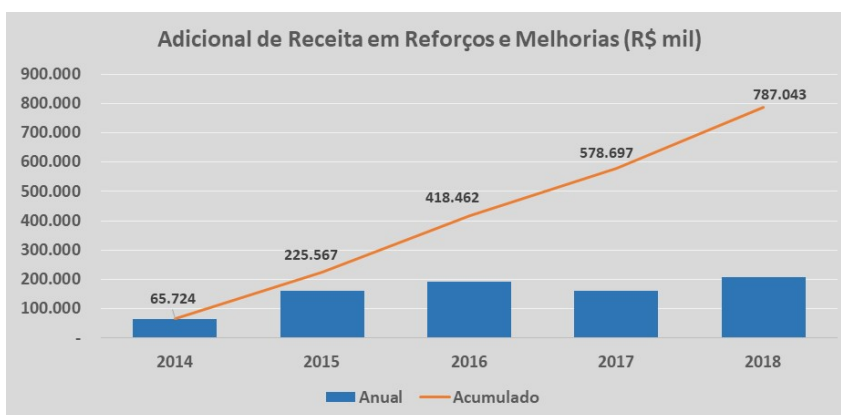


FIGURA 2 – Investimento em reforços e melhorias[2 a 7].

Estima-se que esse adicional de receita seja proveniente de investimentos da ordem de 5 bilhões, valor que ainda é considerado muito inferior aos investimentos necessários para substituição dos ativos depreciados no sistema (demanda reprimida também citada em [8]). Apesar disso, os dados apresentados mostram a relevância dos investimentos em reforços e melhorias para o cenário atual.

3.0 - IMPLANTAÇÃO

Para entendimento da abordagem desejada é necessário trazer à tona o conceito de que o conjunto de instalações de Rede Básica deve ser dimensionado de tal forma que haja capacidade suficiente para o

escoamento da geração e atendimento da carga em condição normal e nas situações de contingência de um elemento (critério n-1). Quando estudos identificam o não atendimento a este critério é estabelecida uma obra estrutural para o sistema [9].

É comum a necessidade de desligamento de uma função transmissão para implantação de reforços e melhorias. Durante o período da intervenção, sabe-se que o sistema irá operar em condição n-1, ou seja, com um elemento fora de operação. Porém, na análise que precede a liberação da intervenção pelo Operador (conforme submódulo 6.5), o critério n-1 é novamente aplicado sobre a configuração de rede incompleta, e busca-se a suportabilidade a contingência(s) também nessa condição. Tomando como referência o sistema completo original, o atendimento a contingência(s) nessa condição significa atendimento a ausência de dois elementos, ou seja, n-2, o qual não resta dúvida, o sistema não foi concebido para suportar.

Muitas vezes, riscos associados a situação n-2 podem ser evitados pelo agente na fase de projeto da obra, no planejamento da alocação e montagem dos novos equipamentos. Já determinados riscos somente podem ser adequadamente identificados e tratados em etapa mais próxima da implantação, onde análises de planejamento elétrico focadas em aspectos de proteção e operação são realizadas, e definem estratégias que serão adotadas envolvendo alterações na sequência prevista e medidas operativas para o período da intervenção a fim de minimizar os riscos. Dessa forma, as ações foram classificadas em 3 etapas do planejamento que a seguir são exemplificadas através de alguns casos vivenciados pela Cemig GT.

3.1 Planejamento para projeto

Encontra-se prevista para SE Pimenta a substituição de 2 autotransformadores trifásicos 345/138 kV – 150 MVA por 2 novos autotransformadores de 300 MVA (constituídos de bancos monofásicos), reforço para o restabelecimento do critério n-1 na transformação desta instalação (resolução autorizativa).

O escopo vinculado a substituição engloba a adequação civil das fundações, instalação de para-raios, TPs e nova proteção diferencial, além da substituição dos autotransformadores (ATRs) propriamente dita. Com isso, era prevista a necessidade de um longo período de desligamento de cada autotrafo para realização da obra.

A Figura 3 mostra a SE Pimenta e as subestações conectadas de atendimento da rede de 138 kV, que também se interligam a SE São Gonçalo do Pará, formando a área geoeletrica conhecida como Oeste Gafanhoto, no estado de Minas Gerais.

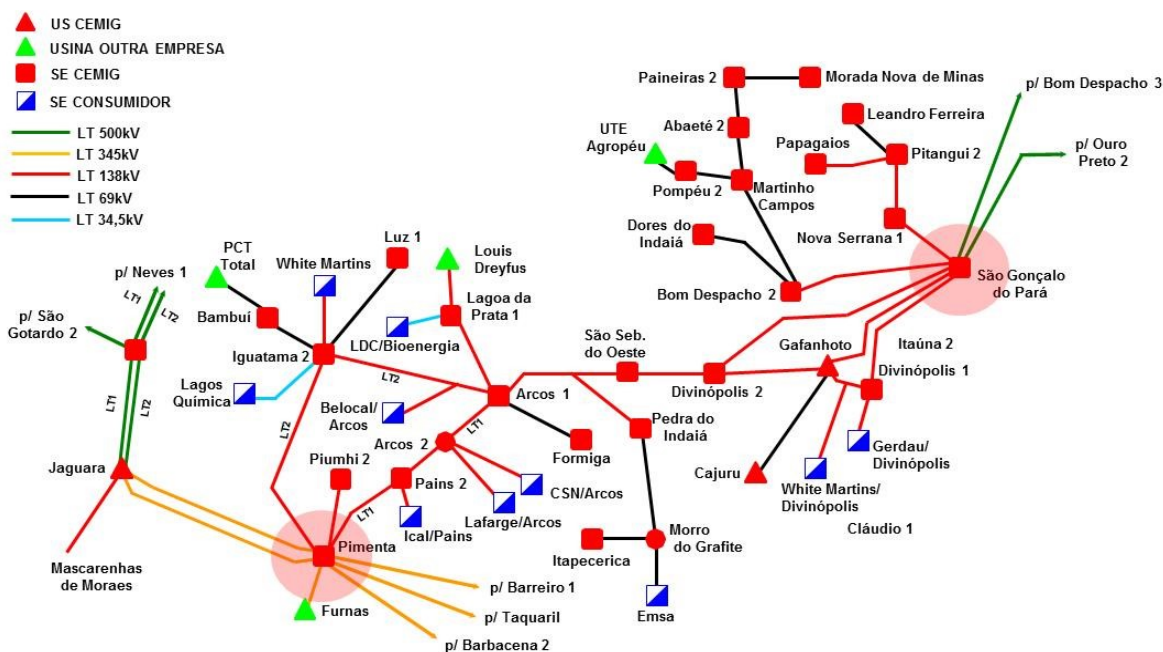


FIGURA 3 – Região Oeste Gafanhoto (MG).

Ao avaliar o projeto de implantação do referido reforço na SE Pimenta, a área de planejamento elétrico da Cemig constatou através de estudos que durante o desligamento de um dos autotransformadores (n-1) a contingência do

ATR remanescente (n-2) causaria subtensão acentuada e sobrecarga na rede de 138 kV, e mesmo valendo-se de medidas operativas para minimizar os problemas identificados haveria a interrupção permanente de um montante expressivo de cargas até que um dos novos autotransformadores entrasse em operação.

Dessa forma, buscou-se alternativas para evitar essa exposição. A solução encontrada, em conjunto com a EPE, é a instalação de um dos novos ATRs (e fase reserva) fisicamente ao lado dos ATRs existentes, que serão desligados somente quando o novo autotransformador (ATR) estiver em operação. A figura 4 mostra o posicionamento físico do primeiro ATR novo a ser instalado em área adjacente à transformação existente.

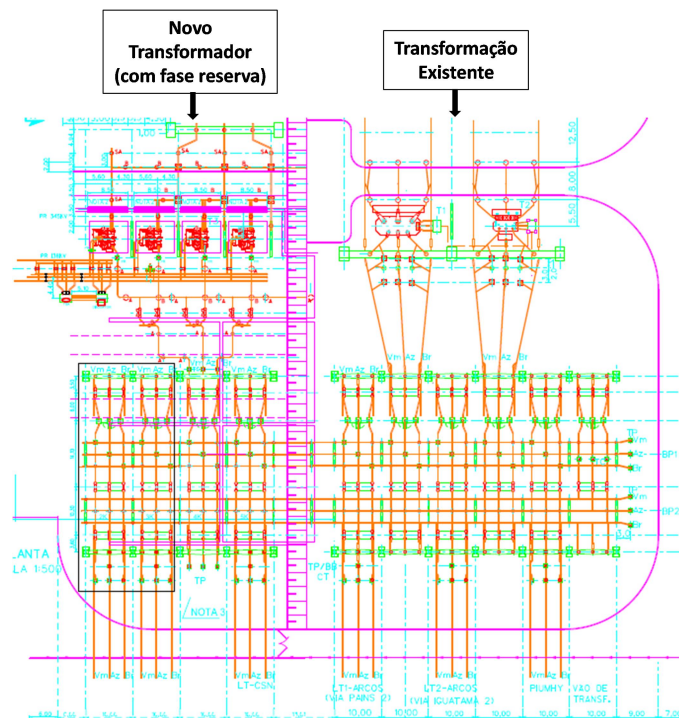


FIGURA 4 – Novo autotransformador 345/138 kV da SE Pimenta (posição física).

Com esta solução [10], a possibilidade de perda completa da transformação é evitada, já que na falta de uma das unidades do novo ATR pode-se utilizar a fase reserva para restabelecer a transformação evitando-se a o corte permanente de cargas no sistema. É válido mencionar que esta alternativa foi possível devido ao espaço físico disponível nesta subestação.

3.2 Planejamento para a sequência da intervenção

A SE Neves 1 é uma subestação que atende grande parte das cargas da malha metropolitana de Belo Horizonte. No seu setor de 500 kV os 2 circuitos para SE Bom Despacho 3 se destacam como fontes principais da subestação. Os transformadores T3, T4 e T5 correspondem a transformação de fronteira 500-138 kV. A Figura 5 ilustra a configuração do setor de 500 kV. Nesta figura, o setor de 138 kV é apresentado de forma simplificada.

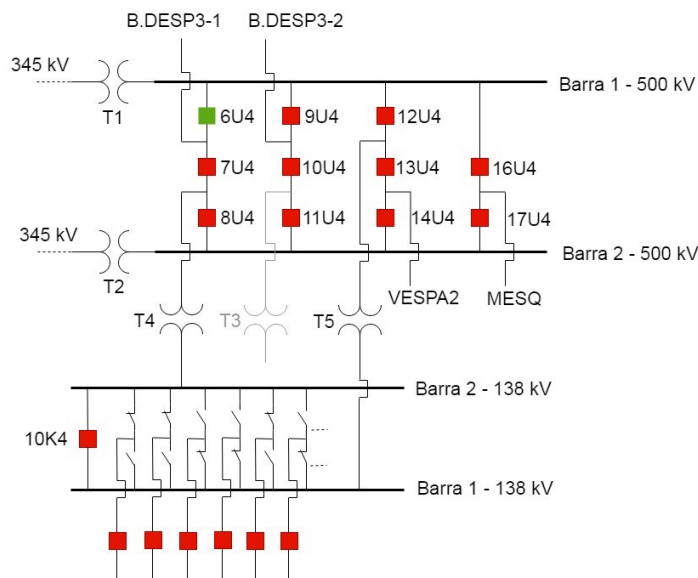


FIGURA 5 – Setores de 500 kV e 138 kV da SE Neves 1.

Diversos reforços e melhorias estão sendo implantados nesta subestação, incluindo a substituição dos transformadores 500-138 kV. Em um determinado momento da obra a subestação operava com os transformadores T3 e T4 500-138 kV. Encontrava-se prevista a substituição do disjuntor 6U4 (com construção de novas fundações) sendo necessário seu desligamento por um período de cerca de 6 meses, e adequações na barra 1 de 138 kV sendo necessário seu desligamento por um período de 2 meses, alocado inicialmente dentro do mesmo período. Em princípio poderia-se pensar que a realização do desligamento do disjuntor 6U4 em nada influenciaria o desligamento da barra 1 – 138 kV.

No entanto, uma análise mais detalhada pela área de planejamento elétrico revelou novas informações. Durante o desligamento do disjuntor 6U4 (n-1), a perda do T2 500/345 kV (n-2) provoca o desligamento da barra 2 de 500 kV e por consequência a ligação direta da LT1 500 kV Bom Despacho 3 – Neves 1 com o transformador T4 500-138 kV. Por se tratar de uma fonte forte para a subestação, simulações demonstram que a LT forçaria um fluxo de potência elevado no T4 onde o seu carregamento ficaria acima do limite de emergência, ou seja, atingiria valores não admissíveis comprometendo a segurança do equipamento (transformador) e do sistema.

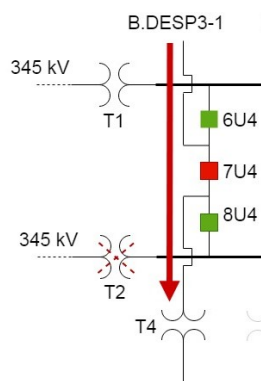


FIGURA 6 – Fluxo de potência do T4 500-138 kV na contingência do T2 500/345 kV.

A medida identificada em conjunto com o ONS como sendo necessária para evitar esse risco seria limitar o atendimento do transformador T4 a circuitos radiais. Para isto, em uma das barras de 138 kV deveriam ser conectados somente circuitos radiais com o T4 e mantido o disjuntor de acoplamento de barras 10K4 aberto conforme Figura 7.

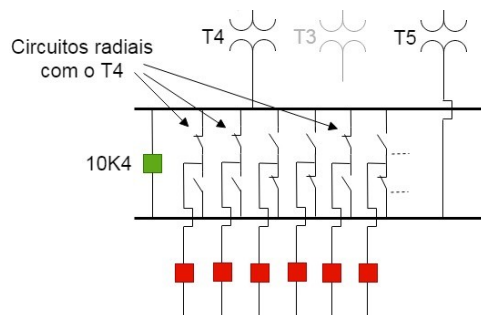


FIGURA 7 – Circuitos radiais alimentados pelo T4 durante indisponibilidade do 6U4.

De fato, estando o transformador T4 segregado em uma das barras de 138 kV com os circuitos radiais (10K4 aberto) mesmo que no setor de 500 kV o T4 fique ligado diretamente à LT1 500 kV Bom Despacho 3 – Neves 1 na contingência do T2 não há mais possibilidade da LT provocar uma sobrecarga no transformador já que não há caminho elétrico fechado pelo 138 kV. No entanto, o detalhe é que são necessárias as duas barras de 138 kV em operação, ou seja, não seria possível o desligamento da barra 1 – 138 kV durante o desligamento do 6U4.

Esta incompatibilidade foi identificada previamente, com bastante antecedência, o que possibilitou uma correta orientação da equipe de implantação da obra, que optou por realizar primeiramente o desligamento da barra 1 de 138 kV e em seguida do disjuntor 6U4, evitando alterações de última hora que poderiam comprometer o cronograma.

É interessante mencionar que durante a indisponibilidade do disjuntor 6U4 ocorreu uma perturbação envolvendo a perda da barra 2 – 500 kV da SE Neves 1 (no dia 15/04/2019) e a sobrecarga no T4 foi evitada em função da configuração recomendada, reforçando a assertividade das ações planejadas.

3.3 Planejamento para o período da intervenção

A SE Montes Claros 2, localizada no norte de Minas Gerais, conecta-se às subestações Várzea da Palma 1, Pirapora 2 e Irapé através de linhas de transmissão em 345 kV. Durante obras no setor de 345 kV para individualização dos autotransformadores 345/138 kV, a subestação operava no setor de 345 kV com a barra seccionada conforme ilustrado na Figura 8.

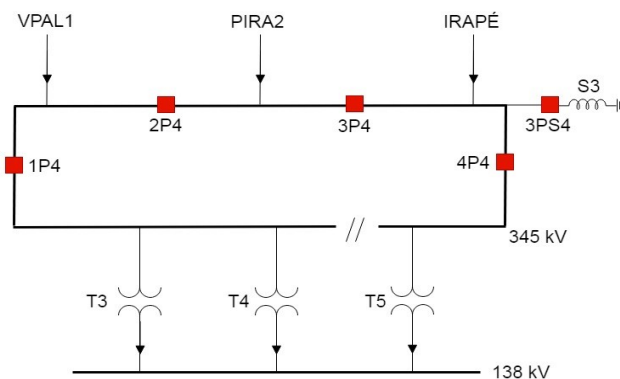


FIGURA 8 – Configuração da SE Montes Claros 2 em determinado período da obra.

Cabe mencionar que neste período a LT 345 kV Montes Claros 2 – Várzea da Palma 1 e a LT 345 kV Montes Claros 2 – Pirapora 2 eram linhas que poderiam ser utilizadas/desligadas (não simultaneamente) como último recurso para controle de tensão do sistema nesta área.

O próximo passo da obra consistia no desligamento do ATR T3 para migração das proteções deste equipamento para o novo disjuntor que estava sendo instalado. Durante o desligamento do T3 era necessário que fosse preservada a medida operativa de desligamento de uma das linhas citadas para o controle de tensão.

A LT 345 kV Montes Claros 2 – Várzea da Palma 1 não poderia ser utilizada pois a manobra de isolamento (envolvendo abertura dos disjuntores 1P4 e 2P4) provocaria o desligamento do T4 e inevitável sobrecarga no T5. Dessa forma, foi recomendado pela Cemig GT em conjunto com o ONS um procedimento específico para utilização da LT 345 kV Montes Claros 2 – Pirapora 2 que será descrito a seguir.

A manobra de desligamento precisava iniciar pela SE Montes Claros 2 a fim de evitar sobretensão nesta SE. O próximo passo para definição do procedimento era decidir por qual disjuntor iniciar a manobra, disjuntor 2P4 ou 3P4. Neste ponto, verificou-se que iniciar pelo disjuntor 2P4 não seria viável pois após o 2P4 aberto, a abertura do 3P4 causaria grande desbalanço no fluxo dos autotransformadores T4/T5 não sendo possível um ajuste no sistema (através de redespacho) que atendesse simultaneamente os momentos de pré abertura e pós abertura desse disjuntor sem causar sobrecarga em um dos autotransformadores T4 ou T5.

A manobra, portanto, seria iniciada pelo disjuntor 3P4 como mostrado na Figura 9. Ao iniciar pelo disjuntor 3P4, o momento pré abertura não apresenta restrição pois todas as fontes estariam conectadas entre si na SE Montes Claros 2, e o fluxo no T4 e T5 é consequentemente equilibrado. No entanto, era preciso garantir que após a abertura deste disjuntor o fluxo do T4 e T5 permanecesse equilibrado já que em caso de desbalanço um dos ATRs teria o fluxo aumentado (podendo haver sobrecarga) e o outro diminuído.

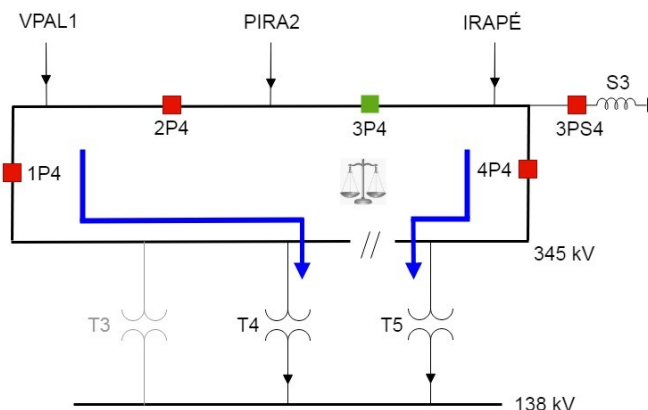


FIGURA 9 – Equilíbrio entre as fontes para abertura do disjuntor 3P4.

O equilíbrio entre as fontes é obtido quando o fluxo no disjuntor 3P4 é próximo de zero. Essa condição poderia ser satisfeita ajustando-se as condições do sistema de forma a atender condição abaixo, onde foi permitida uma pequena folga:

$$-4 \text{ MW} < \text{FLT_IRA_MC2} - \text{FT5} < 4 \text{ MW} \quad (\text{condição para abertura do 3P4})$$

Onde:

FLT_IRA_MC2: Fluxo de potência ativa na LT 345 kV Irapé – Montes Claros 2, sendo positivo no sentido Irapé para Montes Claros 2.

FT5: Fluxo de potência ativa no lado de 345 kV (primário) do autotransformador T5.

4 MW: Margem segura adotada para ajuste do equilíbrio de fluxo sem risco de sobrecarga.

A principal variável de controle para atendimento da condição era a geração da UHE Irapé, onde um aumento de geração de 10 MW proporcionava uma redução no valor da expressão (inequação) em cerca de 8,5 MW.

Após aberto o disjuntor 3P4, o fluxo nos ATRs é equilibrado. Em seguida, a abertura do disjuntor 2P4 provocaria redução no fluxo do T4 e elevação do fluxo no T5. Era necessário garantir que o carregamento do T5 não violasse sua capacidade nominal, o que pode ser obtido através do atendimento a condição transcrita abaixo:

$$\text{FT5} + 0,04 \text{ FLT_PIRA2_MCL2} < 148 \text{ MW} \quad (\text{condição para abertura do 2P4})$$

Onde:

FLT_PIRA2_MCL2: Fluxo de potência ativa na LT 345 kV Pirapora 2 – Montes Claros 2, sendo positivo no sentido Pirapora 2 para Montes Claros 2.

148 MW: Capacidade nominal do T5 (150 MVA) aplicado fator de potência observado de 0,99.

Como exemplo, para um período de carga “domingo dia” em que fosse necessário o desligamento da LT 345 kV Montes Claros 2 – Pirapora 2, tomando o caso de referência para o período associado, teríamos como resultado do fluxo de potência para diferentes patamares de geração da UHE Irapé, os seguintes valores para as expressões estabelecidas.

Tabela 1 – Ajuste de condição para abertura do 3P4

Geração UHE Irapé	FLT_IRA_MC2	FT5	Expressão FLT_IRA_MC2 – FT5
180	87,7	118,9	-31,2
190	105,5	119,5	-14
220	123,2	120,2	3
240	140,9	120,8	20,1
260	158,5	121,5	37

De acordo com a tabela, para o ponto operativo seria necessária uma geração de cerca de 220 MW para atendimento da condição de abertura do disjuntor 3P4.

Após aberto o 3P4, buscaria-se a condição para abertura do disjuntor 2P4.

Tabela 2 – Ajuste de condição para abertura do 2P4

Geração UHE Irapé	FT5	FLT_PIRA2_MCL2	Expressão FT5 + 0,04 FLT_PIRA2_MCL2
220	123,1	34,4	124,5

A Tabela 2 mostra que não seria necessário ajuste adicional no sistema para atendimento da condição de abertura do disjuntor 2P4 neste caso.

Abertos os disjuntores 3P4 e 2P4 na SE Montes Claros 2 a linha poderia ser desligada em seguida no outro terminal, e o vão na SE Montes Claros 2 seria novamente acoplado. Para retornar com a LT, procedimento análogo foi definido e normatizado em conjunto com o ONS através de Mensagem Operativa – MOP [11], viabilizando a continuidade da obra na SE Montes Claros 2.

4.0 - CONCLUSÃO

As obras de reforços e melhorias são de grande importância para o sistema à medida que o envelhecimento do parque exige uma renovação de equipamentos e atendimento a requisitos de disponibilidade cada vez mais rigorosos. A implantação dessas obras requer desligamento de equipamento (função transmissão) e os requisitos de confiabilidade são exigidos com equivalente intensidade mesmo durante sua implantação. Os casos apresentados neste artigo representam alguns entre tantos exemplos de situações vivenciadas pela Cemig GT para implantação de reforços e melhorias, refletindo parte dos desafios enfrentados pelas áreas de planejamento elétrico.

É importante acrescentar que a implantação das revitalizações vai além do planejamento elétrico, dependendo também de uma regulação adequada, para viabilizar a implantação sob todos os aspectos (inclusive financeiro); da participação ativa dos agentes de transmissão, para contribuir com um planejamento adequado com menores riscos e cuidado especial com a integridade dos ativos; e de uma participação ativa e colaborativa do Operador, a fim de identificar ações operativas que possam viabilizar as intervenções necessárias a implantação das obras mantendo um adequado nível de confiabilidade para o SIN.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) BACELAR, M.N.; COSTA, J.P.M.. Balanço das indicações de final de vida útil de equipamentos de acordo com a REN 643/2014. VIII WORKSPOT, CIGRÉ BRASIL, 20 a 23 de novembro/2016.

(2) AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, Nota Técnica nº 154/2013 – SRT/ANEEL - Estabelecimento das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST para o ciclo 2013-2014;

(3) AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, Nota Técnica nº 183/2014 – SRT/ANEEL - Estabelecimento das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST para o ciclo 2014-2015;

(4) AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, Nota Técnica nº 162/2015 – SGT/ANEEL - Estabelecimento das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST para o ciclo 2015-2016;

(5) AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, Nota Técnica nº 215/2016 – SGT/ANEEL - Estabelecimento das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST para o ciclo 2016-2017;

(6) AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, Nota Técnica nº 188/2017 – SGT/ANEEL - Estabelecimento das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST para o ciclo 2017-2018;

(7) AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, Nota Técnica nº 146/2018 – SGT/ANEEL - Estabelecimento das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST para o ciclo 2018-2019;

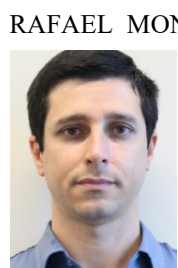
(8) TRENTO, S.; SANTOS, B.R.; ABREU, W.E.G.. Ativos depreciados no setor de transmissão de energia elétrica. XXIV SNPTEE, CURITIBA-PR, 22 A 25 de outubro/2017.

(9) OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, Submódulo 4.3 – Metodologia para elaboração das propostas de ampliações e reforços, revisão 2016.12.

(10) EPE-DEE-RE-111/2016-rev0 - "Estudo de Atendimento à Região Oeste de Minas Gerais – SEs Pimenta e São Gonçalo do Pará"

(11) OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, Módulo 10 – Mensagem Operativa MOP/COSR-SE 081/2015 - Procedimentos operativos - Desenergização/energização da LT 345 kV Montes Claros 2/ Pirapora 2, altera IO-PM.SE.5MG.

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



RAFAEL MONTES FONTOURA é natural de Muriaé-MG, nascido em 1979, graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora em 2003 tendo concluído o mestrado em Engenharia Elétrica pela mesma instituição em 2006. Trabalha na Cemig Geração e Transmissão SA desde 2006, atuando na área de Planejamento Elétrico. Atuou ou tem experiência nas áreas de Geração e Planejamento Elétrico da Transmissão.

VALTER ALVES MOREIRA é natural de Várzea da Palma - MG, nascido em 1971, graduado na Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais em 2000, com curso de MBA em Finanças pelo IBMEC em 2013. Trabalha na Cemig Geração e Transmissão SA desde 1989, atuando principalmente na área de Expansão do Sistema de Transmissão.

JEDER FRANCISCO DE OLIVEIRA

Engenheiro Eletricista pela Pucminas.

Mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá.

Professor do Curso de Pós Graduação em Transmissão e Distribuição da Pucminas.

Engenheiro senior da Cemig Geração e Transmissão.

Trabalha desde 1991 com estudos de proteção e análise de perturbações. Especialista em proteção de linhas e subestações de extra alta tensão, análise de perturbações e qualidade de energia elétrica.

RAFAEL SILVA DE OLIVEIRA é natural de Belo Horizonte, nascido em 1987, graduado em Engenharia Industrial Elétrica pelo Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais em 2010, Mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais em 2017. Trabalha na Cemig Geração e Transmissão SA desde 2014, onde atuou na área de Regulação Econômica e Financeira por mais de 3 anos e na área de Planejamento Elétrico desde 2017.