

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

### **ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE AS CURVAS PV ESTÁTICAS E DINÂMICAS DE PROPOSTA DE IMPLANTAÇÃO DE COMPENSADOR SÍNCRONO NO TRAMO OESTE DO SIN PARA MELHORIA DA ESTABILIDADE DE TENSÃO.**

**WESLEY RODRIGUES HERINGER(1); RAFAELA RESPLANDE DO ESPÍRITO SANTO; ESTEFERSON SANTANA QUADROS; HUMBERTO ASSIS DAMASCENO; LOREDDANA MONTEIRO BANDEIRA; CLAUDIO DE BRITO MONTEIRO  
UFPA(1)**

## **RESUMO**

O sistema Tramoeste é responsável pelo atendimento do oeste do estado do Pará. Houveram diversas perturbações associadas à estabilidade de tensão no Tramoeste, ocasionando cortes parciais ou totais de cargas. Tais perturbações comprometem o abastecimento nessa região e desencadeiam perdas diversos ao consumidor. Este trabalho objetiva comparar as Margens de Estabilidade de Tensão e os Pontos de Máximo Carregamento, extraídos de curvas PV estáticas e dinâmicas, após implantação de Compensador Síncrono na subestação de Rurópolis 230 kV. As curvas PV estáticas e dinâmicas foram obtidas por meio de simulações com o auxílio do software ANAREDE e o software de Análise de Transitórios Eletromecânicos ANATEM.

**PALAVRAS-CHAVE:** Tramo Oeste, Estabilidade de Tensão, Análise estática e dinâmica, Compensador Síncrono.

## **1.0 INTRODUÇÃO**

Na região Norte, o eixo Tramo Oeste é o sistema de transmissão responsável pelo atendimento à área oeste do estado do Pará. Os barramentos de transformação 500/230 kV de Tucuruí e de Xingu conectam a área Tramo Oeste a outras áreas (1). O sistema Tramo Oeste caracteriza-se como radial simples, em 230 kV, com 662 km de extensão, com início na Usina Hidrelétrica (UHE) de Tucuruí e segue em direção às subestações (SE) Altamira, Transamazônica e Rurópolis. Da estação de Rurópolis derivam três circuitos de 138 kV, originados por três transformadores 230/138 kV de 100 MVA cada, que interligam as SE de Itaituba e Tapajós, e a partir desta última, dois circuitos seguem até as subestações de 138/13,8 kV de Santarém e Muiraquitã (2). Além das subestações já citadas, a área de 230 kV do Tramo Oeste conta ainda com três unidades geradoras na UHE Curuá-Una, uma fornecendo 10,8 MW e duas 12,5 MW cada, totalizando cerca de 30 MW; além desta, as seis unidades geradoras da UHE Pimental, contribuem com aproximadamente 233,4 MW, assim auxiliando na garantia de condições de estabilidade de tensão do sistema Tramo Oeste.

Em 2013, vários cortes de carga ocorreram na região, atribuídos ao afundamento de tensão, decorrentes do esgotamento de recursos para o controle de tensão da área e do carregamento do sistema superior ao seu limite de estabilidade de tensão. Tais intercorrências geraram uma demanda de estudos, projetos de pesquisa na tentativa de que estes cortes não mais ocorram (3). Diante dos registros de medições ceididos pela Equatorial Energia Pará, nas saídas dos alimentadores das subestações e barramento 138 kV da SE-Tapajós, o qual demonstrou oscilações de tensão e corrente prejudicando os consumidores. Estas perturbações foram associadas ao problema de instabilidade de tensão do sistema Tramo Oeste 230/138 kV a partir de Rurópolis.

Um exemplo de intervenção recentemente realizada foi o início da operação da UHE Pimental, no final do ano de TUCURUI Xingu BELO MONTE Altamira PIMENTAL Transamazônica Rurópolis SANTARÉM Tapajós CURUÁ-UNA 2016, que contribuiu para melhorar as condições de controle de tensão da região de Altamira e o aumento do limite máximo de fluxo na LT 230 kV Altamira – Rurópolis, decorrendo na estabilidade de tensão, em regime normal de operação, na região de Rurópolis. Outro exemplo nesse sentido, devido aos problemas de atendimento às cargas do sistema do Tramo Oeste, em Contrato de Concessão de Transmissão, realizado em 2017, estabeleceu a data de 11.08.2022, para a entrada em operação da solução estruturante (FIGURA 2), correspondendo a implantação do sistema Altamira-Transamazônica-Tapajós de 230 kV e de dois Compensadores Síncronos (CS), um deles na SE Rurópolis e outro na SE Tapajós [2]. A FIGURA 1 ilustra o diagrama unifilar atual e pretendido do sistema Tramo Oeste.

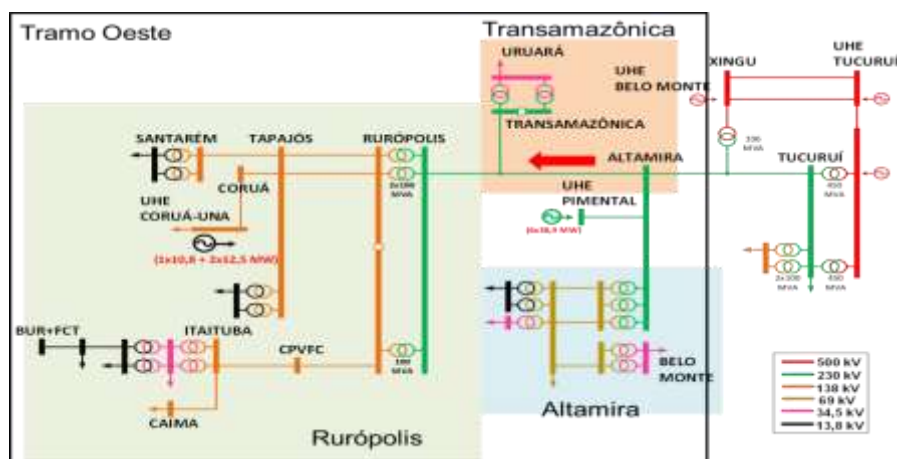


FIGURA1. Diagrama unifilar atual e futuro do sistema Tramo Oeste

Até a solução estruturante ser implementada, foi proposto, como solução paliativa, conforme recomendado no Plano de Ampliações e Reforços (PAR) 2018 – 2022 do ONS e para o Plano Decenal 2018 – 2022 da Equatorial Energia, a implantação de um CS de (-55/110) MVar na SE de Rurópolis de 230 kV. Esta é considerada uma solução paliativa de curto prazo para os problemas de instabilidade de tensão no eixo Tramo Oeste, e de ter a capacidade de eliminar a necessidade de Usina Termelétrica até 2022 (4).

Com o intuito de tornar o estudo de estabilidade de tensão do sistema Tramo Oeste ainda mais abrangente, este trabalho visa avaliar a contribuição da implementação do CS de (-55/110) MVar na SE de Rurópolis de 230 kV por meio dos resultados comparativos entre a análise estática e a análise dinâmica, buscando-se uma resposta sobre o quão otimistas e/ou realistas são as diferenças existentes entre esses dois tipos de estudo.

## 2.0 LEVANTAMENTOS, CONCEITOS E DEFINIÇÕES NORTEADORES

### 2.1 Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) é um sistema fortemente não linear, cuja operação está sujeita a constantes variações das cargas envolvidas, das tensões entregues pelos geradores e de parâmetros chave de operação, os quais alteram continuamente. A estabilidade de um SEP é definida como a capacidade deste sistema restabelecer um estado de equilíbrio operacional, após sofrer uma perturbação, para uma dada condição de operação inicial, de modo que as variáveis do sistema estejam dentro de limites estabelecidos. A classificação do SEP pode ser realizada levando-se em consideração aspectos como natureza física do modo resultante de instabilidade, o tamanho do distúrbio em questão, os dispositivos, os processos envolvidos e o intervalo de tempo do evento.

### 2.2. Estabilidade de Tensão

A definição de estabilidade de tensão baseia-se na capacidade de um sistema elétrico de potência (SEP) de manter as tensões, em níveis adequados, em todos os barramentos do sistema, após ter sido submetido a uma perturbação a partir de uma dada condição inicial ou quando este se encontra em regime de operação normal. A estabilidade é dependente da capacidade de manter e/ou restaurar o balanço de potência reativa do sistema, ou seja, entre a demanda e o suprimento feitos, principalmente, pelas unidades geradoras (5).

A perda da estabilidade de tensão pode desencadear uma gradativa sub ou sobretensão em alguns barramentos do sistema, com grandes possibilidades de perda de blocos de cargas em áreas específicas ou, até mesmo, acionar mecanismos de proteção que culminem no desligamento de elementos do sistema ou de linhas de transmissão. O problema da instabilidade de tensão é sistêmico, portanto, pode espalhar-se por todas as áreas do sistema. A delimitação da extensão do impacto da instabilidade sobre o sistema está relacionada com a potência ativa transmitida e a possibilidade de injeção de potência reativa (6).

A instabilidade de tensão não necessariamente representa o fenômeno de colapso de tensão propriamente dito. Na verdade, este fenômeno é um processo mais amplo e complexo do que a instabilidade de tensão por si só. Ele está relacionado a uma sequência de eventos que acompanham a instabilidade de tensão, os quais podem levar o sistema a operar em níveis muito baixos de tensão, ou a um cenário pior de *blackout*, como o ocorrido nos meses de agosto e setembro de 2013, no sistema Tramo Oeste (5).

A estabilidade de tensão é classificada quanto à dimensão da perturbação e à sua duração. No que se refere à dimensão, a perturbação é agrupada em pequenas ou grandes, e certos componentes e processos que interferem na estabilidade de tensão são considerados, como o transformador com comutação de tape sob carga (OLTC) e limitador de sobre corrente de excitação (OEL). Além disso, o intervalo de tempo de uma perturbação submetida a análise também deve ser levado em consideração, e para este caso, a estabilidade de tensão é classificada como de curto prazo ou de longo prazo. Esta classificação permite especificar que tipos de fenômenos devem ser avaliados por meio da análise estática daqueles em que a análise dinâmica seria mais indicada (5).

Portanto, em estudos de estabilidade de tensão delimitar a severidade da perturbação, bem como o intervalo de tempo desta é importante para a escolha da análise a ser feita para a obtenção de resultados mais fidedignos à realidade dos fatos. Além disso, a partir desta subclassificação discute-se também sobre a participação de componentes e processos que afetam a estabilidade de tensão do SEP.

### 2.3 Principais Componentes que Afetam a Estabilidade de Tensão

Sabe-se matematicamente que a transmissão de potência reativa depende principalmente da magnitude da tensão. Esta relação de dependência pode ser trabalhada com o auxílio de diversos componentes presentes nos sistemas de potência, que de forma isolada ou combinada, realizam o controle de tensão por meio do balanço do fluxo de potência reativa, via injeção, absorção ou controle desta (6). Diante do exposto, ressalta-se que o estudo destes componentes é fundamental para a compreensão da influência deles nos diversos mecanismos de controle e nas análises de estabilidade de tensão. Foram destacados neste trabalho, a influência dos seguintes componentes: carga, gerador, OLTC e OEL.

#### 2.3.1 Cargas do sistema:

As cargas costumam ser representadas por dois modelos: estático e dinâmico. O modelo estático da carga expressa as características da carga, em um instante de tempo, como funções algébricas da magnitude de tensão e frequência de uma barra. A relação existente entre a magnitude da tensão e a potência. Sendo a potência ativa consumida (efetiva) pela carga para qualquer tensão, a potência reativa consumida (efetiva) pela carga para qualquer tensão, a potência ativa consumida (nominal) pela carga na tensão de referência, a potência reativa consumida (nominal) pela carga na tensão de referência, a tensão de referência (nominal) na barra. As cargas são classificadas quanto à sua sensibilidade à tensão. Elas podem ser do tipo: potência constante (sensibilidade nula), corrente constante (sensibilidade igual a um) e impedância constante (sensibilidade igual a dois) (5).

#### 2.3.2 Geradores:

Os geradores tem como função o suprimento da demanda de potência ativa e reativa do SEP. Eles apresentam uma curva de capacidade que estabelece os limites de potência ativa e reativa, de modo que, uma vez, transpostos esses limites há atuação de proteção. Até que sua condição de operação volte se estabilizar, outro gerador deve suprir a demanda. O redimensionamento para outras unidades geradoras tem papel crucial para prevenção ou retardo do colapso de tensão, pois a ação de controle inviabiliza continuidade de operação dos geradores. O Regulador Automático de Tensão (RAT), comumente encontrado nos geradores síncronos, é um dispositivo relevante para o controle de tensão (6).

#### 2.3.3 Transformador Com Mudança de Tape Sob Carga:

O Transformador com Mudança de Tape sob Carga (OLTC) é um equipamento amplamente utilizado para o controle de tensão e do fluxo de potência reativa, por meio de variações na posição do tape, através de alterações feitas na relação de espiras do transformador. Esta relação determina a relação proporcional entre as tensões do enrolamento primário e secundário. Logo, a variação do tape de um transformador implica na redução ou elevação da tensão (5). Assim, quando a tensão do barramento não estiver apresentando valores aceitáveis, o OLTC tenta restabelecê-la, conduzindo o sistema a pontos de operação onde os mecanismos dinâmicos lentamente contribuem para a diminuição da tensão (7).

#### 2.3.4 Limitador de Sobrecorrente de Excitação:

O limitador de sobrecorrente de excitação (OEL ou OXL, do inglês *Overexcitation Limiter*) é utilizado para limitar a corrente de campo da máquina, prevenindo um superaquecimento provocado pela exposição prolongada do circuito de campo a sobrecorrentes. De modo resumido, a ação de controle do OEL é iniciada pela detecção de sobrecorrente no enrolamento de campo da máquina. Através do regulador AC, o OEL reduz a corrente de campo conduzindo o gerador e, conseqüentemente, o sistema, como um todo, a um estado de criticidade, já que quando o OEL é acionado ocorre a limitação da corrente de campo da máquina até atingir um valor seguro. Neste instante, o gerador perde o controle de tensão e fica impossibilitado de injetar reativo para o sistema (5).

#### 2.3.5 Compensador Síncrono:

O modelo de controle de tensão por tensão de excitação é o modelo que melhor representa o Compensador Síncrono (CS). Isto porque o controle de tensão será modelado, local ou remotamente, através da ação do RAT

sobre a tensão de excitação, levando a uma variação no módulo da tensão da barra interna do gerador de acordo com a tensão estabelecida na barra controlada, bem como do ponto de operação do sistema em avaliação. Os CS influenciam na estabilidade de tensão, pois são capazes de controlar a geração/consumo e fluxo de potência reativa.(5)

#### 2.4. Análise Estática e Dinâmica

A análise estática é muito útil para análise de contingências, permitindo uma avaliação simples e rápida das condições críticas do sistema de potência. Dentre os métodos estáticos, este trabalho utiliza a curva PV, obtida via Fluxo de Potência Continuado (FPC). Este método consiste em cálculos, realizado diversas vezes, do fluxo de potência convencional, sendo que em cada cálculo a carga é incrementada em um parâmetro de continuação (denominada  $\mu$ ) pré-estabelecido. O parâmetro  $\mu$  representa uma variação gradativa do carregamento do sistema, correspondendo a uma variação na potência ativa ou reativa. Desse modo, o resultado encontrado com o método do fluxo de potência convencional, para uma barra PQ, será um ponto da curva PV do sistema. Quando se aproxima do ponto de máximo carregamento do sistema elétrico, a matriz Jacobiana (J) utilizada nesta técnica fica próxima da singularidade, instante em que o fluxo de potência convencional passa a ter problemas na convergência (6). A FIGURA 2 demonstra um esquema do funcionamento do FPC utilizando a carga como parâmetro de continuação, resultando na construção da PV, a partir de onde se pode definir o Ponto de Máximo Carregamento (PMC) do SEP.

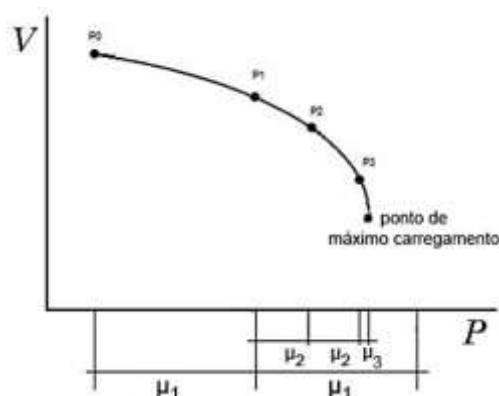


FIGURA2. Esquema de funcionamento do Fluxo de Potência Continuado.

A análise dinâmica é realizada por meio de simulação completa no domínio do tempo, levando-se em consideração a dinâmica de equipamentos, como o OLTC e OEL, obtendo-se resultados mais fidedignos ao comportamento real do sistema de potência. A aplicação deste tipo de análise está voltada para o estudo de fenômenos dinâmicos com o maior detalhamento possível, por esse motivo exigem um maior esforço computacional.

A simulação completa no domínio do tempo envolve um conjunto de equações algébrico-diferenciais não lineares; especificamente, as equações diferenciais modelam os elementos dinâmicos do sistema e as equações algébricas modelam a rede. A solução destas equações é obtida através de métodos de integração numérica, permitem transformar as equações diferenciais em algébricas em cada passo do intervalo de tempo, tornando a manipulação igual às demais equações algébricas da rede sob análise (5).

#### 2.5. Análise das Curvas PV Estáticas e Dinâmicas

A curva PV representa a variação da tensão de determinada barra de carga em função do aumento do carregamento do sistema. Um dos métodos utilizados na análise das curvas PV, tanto estáticas quanto dinâmicas, para o estudo da estabilidade de tensão é o PMC do sistema, indicador da carga máxima que o sistema consegue suprir. Neste ponto, comumente conhecido como “nariz da curva”, é onde o sistema pode entrar em colapso de tensão, caso a carga continue aumentando, uma vez que nenhum acréscimo de potência pode ser transferido pelo sistema de transmissão (5). No entanto, para (7), a “ponta do nariz da curva” não necessariamente representa o limite de instabilidade de tensão, e que este seria um valor de tensão menor.

A FIGURA 3 demonstra um modelo de curva PV, onde estão especificados os parâmetros utilizados para as análises estáticas e dinâmicas, os quais são: Ponto de Operação Inicial/Estável (Po), Ponto de Máximo Carregamento (PMC) e Margem de Estabilidade de Tensão (MET). A MET é utilizada como medida da capacidade de transferência do sistema de potência, e é obtida por meio da distância, absoluta ou relativa, entre o Po e PMC. Os pontos de operação onde o sistema é estável situam-se na parte superior da curva, acima da linha tracejada identificando a MET, considerado ponto de operação normal. Já os pontos inferiores representam os pontos de

operação instáveis, pois apresentam uma tensão menor e uma corrente maior, que dependendo da intensidade pode ultrapassar os limites térmicos toleráveis.

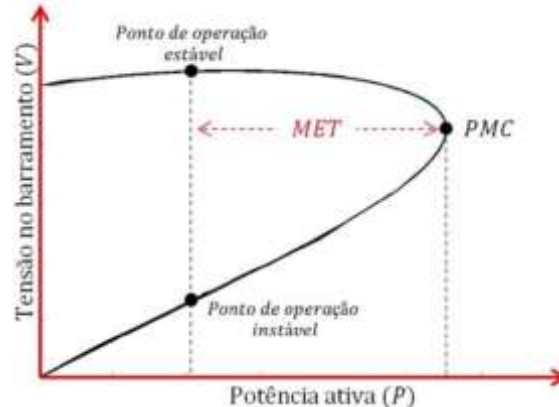


FIGURA 3 Curva PV destacando os parâmetros MET, Po e PMC.

### 3. 0 MATERIAL E MÉTODOS

Simulações computacionais foram realizadas com o intuito de obter as curvas PV estáticas e dinâmicas da SE Tapajós 138 kV, a partir de onde foram observados e comparados parâmetros, tais como Po, PMC, MET, dentre outros. Os dados utilizados neste trabalho foram fornecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro (ONS) e pela Equatorial Energia Pará, referente ao mês de fevereiro de 2018, considerando uma carga total de aproximadamente 135 MW, para o eixo Tramo Oeste, fomentando, assim, o caso base utilizado para as duas análises, estática e dinâmica.

Todos os casos estáticos foram analisados através de curvas PV obtidas com o auxílio do software ANAREDE, pela técnica do Fluxo de Carga Continuado (FPC), conforme já mencionado. Para as simulações dinâmicas, as curvas PV foram geradas com o auxílio do software ANATEM, utilizando-se o fluxo de carga convencional, obtido pela simulação estática, com o intuito de se utilizar o mesmo ponto de carregamento inicial do sistema Tramo Oeste para ambas as análises.

No caso base para todas as simulações, tanto para a simulação estática quanto dinâmica, foram consideradas as seguintes premissas: todos os capacitores do sistema de distribuição a partir da SE Rurópolis 230/138 kV ligados; apenas os reatores fixos de linha de -30 MVar das Subestações Altamira 230 kV e Transamazônica 230 kV ligados; utilizou-se os LTCs das subestações de distribuição: Tapajós 138/13,8 kV, Itaituba 138/13,8 kV e Campo verde 138/34,5 kV; considerou-se UHE Pimental com 03 máquinas ligadas; cada máquina da UHE de Curuá-Una, quando ligada, gera 7,5 MW de potência ativa; a SE Tucuruí 500 kV foi considerada como barramento infinito, logo a barra de referência do estudo, operando com nível de tensão igual a 0,95 p.u.; todas as cargas foram modeladas como 40% potência constante e 60% impedância constante para potência ativa e 100% potência constante para potência reativa; incremento de carga no eixo Tramo Oeste para geração da curva PV estática e dinâmica é de 0,5% de potência ativa da carga e 0,3% de potência reativa da carga, de forma simultânea; modelagem dinâmica dos geradores das UHE de Curuá-Una e de Pimental (parâmetros das máquinas disponíveis na base de dados do ONS); modelagem de controles e proteções das UHE de Curuá-Una e de Pimental, incluindo o limitador de sobrecorrente de excitação (OEL), limitador V/Hz, limitador de mínima excitação, limitador de corrente estatórica, limitador de corrente de campo e estabilizador de sistema de potência, associados ao RAT da UHE Curuá-Una (diagrama de blocos e parâmetros disponíveis na base dados do ONS); modelagem dinâmica dos LTC (diagrama de blocos e parâmetros usados da literatura técnica).

### 4.0 RESULTADOS E DISCUSSÃO

As avaliações, por meio do fluxo de carga continuado e por simulação completa no domínio do tempo, foram realizadas considerando-se a inclusão de um Compensador Síncrono (CS) na barra de 230 kV da SE-Rurópolis, de acordo com os seguintes passos para o seu dimensionamento: definição da referida barra como PV, potência ativa com valor nulo, tensão ajustada para 1 p.u. e valores de  $Q_{min} = -55$  MVar e  $Q_{max} = 110$  MVar, cujos limites foram especificados na Nota Técnica ONS NT 0026/2017/EPEDEE-RE-010/2017 (1).

Estipulou-se como casos base os extremos quanto ao número de máquinas operantes da UHE Curuá-Una. Neste tópico, o caso base considerou apenas um gerador síncrono em operação na UHE Curuá-Una; enquanto que no caso subsequente, o efeito do CS será avaliado com as três máquinas em funcionamento. Nesta seção, a única máquina da UHE Curuá-Una em operação apresentava os seguintes parâmetros: geração de  $P = 7,5$  MW e  $Q_{max} = 3,4$  MVar, como limite máximo de injeção de reativo.



O PMC da curva PV estática apresentou um ganho de 46,5 MW, o que corresponde o percentual de 30% em cima de seu valor sem o compensador síncrono (CS) proposto. Na análise dinâmica, o ganho foi ainda maior, culminando em um aumento de 51,6 MW (percentual de 36%) no PMC da curva PV dinâmica, ver na Figura 4-(a). Consequentemente, também foram encontrados ganhos quanto às MET de ambos os tipos de estudo, estático e dinâmico. A curva PV estática consolidou um aumento de 34,5% em relação à curva PV estática sem compensador síncrono na SE-Rurópolis-230 kV. Já a curva PV dinâmica obteve um ganho de 38,3% com a implantação da proposta mostrada na Figura 4-(b).

Estes resultados alcançaram ganhos consideravelmente superiores em comparação com os achados encontrados em um estudo anterior, o qual avaliou a expansão da capacidade dos bancos de capacitores já existentes em subestações do eixo Tramo Oeste, bem como a implantação de novos bancos de capacitores, onde obteve-se um intervalo de ganhos que variaram entre 9,88-16,84 MW.

Efetuada-se a comparação entre as curvas PV estática e dinâmica, pode-se verificar que com a implementação do CS na SE-Rurópolis-230 kV, os parâmetros analisados apresentaram valores mais aproximados. Isto pôde ser constatado pela redução de 36% nas diferenças existentes entre os PMC das respectivas curvas PV. Esta maior verossimilhança entre os parâmetros estáticos e dinâmicos também podem ser visualizados através da MET, já que com a inclusão do CS, a diferença entre as margens da PV estática e da curva dinâmica caiu de 10,4% para 6,6%.

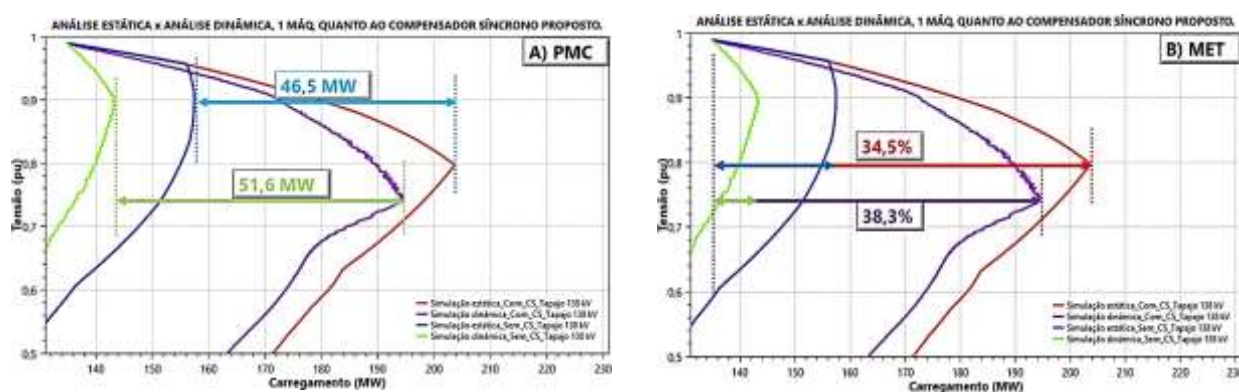


Figura 4. Curvas PV estáticas e dinâmicas da SE-Tapajós-138 kV, considerando 1 máquina da UHE Curuá-Una com a implantação do CS na SE-Rurópolis-230 kV: (A) quanto ao PMC, (B) quanto ao MET.

Nesta situação o caso base considerado incluiu a operação das 3 máquinas da UHE Curuá-Una, com geração de  $P = 7,5$  MW cada (total de 22,5 MW), e com valores limites de  $Q_{\max} = 7,5$  MVar em duas máquinas e  $Q_{\max} = 3,4$  MVar na outra, todas no modo de controle de tensão. A Figura 5-(b) demonstra os ganhos alcançados em relação ao PMC, tanto na curva PV estática, onde o aumento foi de 46,5 MW, quanto na curva PV dinâmica, estabelecendo 54,4 MW a mais, quando comparado com o caso base. Essas contribuições positivas no limite de carregamento das simulações estáticas e dinâmicas, em percentual, respectivamente correspondem a 26% e 34%, ver na Figura 5-(a). No mesmo raciocínio, na Figura 5-(b), estão representados os ganhos encontrados na MET, os quais foram de 34,2% na análise da curva PV estática e de 40,1% observada entre as curvas PV dinâmicas, com e sem o CS SE-Rurópolis-230 kV.

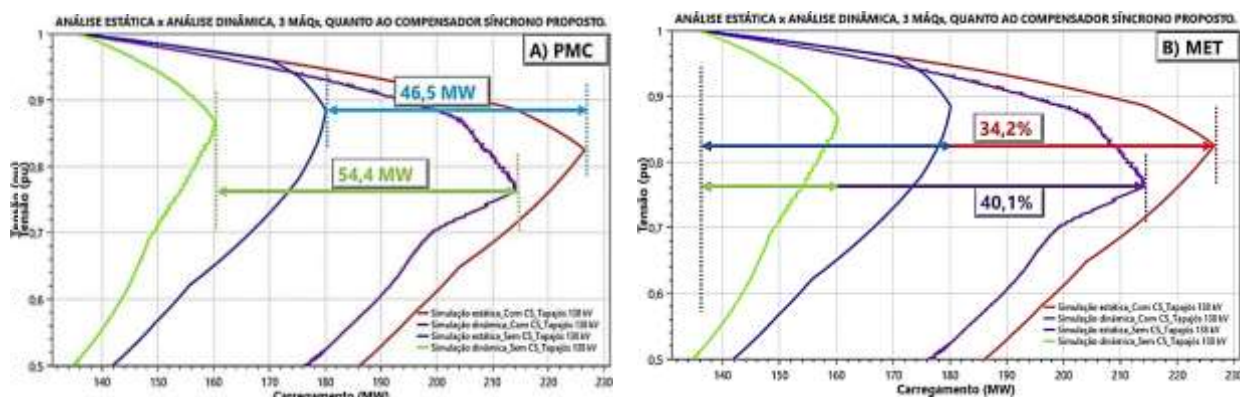


FIGURA 5. Curvas PV estáticas e dinâmicas da SE-Tapajós-138 kV, considerando 3 máquinas da UHE Curuá-Una, com a implantação do CS na SE-Rurópolis-230 kV: (A) quanto a PMC, (B) quanto ao MET.

Os ganhos (PMC e MET) obtidos com a proposta de implantação do compensador síncrono na SE-Rurópolis-230 kV não variaram significativamente quando o sistema opera com 1 ou 3 máquinas operantes de Curuá-Una, na análise estática. No entanto, para a simulação dinâmica, os ganhos, ainda que pouco, foram maiores quando as três máquinas estavam em operação, o que reforça mais uma vez a participação dos equipamentos, como OLTC e OEL, presentes na análise dinâmica.

## 5.0 CONCLUSÕES

As diferenças existentes entre os parâmetros de análise estáticos e dinâmicos, da estabilidade de tensão, reduziram com a inclusão do compensador síncrono na SE-Rurópolis de 230 kV nas simulações feitas, demonstrando uma reprodutibilidade mais fidedigna dos resultados encontrados nos dois tipos de análises.

Sabe-se que o compensador síncrono aumenta a margem de reserva reativa do sistema; nesse sentido, pode-se sugerir que o CS retarde os efeitos das ações combinadas do OLTC e OEL, os quais são um dos maiores responsáveis pelas diferenças observadas na curva PV dinâmica quando comparada a curva PV estática, onde a dinâmica desses equipamentos não é levada em consideração. Sendo assim, o compensador síncrono contribui positivamente na divisão do esforço de geração de potência reativa entre as máquinas envolvidas, favorecendo uma maior margem para a estabilidade de tensão.

Em comparação com a proposta de expansão da capacidade dos bancos de capacitores já existentes em subestações do eixo Tramo Oeste, bem como da implantação de novos bancos, a proposta de melhoria avaliada neste trabalho obteve um ganho consideravelmente maior. Entretanto, são necessários estudos adicionais que avaliem a viabilidade econômica e os efeitos sobre os limites de tensão aceitáveis envolvendo essas duas alternativas de mitigação dos problemas de instabilidade de tensão, ocorridos no sistema Tramo Oeste, buscando-se um consenso custo-benefício.

## 5.0 - BIBLIOGRAFIA

- (1) OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. "Manual de Procedimentos da Operação". Módulo 10, Submódulo 10.21, 2017.
- (2) OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. "Nota Técnica 0162/2017 – Previsão de Geração Térmica para a Região do Tramo Oeste para o Horizonte 2018 a 2022". Rev-2. 24 p. 2018.
- (3) CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ. "Tramo Oeste: Análise de Oscilações em Santarém". Rev-4.1. 17 p. Equatorial Energia. Belém, PA. 01 de fevereiro de 2018.
- (4) 6VIEIRA, J. P. A; BARATA, H. A. "Estudo de Estabilidade de Tensão no Sistema Tramo Oeste 230/138 kV". Relatório Técnico. FADESP. Belém, PA, 27 p., 2018.
- (5) KUNDUR, P. et al. "Definition and Classification of Power System Stability". IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 3, pp. 1387-1401, doi: 10.1109/TPWRS.2004.825981, Aug. 2004.
- (6) CUTSEM, T. V. & VOURNAS, C. "Voltage Stability of Electric Power Systems". Norwell: Kluwer, 1998. KUNDUR, P. "Power System Stability and Control". New York: McGraw-Hill, 1994.
- (7) 15 CORSI, S. & TARANTO, G.N. "Voltage Instability – The Different Shapes of the "Nose"". iREPSymposium – Bulk Power System Dynamics and Control – VII, Revitalizing Operational Reliability, Charleston, SC, USA, 2007.

## DADOS BIOGRÁFICOS



Possui Bacharelado pela Universidade Federal do Pará (UFPA), tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência, atuando principalmente nos seguintes temas: Proteção de sistemas elétricos de potência, integração de fontes renováveis em sistemas de energia elétrica, dinâmica de sistemas de energia elétrica, controle e estabilidade de tensão, geração distribuída e sistemas de distribuição. Atualmente é Engenheiro Eletricista pela Equatorial Energia Pará, na área de Estudos da Operação, elaborando projeto de proteção da rede subtransmissão e distribuição.

### (2) RAFAELA RESPLANDE DO ESPÍRITO SANTO

Pós-graduanda em Gerenciamento de Segurança de Processos e Engenharia de Segurança do Trabalho. Mestre em Biologia de Agentes Infecciosos e Parasitários. Graduada em Engenharia Elétrica. Graduada em Biomedicina. Carreira em desenvolvimento na área de Engenharia Elétrica, com experiência na realização de projetos de instalações elétricas, sistemas solares e documentações correlacionadas (parecer de acesso, viabilidade técnica, e afins). Experiência na realização e coordenação de calibrações, manutenções preventivas, preditivas e corretivas; conhecimento na realização de estudos de Estabilidade de Tensão de SEP e estudos de Inteligência Artificial.

### (3) ESTEFERSON SANTANA QUADROS

Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Pará (UFPA) em 2018 com ênfase nas áreas de Sistemas Elétricos de Potência e Sistemas de Controle. Durante os anos de 2017 e 2018, foi estagiário de engenharia atuando no Hospital Oncológico Infantil Octávio Lobo (HOIOL) em Belém/PA na área de Engenharia Clínica por meio da empresa Tecsaúde Engenharia Hospitalar. Atualmente, é acadêmico de Engenharia Mecatrônica no Instituto Federal de Santa Catarina (IFSC) e mestrando de Engenharia Elétrica na Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC).

### (4) HUMBERTO ASSIS DAMASCENO

Engenheiro Eletricista formado pela Universidade Federal do Pará (2018). Atualmente é aluno de mestrado no programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) na área de Processamento de Informação. Ex-estagiário de Engenharia Elétrica nas Centrais Elétricas do Norte do Brasil-Eletronorte. Atuei no Centro de Tecnologia, no processo de ensaios elétricos com alta tensão.

### (5) LOREDDANA MONTEIRO BANDEIRA

Engenheira Eletricista com experiência em regulação da distribuição; gestão e coordenação de projetos de distribuição de energia de média e alta complexidade; conhecimento e aplicação de indicadores de continuidade do fornecimento; Experiência no segmento de Operação, pós Operação da distribuição de energia e Sistema Elétrico de Potência.

### (6) CLAUDIO DE BRITO MONTEIRO

CLAUDIO DE BRITO MONTEIRO Técnico em Telecomunicações – IFPA Engenheiro Eletricista - UFPA FORMADO EM LÍGUA INGLESA - CURSO DE IDIOMAS ASLANEXPERIÊNCIA NAS ÁREAS DE INFORMÁTICA, ENGENHARIA CLÍNICA E ENGENHARIA ELÉTRICA