



## **GRUPO DE ESTUDO DE ANÁLISE E TÉCNICAS DE SISTEMAS DE POTÊNCIA - GAT**

### **BANCOS DE CAPACITORES SÉRIE - BOAS PRÁTICAS, MODELAGEM E REQUISITOS BÁSICOS PARA USO EM ESTUDOS DE TRANSITÓRIOS ELETROMAGNÉTICOS**

**ANTONIO RICARDO DE MATTOS TENÓRIO(1); KARINA STOCKLER HERSZTERG(1); HELIO PESSOA DE OLIVEIRA JUNIOR(1)  
OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELETRICO – ONS(1)**

#### **RESUMO**

Os Bancos de Capacitores Série (BCS) representam uma boa solução para o aumento do SIL equivalente das linhas de transmissão, com redução do efeito Ferranti, contribuindo para a melhoria da estabilidade transitória do Sistema Interligado Nacional (SIN). Um dos objetivos deste trabalho é apresentar os condicionantes ou requisitos básicos necessários aos BCS para terem seus modelos aceitos para compor a base de modelos de transitórios eletromagnéticos do ONS. Outro objetivo é detalhar os principais desafios encontrados recentemente no SIN relativos às compensações sistêmicas e uso de LPNE (linhas de potência natural elevada) que causam dificuldades operativas, principalmente para empreendimentos que se integram em blocos (configurações provisórias).

#### **PALAVRAS-CHAVE**

Modelagem, BCS, ATP, Transitórios, Manobra.

#### **1. INTRODUÇÃO**

Os Bancos de Capacitores Série representam uma alternativa efetiva para o aumento do SIL equivalente das linhas de transmissão, com redução do efeito Ferranti, contribuindo para a melhoria da estabilidade transitória do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Os BCS proveem potência reativa capacitiva (através de uma impedância capacitiva) que compensa parte da reatância indutiva das linhas, aproximando eletricamente os seus terminais, fornecendo um efeito sincronizante adicional ao sistema de transmissão.

Trata-se de uma solução robusta, utilizada internacionalmente, com boa confiabilidade e desempenho. Possui inclusive um ciclo de sobrecarga significativo, bem definido pelas Normas Técnicas Nacionais e Internacionais, que pode ser útil para contornar situações operativas do dia a dia.

A visão do Planejamento da Expansão tem privilegiado a redução dos custos das instalações de transmissão, aumentando significativamente a extensão dos trechos de linhas entre subestações adjacentes e reduzindo o número de subestações intermediárias. É importante salientar que o Planejamento tem expandido o SIN prioritariamente na tensão de 500 kV em CA. Dessa forma, tem-se recorrido cada vez com maior frequência à adoção de LPNE.

O forte acoplamento que resulta do conceito de LPNE causa agravamento dos fenômenos de transitórios eletromagnéticos que envolvem a sequência zero. Por este motivo, os projetos de engenharia destas LPNE têm muitas dificuldades de cumprir os requisitos dos Procedimentos de Rede do ONS no que tange aos religamentos automáticos monopolares e dimensionamento de reatores de aterramento do SIN. Além disso acabam por aumentar os fatores de aterramento nos terminais das LPNE através de reatores de aterramento de elevado valor ôhmico, trazendo dificuldades para eventos não controlados, como rejeições de carga.

Por outro lado, os BCS cumprem o aumento do SIL equivalente das linhas, sem os efeitos adversos do forte acoplamento entre fases das LPNE, mantendo a conformidade com os Procedimentos de Rede, no que se refere à viabilidade técnica dos religamentos automáticos monopolares. Observa-se também que o efeito Ferranti das LPNE resulta em sobretensões maiores no terminal aberto, o que traz a necessidade de um maior grau de compensação shunt, se comparada com as soluções associadas à adoção de BCS.

Não obstante, prevalecendo no Brasil o seccionamento de linhas de transmissão de longa extensão como forma de facilitar os acessos ao SIN, por outros agentes de transmissão e geração, há de se ter parcimônia nesta solução que apresenta problemas tanto para as linhas com compensação série, quanto para compensação shunt, trazendo em grande escala sobrecompensações que afetam adversamente o SIN, conforme descrito a seguir:

- a) Sobrecompensação shunt – acarreta, na maioria das vezes, possibilidade da perda de zero de corrente nas manobras de energização e religamento de linhas, trazendo dificuldades às manobras e recomposições de sistema (riscos aos disjuntores de linha). Isto compromete a segurança elétrica e a sobrecompensação precisa ser eliminada com relocação dos reatores de linha, exigindo muitas vezes soluções temporárias ou restrições operativas indesejáveis. Pode também aumentar a probabilidade da ocorrência de ressonâncias na fase aberta durante o processo do religamento monopolar, dificultando ou impedindo o seu sucesso.
- b) Sobrecompensação série – impacta as proteções do sistema, riscos de ressonâncias subsíncronas, TOV etc. não permitindo o seu uso, sem que estudos detalhados e atualizações das proteções de linha para proteção diferencial sejam realizados. Só há na literatura técnica internacional uma linha com sobrecompensação série que interliga a Suécia à Finlândia (1).

Adicionalmente, este trabalho objetiva apresentar os condicionantes ou requisitos básicos necessários aos BCS para terem seus modelos de transitórios eletromagnéticos para manobra aceitos para compor a base de modelos de transitórios eletromagnéticos do ONS.

## 2. MODELAGEM E REQUISITOS BÁSICOS DE BCS PARA USO EM ESTUDOS DE TRANSITÓRIOS ELETROMAGNÉTICOS (7)

O modelo do BCS é um requisito especificado no Anexo Técnico do Leilão de Transmissão e ainda reforçado pelos Procedimentos de Rede do ONS relativos aos Estudos Pré-operacionais.

Um modelo do BCS preciso e detalhado é necessário para permitir a identificação pelo ONS, com antecedência, de questões que devam ser tratadas antes da sua entrada em operação, tanto do ponto de vista da própria instalação quanto do sistema, bem como permitir a análise a posteriori, identificando adequadamente as responsabilidades, de problemas que se manifestem durante a sua operação diária. O modelo deve ser previamente testado, aferido e documentado.

Do ponto de vista de desenvolvimento da modelagem é desejável que o próprio fabricante do equipamento desenvolva o modelo de BCS para o programa ATP (*Alternative Transients Program*), com o intuito de tornar a tarefa de transferência de informações e exemplificação do modelo mais simplificada, além de torná-lo mais preciso e garantir as características definidas no projeto.

A modelagem do BCS deve ser detalhada, agregando vários subsistemas, tais como, mas não limitados a:

- a) Sistema de medição de correntes e cálculo de energia nos varistores de óxido metálico (MOV);
- b) Modelagem dos atrasos envolvidos nos processos de medição de corrente, cálculo de energia, e eventualmente da derivada da energia, nos varistores;
- c) Lógica/controle de disparo dos gaps (bypass do BCS);

É necessária uma exemplificação do uso da modelagem desenvolvida com aplicação de faltas externas e internas à linha compensada com BCS, conforme definido posteriormente. A forma de modelar as funções de transferência das medições de corrente pode ser feita utilizando filtros digitais (transformada Z), desde que a faixa de frequência de validade do modelo não se aproxime da frequência de Nyquist. Caso seja utilizada a transformada discreta, as amostragens dos processos não devem restringir o usuário do modelo de aumentar ou diminuir o passo de integração do programa ATP em uma faixa de 1 a 50  $\mu$ s (em degraus de 5  $\mu$ s). A alteração do passo de integração pelo usuário do modelo pode ser necessária devido a eventuais problemas de oscilações numéricas e outros fatores.

### 2.1 Requisitos Gerais

A modelagem de Bancos de Capacitores Série é uma tarefa que demanda o conhecimento do sistema de controle e bypass (proteção de sobrecarga do MOV) do BCS e do programa ATP. O desenvolvedor do modelo deverá representar este equipamento para ser utilizado em estudos de transitórios eletromagnéticos de manobra (estudos determinísticos e estatísticos). Dessa forma, a modelagem desenvolvida para o BCS deverá ser exemplificada com casos de faltas internas e externas à linha compensada. Na falta desta exemplificação, o ONS não analisará o modelo desenvolvido.

Em caso de modelagem de BCS múltiplos, instalados em linhas de um mesmo tronco e/ou linhas adjacentes, o desenvolvedor deverá se assegurar que os modelos são adequados para serem simulados em um mesmo caso do programa ATP. Nesse sentido, deve-se tomar cuidado na escolha dos nomes das variáveis para que estas não sejam as mesmas em dois ou mais BCS em um mesmo caso de ATP. Além disso, o desenvolvedor do modelo deverá modelar a lógica de bypass dos BCS e utilizar o comando “COMPRESS” do ATPDraw na modelagem feita para o BCS. Isto facilitará a portabilidade do modelo do BCS para outros casos de ATPDraw.

O relatório do modelo deverá vir acompanhado dos documentos principais do projeto básico do BCS, tais como, mas não limitados a:

- a) Descrição do BCS e sua lógica de bypass;
- b) Dimensionamento dos componentes do BCS (projeto básico);

c) Outros relatórios julgados pertinentes.

O modelo do BCS no programa ATP deverá ser enviado ao ONS configurado conforme os ajustes realizados em campo no equipamento.

## 2.2 Requisitos da Lógica de Bypass (Proteção de Sobrecarga do MOV) do BCS

A lógica de bypass do BCS pode ser modelado na TACS (*Transient Analysis of Control Systems*) e/ou na MODELS, linguagens proprietárias do programa ATP.

A modelagem da lógica de bypass do BCS deverá ser a mais próxima possível do equipamento real, representando todos os retardos inerentes e filtragens no processo de medição e disparo do gap forçado/chave de bypass, além dos filtros na medição de corrente e cálculo de energia dissipada no MOV.

A curva  $V_{xl}$  dos MOV deverá ser modelada de acordo com os dados reais do fabricante e levando-se em conta a corrente de coordenação estabelecida no projeto do BCS. O modelo de varistor utilizado no programa ATP deverá levar em conta a quantidade de BCS no tronco estudado nas simulações e a melhor modelagem julgada pelo desenvolvedor.

O desenvolvedor do modelo deverá informar se o BCS foi especificado/dimensionado para operar com bypass trifásico, em adição ao bypass monofásico. Casos ambas as operações de bypass sejam possíveis, ambas funcionalidades deverão estar implementadas no modelo do BCS. O modelo do BCS deverá refletir os ajustes e parâmetros implementados em campo.

## 2.3 Requisitos do circuito de potência (*main circuit*)

O modelo do BCS deverá reproduzir de forma fidedigna o capacitor série, seu circuito de amortecimento/limitador de corrente de bypass, MOV, gap de disparo forçado e chave/disjuntor de bypass etc. O circuito de amortecimento deverá ser detalhadamente representado com todos seus componentes: indutores, resistores, varistores e eventuais gaps/centelhadores.

## 2.4 Requisitos de Simulação, Rede e Exemplificação do Modelo

Para efeito de exemplificação do uso do BCS, a rede de transmissão a ser modelada no ATP deve-se reproduzir a rede utilizada até a segunda vizinhança das subestações que estão localizadas nos extremos das linhas compensadas. O caso base utilizado nos estudos de dimensionamentos do MOV poderá ser utilizado para efeito de exemplificação do modelo.

Todos os casos simulados no programa ATP, com o objetivo de exemplificar o uso do modelo do BCS devem ser fornecidos ao ONS no formato digital do ATP ou ATPDraw e este processo deve ser parte integrante do Relatório de Modelagem deste BCS. Na falta desses casos de exemplificação, o ONS não analisará o modelo desenvolvido.

Com relação à exemplificação do uso do modelo, as simulações mais significativas deverão ser reproduzidas com o modelo desenvolvido do BCS, sugerindo-se pelo menos as seguintes manobras:

- Aplicação de defeito monofásico/trifásico interno à linha compensada com religamento, com e sem sucesso, nos tempos definidos nos Procedimentos de Rede do ONS. As faltas devem ser eliminadas pelas aberturas dos disjuntores de linha.
- Aplicação de defeito monofásico/trifásico externo à linha compensada sem religamento, nos tempos definidos nos Procedimentos de Rede do ONS.
- Simulações adicionais julgadas pertinentes para a exemplificação do uso do modelo.

Para efeito de modelagem, a rede de transmissão representada no programa ATP deve ser feita com os parâmetros  $X_{OPT}=C_{OPT}=60$ , uma vez que esta é forma como as linhas, transformadores, reatores, capacitores etc. são representados na base de dados do ONS. Casos com  $X_{OPT}$  e/ou  $C_{OPT}$  diferentes de 60 impedirão o ONS de analisar o modelo de BCS para o programa ATP.

O modelo desenvolvido não deverá restringir o usuário de variar o passo de integração do programa ATP em uma faixa de 1 a 50  $\mu s$ , em degraus de 5  $\mu s$ .

## 2.5 Requisitos do Relatório/Manual de Usuário do Modelo

O relatório da modelagem de BCS necessita de uma descrição clara e concisa da modelagem desenvolvida, constando de:

- Uma descrição simplificada do BCS com todos os seus componentes e características técnicas, tais como: potência nominal trifásica, impedância nominal, capacitância nominal, grau de compensação (%), corrente nominal e sobrecarga de curta e longa duração, nível protetivo, tensão nominal, circuito de amortecimento etc. Um diagrama unifilar do BCS é imprescindível. Este deve ser feito em software gráfico (tipo CAD ou similar), mostrando o posicionamento de todos os componentes do BCS;
- Figuras/diagramas de blocos que descrevam a proteção de sobrecarga/lógica de bypass do BCS deverão constar da descrição do modelo;

- c) As variáveis/parâmetros mais importantes usadas nos modelos devem ser descritas no relatório, preferencialmente, na forma de tabela com nome, função/descrição e ajustes;
- d) Caso exemplo de simulação do modelo, explicando de forma didática o uso do modelo desenvolvido no ATP;
- e) O relatório deve ser escrito de forma a compor o banco de dados do ONS para modelagem de BCS no ATP. Assim sendo, deve ser didático e exemplificar o seu uso através de casos simulados.

Independente da modelagem a ser desenvolvida no ATP (modo texto) ou ATPDraw (modo gráfico), um manual de usuário deve ser fornecido com detalhes dos nomes das variáveis e blocos de controle, deixando claro como fazer a portabilidade do modelo de ATP desenvolvido do caso exemplo, contido no manual de usuário, para um caso genérico a ser estudado.

## 2.6 Requisitos de Modelagem

Considera-se boa prática de modelagem e, portanto, sugere-se que o modelo entregue no formato ATP (texto) possua comentários que indiquem partes como início e fim das malhas de controle/protetivas. Os comentários devem descrever as variáveis importantes quando introduzidas ou na seção de plotagem. O desenvolvedor deve ser cuidadoso com comentários que descrevam funcionalidades, unidades e bases.

O modelo entregue no formato ATP (texto) não deverá conter blocos e elementos não utilizados comentados. Da mesma forma, modelos entregues no formato ATPDraw (gráfico) não devem conter elementos ocultos (com a opção *Hide*) não utilizados e não documentados.

O modelo que faça inclusão de outros elementos com a opção `$INCLUDE` deverá fazê-lo utilizando caminhos relativos ao diretório que contém o caso, por exemplo utilizando o comando `$PREFIX`.

Modelos gráficos no formato ATPDraw devem incluir anotações no “painel de circuitos” para indicar componentes e algumas informações relevantes como nominais de equipamentos, conexões, características especiais etc.

O modelo desenvolvido deve honrar o comando `DISK` nas simulações estatísticas de forma a permitir a geração de um caso determinístico (shot) automático pelo programa ATP.

Malhas de controle e medição atreladas a passos de integração fixos ou condicionados (múltiplos) podem não ser aceitos se criarem dificuldades ou tirar a flexibilidade das análises do ONS.

O ONS não recomenda o uso de modelos fechados (compilado e link-editado com o ATP), tendo em vista que dificultam a análise pelo ONS e a manutenção do modelo pelo seu desenvolvedor. Caso o modelo seja fechado, os itens a seguir devem ser respeitados:

- a) Passo de integração de 1 a 50  $\mu$ s, em intervalos de 5  $\mu$ s;
- b) Um caso que utilize modelo fechado deve respeitar todos os itens aqui documentados e em especial aqueles relativos às variáveis disponíveis para plotagem. O desenvolvedor deverá observar que o ONS poderá solicitar novas variáveis do modelo para plotagem a depender da análise a ser realizada.
- c) Modelos fechados devem vir acompanhados de instruções e arquivos necessários para permitir a sua link-edição pelo ONS com outros modelos fechados. Os arquivos objeto do modelo (de extensão “.o”), o fonte “fngmod.f”, o “Makefile”, o “tpbig.exe” gerado e arquivos adicionais necessários (bibliotecas DLL, etc.) devem ser fornecidos ao ONS.
- d) Para modelos fechados, é importante que as malhas de controle, protetivas e medição sejam cuidadosamente descritas no manual do usuário através de diagramas de blocos e funcionais.

## 2.7 Checklist para Entrega do Modelo do BCS ao ONS

Os arquivos de casos, modelo e da sua documentação devem ser compartilhados com o ONS. Deverão ser disponibilizados os arquivos abaixo:

- a) Caso(s) de exemplo(s) do modelo;
- b) Manual do usuário/relatório de modelagem do modelo do BCS para ATP;
- c) Caso o programa ATP tenha tido suas dimensões (listas) aumentadas, solicita-se:
  - i) Arquivo *startup* de configurações do ATP;
  - ii) Arquivo *listsize* com dimensionamento de listas do ATP, caso seja necessária a ampliação para a simulação de alguns dos casos;
  - iii) Executável (tpbig.exe) do programa ATP.
- d) Documentos aprovados pelo projeto básico do BCS:
  - i) Filosofia de bypass e lógica de bypass/sobrecarga do MOV;
  - ii) Dimensionamento de componentes do BCS;
  - iii) Coordenação de isolamento.

## 3. EXPERIÊNCIA DO PROJETO BÁSICO COM BCS

Bancos de capacitores série, por concepção, são dotados de MOV e de gap de disparo forçado, em paralelo com os capacitores. O MOV, gap e chave de bypass protegem a instalação contra sobretensões advindas de correntes excessivas, promovendo o seu bypass, quando da ocorrência de faltas internas às linhas compensadas. Primeiro atua o MOV e na sequência o gap é disparado forçando o bypass do BCS. A chave de bypass atua no sentido de extinguir a condução de corrente no gap forçado. Entretanto, como o bypass dos BCS pode produzir consequências transitórias em função da rápida alteração da impedância série da linha associada, situações críticas podem e devem ser levadas em conta na concepção da instalação e do projeto do circuito de bypass (circuito limitador de corrente de descarga do BCS).

Do ponto de vista da engenharia do projeto, com a proliferação de BCS no sistema, é necessário minimizar a ocorrência dessas situações e garantir a seletividade nas faltas: nas faltas internas à linha onde está instalado o banco ao BCS é permitido o bypass, no entanto, nas faltas externas o BCS deve continuar em operação. Por esse motivo, avaliações de correntes de primeiro swing (oscilações de potência na rede) e de faltas externas e internas são exigidas na etapa do Projeto Básico.

O documento *Main Design*, que define os componentes da instalação, suas capacidades e valores nominais, também é avaliado no Projeto Básico. Estando nele toda a base teórica do dimensionamento dos componentes. O MOV Study é outro estudo muito importante que descreve o dimensionamento dos varistores.

Outros focos de interesse no projeto dos BCS são a possibilidade de repetição de faltas externas, antes que os MOVs que atuaram anteriormente e que tiveram por conta disso um aumento de temperatura das pastilhas dos varistores, tenham tido tempo de resfriar o suficiente para suportar um novo ciclo de aplicação de defeito. Essas curvas de aquecimento e de resfriamento devem ser apresentadas durante o projeto, uma vez que o resfriamento adequado, em alguns casos, leva muitas horas podendo ocasionar a indisponibilidade temporária do equipamento e a consequente aplicação de penalidades fiduciárias (PVI), caso o motivo do bypass seja indevido.

Para faltas internas após o bypass, o dimensionamento do BCS deve ser capaz de garantir a capacidade de religamento para qualquer tipo de falta com eliminação em até 100 ms. Para faltas externas, o BCS em estudo não deve bypassar e qualquer requisito especial especificado fora das Normas Técnicas terá um impacto relevante no preço do equipamento.

A coexistência dos BCS com compensadores estáticos de reativos (CER), num mesmo tronco de transmissão, deve também ser levada em conta na fase de Projeto Básico do empreendimento, em função da possibilidade de surgimento de oscilações subsíncronas, que possam interagir de forma adversa com o controle do CER, fazendo com que este responda a essas oscilações que são de natureza eletromagnética e, portanto, não deveria perturbar o controle do CER (2). Diversas soluções foram avaliadas e todas incorporaram filtros digitais que foram implementados nos sistemas de medição e controle dos CER da interligação Tucuruí-Macapá-Manaus, nos três CER do tronco de 500 kV (2).

Para que todas essas questões possam ser equacionadas a contento é exigida a disponibilização dos modelos ATP dos BCS, que serão utilizados durante o projeto para dimensionamento e após a entrada em operação para aferição do desempenho sistêmico.

Outras questões ainda são relevantes para a instalação do BCS e para o projeto do empreendimento, tais como, por exemplo, o nível de isolamento a frequência industrial das torres mais próximas a plataforma que se interconecta ao BCS e seus componentes. Essa preocupação aumenta com o aumento do grau de compensação da linha. Durante a operação sob condição de sobrecarga, para a maior corrente permitida em regime permanente, o valor de  $\Delta V$  aplicado ao BCS como um todo é adicionado à tensão terminal do lado da subestação, o que pode ocasionar uma tensão do lado linha eventualmente superior a tensão de projeto da LT para 60 Hz, dependendo do fluxo de reativos nesta linha. Dessa forma, o projeto das torres pode necessitar de adaptações. Reatores de linha, dependendo da sua proximidade e posicionamento em relação à instalação do BCS, também podem ser afetados por níveis de tensão muito elevados, ocasionando a necessidade de especificação de equipamentos com características especiais, conforme ocorreu, por exemplo, no tronco Tucuruí-Manaus, particularmente na SE Xingu.

Por fim, a presença de BCS impacta no dimensionamento dos disjuntores terminais da linha, uma vez que durante os processos de abertura de defeitos, o acréscimo de tensão advindo da presença do BCS, eleva as solicitações de TRT e dependem do bom funcionamento do circuito de amortecimento do BCS (circuito de bypass) e deve ser levado em conta no projeto, prevendo-se inclusive na lógica da proteção de sobrecarga do MOV do BCS, a possibilidade de comunicação e envio de sinais que permitam o bypass BCS pela própria lógica de sobrecarga do MOV ou pela proteção de linha. Em síntese, todas essas questões podem ser adequadamente resolvidas se consideradas na etapa de planejamento e no projeto básico da instalação.

#### 4. BCS VERSUS LPNE

O SIN no início dos anos 2000 era caracterizado pela existência de 4 subsistemas principais (Norte, Nordeste, Sudeste/ Centro-Oeste e Sul) e pela conexão da UHE Itaipu ao centro de carga no Sudeste, por meio de dois links HVDC de 3150 MW,  $\pm 600$  kV e por três circuitos CA em 765 kV. Além disso, algumas regiões do país ainda permaneciam operando de forma isolada do SIN, em função de sua localização geográfica e falta de interligações regionais no que atualmente é a rede básica.

As interligações regionais existentes eram de longa extensão, com poucas cargas intermediárias significativas. A distância entre as gerações em sua maior parte hidráulicas e os centros consumidores, bem como a necessidade de viabilizar a transferência de grandes blocos de energia entre os subsistemas levou o planejamento do setor a expandir de forma significativa em 500 kV CA as interligações, com ênfase na Norte – Sudeste (que evoluiu de um para três circuitos), na interligação Tucuruí-Macapá-Manaus e nos reforços das Interligações Norte – Nordeste tanto via SE P. Dutra e pela SE Ribeiro Gonçalves, além da interligação do Acre-Rondônia ao SIN.

No que diz respeito às linhas de transmissão adotadas na expansão, em 500 kV, à sua concepção foi evoluindo, passo a passo, no sentido da adoção de linhas cada vez mais compactas, com potência natural mais elevadas que as convencionais.

Nas interligações, a minimização dos custos globais levou as soluções com pequeno número de subestações intermediárias e a necessidade de, por questões elétricas, reduzir a impedância série para permitir o aumento de sua capacidade de transporte e o fluxo nesses troncos.

Tal fato levou a utilização generalizada de BCS, tendo em vista que se tratava de uma solução mais barata que a construção de um circuito adicional. Por este motivo ocorreu um crescimento do seu uso rapidamente, como uma possibilidade predominante de expansão em interligações de grande porte. A maior parte desses BCS entrou em operação até 2013.

Nesses empreendimentos, por premissas de planejamento com o objetivo de redução de custos, adotou-se correntes nominais nos BCS inferiores a capacidade de longa duração das linhas onde estavam conectados, valendo-se da capacidade de sobrecarga dos BCS para que atingissem a corrente máxima, nas situações identificadas pelos estudos de planejamento como as mais severas, que nem sempre eram da mesma magnitude da capacidade das linhas.

Isso ocorria porque nos estudos econômicos, a margem de tolerância adotada para o julgamento das alternativas permitia, por vezes, a escolha de condutores de maior bitola que resultavam em maior capacidade de longa/curta duração da linha de transmissão. Essa capacidade era maior que o fluxo indicado nos estudos, uma vez que estes levavam em conta restrições elétricas, questões de segurança sistêmica e limites de estabilidade que não permitiam um fluxo maior na topologia do sistema que existia na época da concepção.

Aqueles estudos também partiam do pressuposto que as situações identificadas no planejamento se repetiriam por poucas vezes ao longo da vida útil da instalação. Naquela época, as normas vigentes não limitavam o número de sobrecargas aplicadas aos BCS ao longo da sua vida útil.

Entretanto, na última década, a matriz elétrica brasileira de geração começou a se alterar de forma significativa. A introdução em grande escala de geração de renováveis, principalmente eólicas e até mesmo, em grau menor, de fotovoltaicas, multiplicou o número de acessos à rede básica em pontos originalmente não mapeados. O planejamento teve de desenvolver redes coletoras no Nordeste e novas interligações para possibilitar o escoamento adequado do fluxo das novas gerações. A caracterização dos subsistemas mudou e várias outras interligações em 500 kV foram desenvolvidas e reforçadas, sempre com longos trechos entre subestações.

A evolução da rede, de uma certa forma, não ocorreu conforme previsto de início e os BCS passaram a se tornar fator limitante na utilização da rede de transmissão. As suas correntes nominais foram determinadas na etapa de concepção, com base em restrições elétricas de natureza sistêmica que acabaram por não se confirmar com a evolução real do SIN. Como essas correntes eram inferiores às capacidades das linhas onde estavam localizados, os BCS passaram a limitar a capacidade de transmissão nesses troncos.

Em 2016, iniciou-se um processo para substituição de BCS na interligação Norte-Sudeste. Neste processo 17 BCS, localizados nas subestações de Peixe II, Miracema, Gurupi, Serra da Mesa e Samambaia, sofreram um processo de renovação integral com novos valores de corrente nominal e MOV redimensionados. Esse tipo de substituição foi um processo laborioso, tendo em vista os prazos envolvidos, os desligamentos necessários e as particularidades dos arranjos físicos de cada uma das subestações envolvidas.

Nessa concepção de expansão, a sinalização econômica regulatória não foi suficiente para evitar uma grande incidência de seccionamentos de linhas de 500 kV, às vezes, em mais de um ponto na mesma linha. Ocorre que quando esses seccionamentos acontecem em linhas médias e/ou longas, por vezes provocam sobrecompensação

shunt nos trechos resultantes da linha. Isto demanda, muitas vezes, a necessidade de remanejamento de reatores de linha para barra e/ou restrições operacionais que podem levar aos fenômenos de perda de zero de correntes nas linhas afetadas (energização e religamento). Seccionamentos de linhas não previstos onde também existam BCS podem impactar a distribuição de correntes tanto em regime permanente quanto durante a ocorrência de faltas, podendo afetar os BCS de forma indesejada, ou levar a uma perda de seletividade nas atuações das suas proteções de sobrecarga dos MOV, em relação ao projeto original (desempenho do BCS na falta interna e externa).

Em alguns casos, mais severos, a corrente nominal de projeto dos BCS foi superada, levando a necessidade de evitar a instalação de equipamentos planejados, leiloados, especificados, adquiridos e fabricados e que hoje se encontram no almoxarifado por não ser possível a sua operação nas novas condições de operação. Esse foi o caso específico do BCS localizado no trecho em 500 kV da LT S. João do Piauí – Gilbués II, de 355 Mvar, ocorrido em 2013 (5).

A partir desse evento, o órgão planejador, de certa forma, considerando as dificuldades advindas de acessos de geração não identificáveis no tempo do planejador, praticamente deixou de considerar como uma alternativa viável a possibilidade de inserção de novos BCS na expansão do sistema.

Com o processo de insolvência do agente transmissor responsável por reforços na interligação Norte-Sudeste, no período 2015-2016, várias linhas licitadas não foram concluídas, tendo havido a necessidade de planejar a substituição de alguns dos troncos licitados, como por exemplo Xingu - Serra Pelada – Miracema – Gilbués, agora sem a compensação série original. As linhas de SIL elevado já adotadas nos leilões de transmissão (1450 MW) passaram a ser substituídas por linhas de SIL ainda maior (1670 MW– trechos Miracema – Gilbués – Barreiras, Leilão 02/2017, Lote 4), conforme documentado em (6).

Entre 2015 e 2018 foram leiloados 35 trechos de linha em 500 kV de potência natural elevada no Brasil. Treze deles resultaram em extensões superiores a 300 km e três acima de 400 km, sendo o mais extenso deles de 443 km, extensão tecnicamente inédita no Brasil, com todos os problemas de engenharia associados.

Em um sistema de 500 kV cada vez mais malhado, direcionar o fluxo necessário para os centros de carga fica cada vez mais difícil com a utilização de linhas que possuam impedância série mais alta ou SIL equivalente mais baixo. De tal sorte que as linhas de SIL mais elevado, por exemplo 1650 MW, passaram a ser a escolha natural e rotineira do planejamento.

Isso ocorreu porque a alternativa a uma LPNE desse tipo, por exemplo, seriam duas linhas em paralelo de SIL equivalente mais baixo e que possuem um custo global agregado mais alto, de tal sorte que no cotejamento econômico a vantagem da utilização de apenas uma linha LPNE era sempre alta.

Essas LPNE apresentam um acoplamento eletromagnético muito forte e uma geração de reativos da ordem de 2,0 Mvar/km, com baixas relações  $C_0/C_1$  (relação das capacitâncias de sequência zero e positiva  $< 0,4$ ). Os níveis de compensação shunt, em termos de Mvar, se elevam em relação as linhas mais usuais, mesmo que compactas e de SIL elevado. De tal sorte, que causam, mesmo em regime permanente, uma forte elevação de tensão para baixos carregamentos. Em várias situações foi necessário especificar tensões superiores a 550 kV para o dimensionamento do isolamento das linhas para frequência fundamental. Reatores especiais com tensão nominal mais elevada ou com refrigeração especial passaram a ser necessários. Como exemplo mencionamos a LT 500 kV Xingu-Serra Pelada-Miracema, trechos de 415 e de 443 km de extensão, onde o Anexo Técnico do Edital do Lote 3 do Leilão 02/2017 estabeleceu uma tensão de 580 kV, como tensão máxima operativa, para o dimensionamento das linhas.

Das 35 linhas que passaram pelo projeto básico, 13 necessitaram de reatores com o neutro isolado para 145 kV, 18 com o neutro isolado para 72,5 kV. Isso significa que em 31 projetos ocorreu uma elevação do fator de aterramento, por meio da aplicação de reatores de neutro, por vezes em trechos de grande comprimento, resultando em rejeições de carga severas, principalmente em troncos radiais. Esse tipo de linha adota níveis de compensação shunt bastante elevadas, fato pelo qual, quando associados ao forte acoplamento entre as fases, torna o religamento monopolar com sucesso uma possibilidade remota. Para fugir de ressonâncias na faixa operativa de frequência seria necessário reduzir a compensação, mas se isso ocorrer, a energização se torna difícil, pois não se consegue manter a tensão dentro dos critérios.

Em 5 trechos o religamento monopolar sequer foi possível. Em 14 desses trechos só foi possível religar com um tempo morto de 2 segundos/80 A, que já é uma extrapolação de um critério de extinção de corrente, onde só há pontos medidos até 70 A/1,75 segundos. De uma forma geral, trechos de linha acima de 300 km com SIL de 1650 MVA apresentam problemas relativos ao religamento monopolar ou como consequência da rejeição de carga com um fator de aterramento local alto pela aplicação de reatores de neutro de alto valor.

Outros equipamentos passaram a merecer atenção especial, tais como chaves seccionadoras com lâminas de terra, em função do forte acoplamento, levando a soluções, por vezes, não normalizadas. Para-raios passaram a ser

especificados com múltiplas colunas, tendo em vista que as sobretensões advindas de rejeição de carga passaram a ser determinantes, em várias situações. A própria tensão nominal dos para-raios passou a ser afetada, muitas vezes tendo sido necessária a adoção de 444 kVnominal em detrimento dos 420 kVnominal usuais. Quanto aos disjuntores, em alguns casos, mais críticos, é necessário avaliar a velocidade de crescimento da tensão quando da rejeição, para verificar se eles serão capazes de efetuar a abertura, dentro dos limites de tensão para os quais foram dimensionados. A adoção de longos trechos de linha, entre subestações também sofre consequências severas de seccionamentos imprevistos. A compensação shunt fixa na linha, na maior parte das vezes, deve ser relocada como manobrável para o barramento da subestação adjacente, quando há espaço físico, e nova compensação shunt de outra capacidade deve ser instalada na linha, quando o novo comprimento do trecho assim o exige. Seccionamentos imprevistos afetam toda sorte de instalação: LPNE, linhas convencionais e linhas compensadas com bancos de capacitores série, por motivos diversos.

Isso se tornou evidente com a rápida evolução dos acessos de usinas eólicas e solares nos últimos 4 a 5 anos. Como as subestações estão muito distantes e as potências dos novos parques não são desprezíveis, têm-se mostrado economicamente atrativo para os empreendedores seccionarem essas linhas de elevado comprimento, mesmo que em nível de tensão de 500 kV. Nesses casos, como a conexão é *shallow*, não sendo imputado ao agente o custo pela necessidade de reforço/melhoria local da rede, mas cabe ao ONS identificar a necessidade de realocação dos reatores de linha para a barra e a definição, se for o caso, de nova compensação shunt. Como exemplo de acessos em 500 kV que resultaram em seccionamentos, mencionamos Curral Novo do Piauí (LT S. João do Piauí – Milagres), Santo Antonio dos Lopes (LT Presidente Dutra – Miranda II), Sol do Sertão (LT Bom Jesus da Lapa – Gentio do Ouro), entre vários outros. Por outro lado, mesmo durante os leilões, vários empreendimentos passaram a seccionar linhas existentes.

Essa multiplicidade de seccionamentos, traz problemas associados a manutenção dos desbalanço entre fases dentro dos limites, readequação de proteções, cabos para-raios entre outras. Sem contar com a reavaliação da viabilidade das manobras controladas ou não controladas das linhas, conforme originalmente concebidas.

Por outro lado, o baixo número de subestações intermediárias, reduz as possibilidades de alocação de compensação reativa manobrável, dificultando o controle de tensão em carga mínima em condições extremas de operação.

#### 4. CONCLUSÕES

Numa rede CA cada vez mais malhada e com a necessidade de direcionar o fluxo das áreas geradoras, distantes das cargas, para os principais centros consumidores de forma eficiente, a opção por expandir o sistema sem a elevação da tensão de transmissão tem levado a soluções que necessitam de linhas de SIL equivalente elevado e grandes distâncias entre subestações. Dentro dessa ótica, os BCS são uma alternativa viável como uma forma de reduzir a impedância série das linhas de transmissão, sem impactar tecnicamente o desempenho da linha em eventos que envolva a sequência zero como o religamento automático monopolar e superação de reatores de neutro de reatores de linha.

A adoção indiscriminada, de linhas com SIL da ordem de 1650 MW em trechos de linha de 300 km ou mais tem trazido dificuldades operativas difíceis de superar, inviabilizando em várias situações o religamento monopolar rápido, recurso importante para a flexibilidade da operação. Em situações em que há usinas térmicas próximas o religamento tripolar, por vezes, impõe esforços aos eixos das mesmas superiores às suas suportabilidades. Nesses casos a impossibilidade do religamento monopolar se torna ainda mais restritivo. O Operador do Sistema não pode prescindir de flexibilidade operativa e, portanto, o religamento automático monopolar é previsto em Procedimento de Rede. Em alguns casos isso não vem sendo atendido.

Seccionamentos imprevistos de linhas de transmissão trazem consequências indesejáveis para qualquer que seja a opção de expansão de transmissão, seja por meio de LPNE seja por meio da compensação série, e estão relacionadas a possibilidade dos novos trechos resultarem sobrecompensados, de forma série ou shunt. No entanto, se a filosofia de expansão se mantiver, isso não é motivo para desprezar, como opção, a adoção de trechos selecionados e devidamente estudados com compensação série.

É possível, tanto na etapa de planejamento quanto dentro do projeto básico da instalação, tomar os cuidados necessários para que os BCS operem com sucesso, sem se tornarem um gargalo para a evolução futura da rede. A escolha da corrente nominal adequada, compatível com a corrente de longa duração da linha, é requisito importante, mesmo que isso encareça a solução, ela continua competitiva em relação a adoção de uma linha adicional. Outrossim, os BCS podem também ser especificados para uma corrente nominal inicial menor e outra maior, com o mesmo grau de compensação, que será feita através de células capacitivas complementares e novos MOV.

Por fim, os principais pontos necessários para se ter os BCS modelados no programa ATP foram descritos e as boas práticas de modelagem salientados de forma a facilitar a avaliação e aprovação desses modelos na base de dados de modelos do ONS.



## 5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Technical Brochure 829 JWG C4/B5.41, Cigre, “Challenges with series compensation applications in power systems when overcompensating lines”, March 2021.
- (2) A.R.M. Tenório, A.A Nohara, A.F.C. Aquino “Brazilian Experience Regarding Interactions between Series Capacitors and SVCs – Main Challenges of Tucuruí-Macapá-Manaus Interconnection Project”, B4-201, Cigre 2016, Paris.
- (3) J. Samuelsson, R. Tenório, A. D’Ajuz, G. Ingeström, C. Älvegran, “Engineering Aspects on Series Capacitors for EHV Networks in Brazil”, IEEE T&D Brazil, São Paulo, 2002.
- (4) Nota Técnica ONS 0026-2016 – Recapacitação Bancos de Capacitores Série Interligação Norte-Sul, 2016.
- (5) Nota Técnica EPE-DEE-NT-101/2015-Revisão 0, Avaliação do Escoamento de Energia Eólica na SE 500/230 kV Curral Novo do Piauí II.
- (6) Nota Técnica EPE-DEE-NT-066/2017 - Recomendação de Reforços para Mitigar atrasos de Instalações de Transmissão Concedidas – Avaliação de Transitórios Eletromagnéticos de Manobra.
- (7) Nota Técnica ONS-NT-0115/2019 - Requisitos Básicos para Modelagem de Banco de Capacitores Série no Programa ATP.

### DADOS BIOGRÁFICOS



Antonio Ricardo de Mattos Tenório, engenheiro eletricitista graduado pela Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) na turma de julho de 1982. Fez pós-graduação no CESE na Escola de Engenharia de Itajubá (EFEI, 1985). Concluiu seu mestrado pela UMIST (1995), na Inglaterra, na área de sistemas elétricos e eletrônica de potência. Desde 2004 trabalha no ONS, na área de estudos especiais, como engenheiro especialista. Suas áreas de interesse envolvem sistemas CA e CC, estudos elétricos e eletromagnéticos, qualidade de energia, equipamentos FACTS e HVDC. É o atual Coordenador do CE B4-Elos de Corrente Contínua e Eletrônica de Potência/CIGRE-Brasil.

### (2) KARINA STOCKLER HERSZTERG

Karina Stockler Herszterg, engenheira eletricitista formada pelo Centro Federal de Educação Tecnológica - CEFET-RJ em 1999. Em 2004, obteve grau de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ. Trabalha no ONS desde 2011 onde é Engenheira de Sistemas de Potência com atuação na área de Estudos Especiais, com ênfase em transitórios eletromagnéticos e transitórios eletromecânicos. Tem interesse pelas áreas de transitórios eletromagnéticos, HVDC, FACTS e Sistemas de Potência.

### (3) HELIO PESSOA DE OLIVEIRA JUNIOR

Hélio Pessoa de Oliveira Júnior, engenheiro eletricitista pela PUC-RJ (1982), com experiência em estudos de sistemas elétricos com ênfase em modelagens de rede para uso nos programas EMTP/ATP, fluxo de carga e estabilidade transitória. Trabalhou em empresas tradicionais do setor (Itaipu, Eletronorte e ONS desde 2000) e em empresas de consultoria. Atua hoje na área de engenharia de instalações e equipamentos, como engenheiro especialista, com ênfase em estudos de engenharia, dimensionamento e aquisição de equipamentos (CA/FACTS/CC) e estudos operativos. Participou da elaboração dos Anexos Técnicos -600/ -800kVcc(Madeira,Belo Monte) e análise dos projetos básicos.