



## Grupo de Estudo de Análise e Técnicas de Sistemas de Potência-GAT

### Aplicação de Equivalentes Dinâmicos na Rede Elétrica Brasileira e na Avaliação de Regiões de Segurança

**RODRIGO VILLELA DE FARIA (1); ARMANDO MARTINS LEITE DA SILVA (2);  
JORGE LUIZ DE ARAUJO JARDIM (3); LUCAS RAMALHO DE LIMA (4);  
ONS (1); PUC-Rio (2); HPPA (3); UNIFEI (4);**

#### RESUMO

Tendo em vista a expansão do Sistema Interligado Nacional (SIN), a crescente inserção de elos CC e a elevada participação de fontes renováveis, especialmente eólica, é esperado um aumento do número e da complexidade dos modelos para simulações dinâmicas. Portanto, é de extrema relevância a obtenção de soluções computacionais viáveis que permitam resolver esses problemas, tanto para utilização *online* como para o planejamento da operação. Serão apresentadas duas aplicações de equivalentes dinâmicos no SIN. Na primeira, utiliza-se uma rede reduzida do SIN para atendimento aos estados do Acre e Rondônia, incluindo o cálculo de regiões de segurança. Na segunda, mais geral, reduz-se partes do SIN considerando o bloqueio total do Bipolo Xingu-Estreito.

#### PALAVRAS-CHAVE

Equivalentes estáticos, equivalentes dinâmicos, avaliação de segurança *online*, planejamento da operação de grandes sistemas, simulação em tempo real.

#### 1.0 - INTRODUÇÃO

Modelos equivalentes para sistemas de energia são normalmente usados para avaliação de segurança *online*, planejamento da operação de sistemas interligados de grande porte e simulação em tempo real. Para a avaliação de segurança *online*, a representação de partes do sistema não observadas por modelos equivalentes, melhora o desempenho computacional, o que é um requisito importante para tais aplicações. Tal representação se torna ainda mais necessária quando informações sobre o status das áreas não observadas estão indisponíveis. Grandes redes não podem ser representadas em simuladores em tempo real devido a limitações de *hardware* sendo, portanto, a redução de rede obrigatória. Para estudos de planejamento, as reduções fazem sentido se o sistema for muito grande e o foco da análise for restrito a uma parte relativamente pequena do sistema. Em particular, para estudos que exigem grandes números de simulações (e.g., repetidas e extensas análises de contingência), o uso de equivalentes de rede pode economizar uma considerável quantidade de tempo.

O tema dos equivalentes de rede recebeu atenção significativa nos anos 70 e 80, principalmente com o propósito de ser utilizado na avaliação de segurança estática *online*. As referências [1–4] representam, em parte, as principais contribuições para o campo nesse período. Vários métodos são propostos na literatura, no entanto, o método Ward e algumas de suas variantes serão utilizados neste trabalho. Suas vantagens e desvantagens foram detalhadas nos estudos [2,3]. A seguir, é feito um resumo das justificativas para a sua utilização:

- Foi demonstrado que com variantes do método Ward obtêm-se resultados muito precisos e consistentes para diferentes sistemas e configurações;
- Ao se adotar as melhores práticas, não se geram redes mal condicionadas;
- O método Ward-PV também é adequado para a computação de equivalentes dinâmicos ao reter geradores que podem ser agregados em um segundo passo;
- O método pode reter circuitos de baixa impedância entre as áreas, em vez de criar circuitos fictícios, sendo por esses caminhos retidos que os modos eletromecânicos se propagam.

O problema, como apresentado em [5], é formulado pela definição de um subsistema de interesse, geralmente denominado sistema interno, e o resto do sistema é definido como externo. O sistema interno é totalmente preservado e um modelo equivalente reduzido é calculado para o sistema externo. A Figura 1, a seguir, mostra o esquema geral. As barras de fronteira são os únicos pontos de interconexão do sistema interno com o sistema externo.

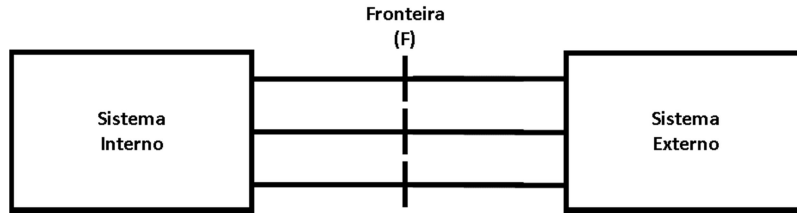


Figura 1 – Esquema geral.

Alguns requisitos importantes se aplicam ao equivalente externo, ou seja, este deve:

1. Ser compatível com programas usuais de fluxo de potência, i.e., não pode ser apenas um modelo matemático;
2. Estar numericamente bem condicionado para evitar problemas de convergência;
3. Preservar no equivalente externo, com uma precisão relativamente boa, as sensibilidades do sistema externo, para mudanças no sistema interno.

Nos estudos dinâmicos, também é necessário ter uma representação dinâmica reduzida dos sistemas presentes no sistema externo. Neste caso, o desempenho dinâmico do modelo equivalente também deve manter uma resposta dinâmica semelhante ao sistema original. As referências [6–10] representam, em parte, as principais contribuições para a área nesse aspecto. Em geral, a redução dinâmica implica no agrupamento ou agregação de geradores do sistema externo que é então representado por um modelo equivalente. Cabe destacar que, assim como no problema de redução estática da rede, não existe um cálculo exato para os equivalentes dinâmicos, mas sim, uma aproximação do comportamento dinâmico original da rede, segundo os critérios adotados pelo analista. Ou seja, sempre haverá um compromisso entre o nível de redução e a precisão exigida.

## 2.0 - EQUIVALENTES ESTÁTICOS

Nesta seção serão apresentadas as bases teóricas do método de equivalente estático, com ênfase no método de Ward e suas variantes, em especial, o Ward-PV. Também será abordado o conceito de zona intermediária.

### 2.1 Equivalente Ward

Considerando a definição de subsistemas internos e externos, como apresentado na Figura 1, a matriz de admitância da rede pode ser particionada da seguinte forma [5]:

$$\begin{bmatrix} Y_{ee} & Y_{ef} & 0 \\ Y_{fe} & Y_{ff} & Y_{fi} \\ 0 & Y_{if} & Y_{ii} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} V_e \\ V_f \\ V_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_e \\ I_f \\ I_i \end{bmatrix} \quad (1)$$

Onde os índices “f”, “e” e “i” são relacionados com as barras de fronteira, externas e internas, respectivamente. Ao se evidenciar  $V_e$  na primeira equação do sistema de equações (1), tem-se:

$$V_e = Y_{ee}^{-1}(I_e - Y_{ef}V_f) \quad (2)$$

Substituindo a equação (2) em (1), temos:

$$\begin{bmatrix} Y_{ff}^{eq} & Y_{fi} \\ Y_{if} & Y_{ii} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} V_f \\ V_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_f^{eq} \\ I_i \end{bmatrix} \quad (3)$$

onde:  $Y_{ff}^{eq} = Y_{ff} - Y_{fe}Y_{ee}^{-1}Y_{ef}$  e  $I_f^{eq} = I_f - Y_{fe}Y_{ee}^{-1}I_e$

Assim, o novo sistema de equações dado em (3) é formado pelos seguintes elementos modificados:

- A matriz  $Y_{ff}^{eq}$  contém as admitâncias shunts das barras de fronteira e as admitâncias associadas às suas ligações;
- A matriz  $-Y_{fe}Y_{ee}^{-1}Y_{ef}$  contém os elementos criados no processo de redução;
- O vetor  $I_f^{eq}$  contém as injeções de corrente equivalentes, formada por uma componente de injeções já existentes,  $I_f$ , e outra relativa à distribuição das injeções externas sobre as barras da fronteira,  $-Y_{fe}Y_{ee}^{-1}I_e$ .

Após o cálculo da rede externa equivalente, devem-se calcular as injeções equivalentes de potência ativa e reativa nas barras de fronteira de forma a acoplar a rede externa equivalente à rede interna, de interesse, garantindo que os estados (módulo e ângulo da tensão) se mantenham idênticos ao do caso original. Por fim, temos um novo sistema à semelhança da Figura 2, a seguir.

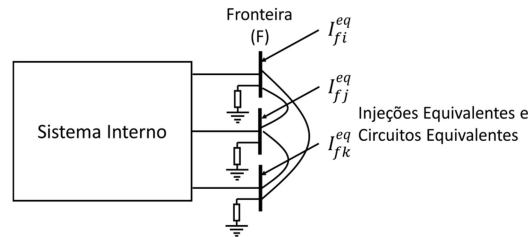


Figura 2 – Novo Sistema Equivalente.

O ponto de operação do sistema reduzido é rigorosamente o mesmo que no sistema original. Idealmente, o sistema reduzido deve responder às mudanças como o original. Um aspecto crítico deste método é a forma de levar em conta cargas e shunts e foi demonstrado em [2] que incluir cargas e shunts em (1), pode resultar em modelos matemáticos muito mal condicionados, uma vez que tal escolha pode resultar em ramos equivalentes com impedâncias negativas significativamente maiores e shunts muito grandes nas barras de fronteira. Isto deteriora a convergência e pode levar à perda de precisão, uma vez que shunts muito grandes aumentam significativamente a resposta MVar para mudanças de tensão, ou seja, uma mudança de tensão muito pequena causa grandes desequilíbrios MVar.

Como resultado geral, o modelo Ward obtém boa precisão nas respostas de potência ativa para estudos de contingências de elementos da rede interna, porém as respostas de potência reativa muitas vezes não atingem o nível de precisão desejado. Isto ocorre devido ao tratamento igualitário dado às barras PV e PQ durante o processo, ou seja, na rede equivalente não são consideradas as eventuais contribuições das barras PV do sistema externo. Para adereçar tal limitação são utilizadas a variante Ward-PV e o conceito de Zona Intermediária.

### 2.1 Zona Intermediária

Conforme mencionado em [4] e ilustrado na Figura 3, uma zona intermediária, que consiste em elementos da área externa adicionalmente retidos, em particular os de controle de tensão (geradores e compensadores estáticos), pode ser útil para várias condições de estudo e é bastante importante para modelos usados na avaliação de segurança *online*.

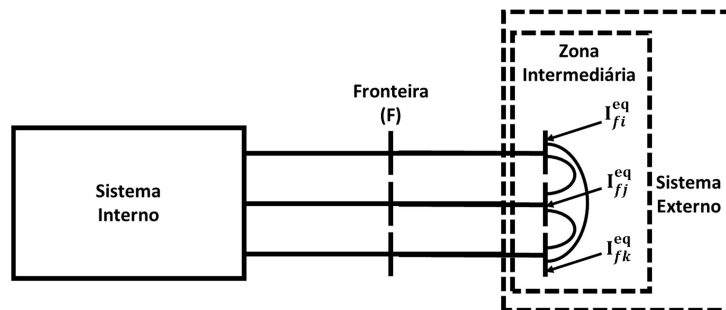


Figura 3 – Zona intermediária.

Uma forma simples de determinar uma zona intermediária é forçar a retenção de um certo número de barras de vizinhança, onde este número é definido pela experiência do usuário. Uma abordagem analítica mais sofisticada para o problema, é realizar análises de sensibilidade para determinar quais dos elementos externos impactam o desempenho do sistema interno. Como feito no Organon [11,12], por exemplo:

- Para cada contingência (desconexão) de um circuito externo, é calculada a mudança do fluxo de potência em circuitos na área interna, normalizada pelo carregamento do próprio circuito, e se, alguma variação de fluxo no sistema interno for maior do que o limite especificado, o circuito externo é retido na zona intermediária;
- Para as barras PV externas, as mesmas são mantidas caso afetem qualquer uma das tensões de barramentos internos após uma verificação por meio da análise de sensibilidade com base em equações de fluxo de potência CA.

Em geral, os dois aspectos mais relevantes para a determinação acurada do sistema interno são que o sistema externo represente corretamente fluxos em conexões paralelas, e que as respostas de MW e MVar de fontes externas, para perturbações no sistema interno, sejam bastante próximas das do sistema original.

### 3.0 - EQUIVALENTES DINÂMICOS

Nesta seção é apresentado, de forma sucinta, o método recente de agrupamento proposto em [10] para a determinação de equivalentes dinâmicos.

#### 3.1 Equivalentes Dinâmicos

Uma vez definida a região de interesse, denominada de área interna, para determinar o seu comportamento dinâmico frente às contingências mais significativas, pode ser necessário, dependendo do grau de precisão esperado para os resultados dessas simulações, que todos os geradores eletricamente próximos tenham seus controles representados com a maior exatidão possível. Tais geradores são aqueles que se encontram na área interna. Com a utilização do conceito de zona intermediária, aqueles geradores que forem englobados nesta zona também deverão ser fielmente representados.

Os obstáculos para a aplicação de equivalentes dinâmicos incluem: o uso de modelos fora dos padrões dos pacotes de simulação dinâmica, falta de ferramentas para a redução dinâmica na maioria dos *softwares* usuais, comprometimento elevado com custos "homem-hora" para tratar e validar os modelos reduzidos. Sendo assim, é extremamente vantajoso que programas de simulação eletromecânica tenham inclusos, em si, tais ferramentas.

O conceito por trás da agregação de grupos de geradores é que cada grupo oscila como uma única massa rotatória contra outros grupos e, em particular, contra a área de interesse. Assim, cada grupo é coerente em relação aos modos de oscilações eletromecânicas inter-área. Os geradores em cada área, ou grupos de geradores eletricamente próximos entre si, e as ligações entre esses grupos são relativamente fracas [13-15].

A utilização de métodos baseados na distância elétrica/vínculos fracos [16] já foi utilizada com sucesso em aplicações reais [17], onde os fatores de acoplamento são derivados dos elementos fora da diagonal da matriz Jacobiana reduzida para as variáveis dinâmicas. No entanto, essas matrizes são de grande dimensão e densas para sistemas interligados reais. Uma forma mais simples de se determinar tais fatores é apresentada a seguir.

Uma vez que os grupos de geradores coerentes foram determinados, os respectivos modelos são agregados. As barras podem ter diferentes magnitudes e ângulos, dessa forma o método Zhukov [18] é utilizado, uma vez que este apresenta a vantagem de manter a simetria da rede. Para a agregação dos modelos são possíveis várias abordagens, a mais simples consiste em se utilizar o modelo clássico de máquinas, porém com parâmetros ajustados, o que simplifica a agregação, possibilita a portabilidade e oferece boa precisão como mostrado nos testes.

As principais diferenças do método utilizado podem ser resumidas como a seguir:

1. A distância elétrica é simplificada usando menos elementos da matriz  $Z_{bus}$ ;
2. É utilizado o conceito de medoide elétrica para o agrupamento de geradores;
3. Os geradores externos são representados por modelos clássicos de máquinas síncronas, porém com parâmetros identificados considerando seus modelos completos.
4. Utilização do conceito de zona intermediária para a retenção de geradores da área externa com grande influência na região interna.

#### 3.2 Distância Elétrica

Dada a representação do sistema, por suas variáveis algébricas e diferenciais.

$$\dot{x} = f(x, v) \quad (4)$$

$$0 = g(x, v) \quad (5)$$

onde,  $x \in \mathbf{R}^n$  é o vetor de variáveis diferenciais do sistema e  $v \in \mathbf{R}^{2n}$  é o vetor das variáveis algébricas do sistema, partes real e imaginária das tensões de barra, sendo  $n$  é o número de barras do sistema. Então, o modelo linearizado do sistema é dado por:

$$\Delta \dot{x} = A \Delta x + B \Delta v \quad (6)$$

$$0 = C \Delta x + D \Delta v \quad (7)$$

Ao se eliminar as tensões das equações acima, tem-se:

$$\Delta \dot{x} = A_r \Delta x \quad (8)$$

onde,  $A_r = A - BD^{-1}C$ .

O método de agrupamento por distância elétrica parte do conceito utilizado no método de Vínculos Fracos [16], onde os acoplamentos fortes e fracos dos geradores são identificados pelos elementos fora da diagonal da matriz  $A_r$ . Isto tem uma desvantagem computacional por  $A_r$  ser uma matriz densa. Para os modelos de máquinas síncronas clássica,  $A$  é um bloco diagonal  $2 \times 2$ . Consequentemente, o acoplamento é afetado principalmente por  $BD^{-1}C$ , e em particular por  $D^{-1}$ , que é a matriz  $Z_{bus}$  (ou seja, o inverso da matriz  $c$ ). Outra característica da matriz  $Z_{bus}$  é que seus elementos  $z_{ij} = \frac{\Delta V_i}{\Delta I_j}$  são sensibilidades que podem ser usadas como índices de proximidade. A injeção de uma corrente na barra  $j$  causa variações de tensão em todo o sistema. Quanto mais perto da barra  $j$ , maior será sua variação de tensão. Assim, estes elementos fornecem uma medida de proximidade elétrica. A matriz  $Z_{bus}$  é densa e isto torna o seu cálculo e armazenamento bastante ineficiente. Isto é evitado, no Organon, pela cuidadosa implementação do algoritmo de agrupamento, como explicado a seguir.

### 3.3 Agrupamento

Além da proximidade elétrica dos geradores, a estratégia de agrupamento leva em consideração os tamanhos dos geradores. O conceito é que, nos modos de oscilação inter-área, os geradores com maior inércia tendem a dominar o movimento angular dos geradores próximos. Assim, os maiores geradores são candidatos a serem selecionados como "medóides". Um medóide é um objeto central em torno do qual o agrupamento é formado. A proximidade entre os demais geradores e o medóide é medida pela sensibilidade de tensão quando de uma injeção de corrente na barra do gerador medóide, tal que se produza 1 pu (por unidade) de mudança de tensão na sua própria barra. Uma tolerância de sensibilidade estabelece um raio de proximidade com o medóides, ou seja, se a sensibilidade é maior que o limite, o gerador é adicionado ao grupo. Logo o algoritmo para agrupamento fica:

1. Construir a matriz de  $Z_{bus}$  com o inverso da reatância de cada gerador adicionado à sua respectiva linha e fatorar;
2. Classificar todos os geradores por tamanho, de MVA ou inércia, referidos à base do sistema;
3. Selecionar o maior gerador  $j$ , que já não pertença a um grupo, como o medóide de um novo grupo;
4. Calcular as sensibilidades de tensão em relação ao medóide, o que corresponde aos elementos da coluna  $j$  da matriz  $Z_{bus}$  referentes às barras terminais dos geradores;
5. Normalizar as sensibilidades para que aquela associada à barra do medóide seja igual a 1;
6. Adicionar ao grupo, todos os geradores cujas sensibilidades sejam superiores ao limite especificado. Se o gerador já pertence a outro grupo, decidir se este deve ser transferido para outro grupo, comparando as sensibilidades em ambos;
7. Armazenar apenas as sensibilidades dos geradores em grupos;
8. Se todos os geradores foram classificados em grupos, finalizar o processo de agrupamento. Caso contrário, volte ao passo (3).

O número de sensibilidades armazenadas é igual ao número de geradores no sistema original. O número de vezes que as sensibilidades são calculadas na etapa (4) é igual ao número de grupos de geradores. Além disso, o algoritmo impõe restrições sobre a diferença entre o ângulo do rotor de um gerador e sua medóide, e caso o limite especificado seja ultrapassado, o gerador não é incluído no grupo. Quaisquer geradores não agrupados podem ser mantidos ou descartados, dependendo de seu tamanho e do limite de MVA especificado. Se mantido, seu modelo pode permanecer original ou ser reduzido.

### 3.4 Agregação das Barras dos Geradores

Após a definição dos grupos de geradores, suas barras devem ser agregadas numa nova barra. As barras originais de cada gerador são eliminadas e as conexões entre elas e suas barras vizinhas são substituídas por conexões com a nova barra. Como mostrado em [18], os métodos de agregação de Zhukov e aqueles utilizando transformadores defasadores são equivalentes, no entanto, como transformadores defasadores atrapalham a linearidade e simetria das equações de rede, sendo problemático para a redução de rede através da eliminação de Gauss, o primeiro foi adotado. Por outro lado, foi observado que a adição, na barra agregada, da impedância de compensação aumenta com a diferença angular entre as barras de geradores originais. Essas impedâncias são, portanto, dependentes do ponto de operação, o que não é apropriado quando o mesmo equivalente pode ser utilizado para diferentes pontos de operação. Uma forma de minimizar esse efeito é diminuir os limites das diferenças angulares de geradores pertencentes ao mesmo grupo. No entanto, caso os modelos agregados estejam distantes da área de interesse, essas impedâncias não deverão produzir efeitos consideráveis.

### 3.5 Agregação dos Modelos de Geradores

Sendo o modo de oscilação entre duas áreas uma função das suas respectivas distâncias elétricas, inércias e a combinação do efeito individual dos amortecimentos de cada gerador, no cálculo de um equivalente dinâmico, a redução da rede se encarrega de manter as distâncias elétricas próximas às originais. As inércias dos geradores equivalentes são a soma das constantes de inércia dos geradores agrupados.

O amortecimento é resultado da ação dos controles do gerador, em particular, do seu sistema de excitação. Por outro lado, como os geradores da região externa estão distantes, seus efeitos no controle de tensão em barras da região interna são desprezíveis. Sendo assim, o modelo clássico de geradores de 2ª ordem, com seus parâmetros ajustados para capturar o efeito do amortecimento, deve ser o suficiente. A técnica de redução de modelos utilizada no Organon consiste em calcular a resposta de frequência para uma relação pré-estabelecida de entrada-saída. Neste caso, os geradores respondem a variações de potência causadas por variações angulares. Em seguida, um modelo de segunda ordem é ajustado para esta resposta em frequência. Em outras palavras, o método é uma técnica de ajuste de curva [19], ou seja, é encontrado um modelo (de segunda ordem) que melhor se ajuste à resposta em frequência determinada. Por fim, para geradores representados por modelos clássicos, a reatância transitória equivalente será o paralelo das reatâncias transitórias individuais dos geradores agrupados e o coeficiente de amortecimento equivalente será a soma das constantes de amortecimento dos geradores agrupados.

### 3.6 Análise de Precisão

Para as análises dinâmicas de forma a permitir uma avaliação automática e criteriosa, o Organon utiliza o Índice de Diferença de Trajetórias (TD):

$$TD(\%) = \frac{100}{\Delta x T} \sqrt{\int_0^T (x_0 - x_r)^2 dt} \quad (9)$$

onde,  $T$  = intervalo de simulação,  $x_0$  = trajetória do sistema original,  $x_r$  = trajetória do sistema reduzido,  $\Delta x$  = diferença entre os valores máximo e mínimo de  $x_0$ .

#### 4.0 - APLICAÇÕES NO SIN

São apresentados a seguir, os resultados obtidos em dois testes no SIN, sendo o primeiro deles um exemplo onde o sistema de atendimento aos estados do Acre e Rondônia é mantido, com o restante do SIN sendo reduzido. Já o segundo, faz a redução do SIN, mantendo, através da escolha de valores de sensibilidade de fluxo e tensão, a rede necessária para a correta representação do evento de bloqueio do elo de corrente contínua entre Estreito e Xingu.

##### 4.1 Sistema Acre e Rondônia

O sistema elétrico dos estados do Acre e Rondônia é atendido de forma síncrona através de três circuitos de 230 kV entre as subestações de Vilhena, em Rondônia, e de Jauru, no Mato Grosso. Adicionalmente, esse sistema se interliga de forma assíncrona com as usinas do Rio Madeira, Santo Antônio e Jirau, através de duas estações conversoras "back to back", de 400 MVA cada, como pode ser observado na Figura 4, a seguir.

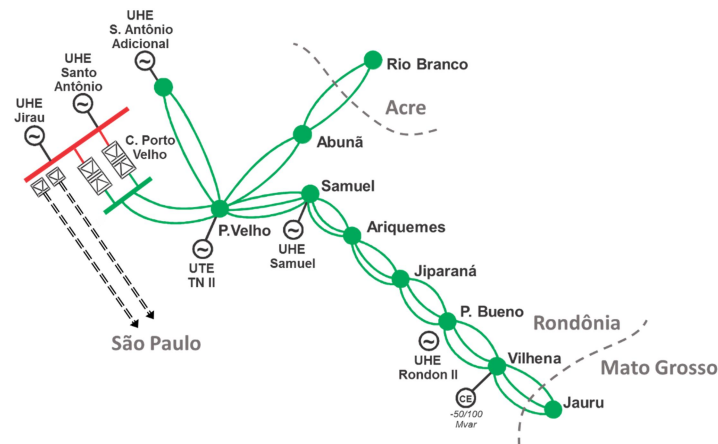


Figura 4 – Sistema Acre e Rondônia.

Para que fossem aplicados os testes de precisão, foi apresentado ao programa Organon uma lista com 12 contingências simples e 2 contingências duplas em circuitos de 230 kV do sistema Acre e Rondônia. A Tabela 1 mostra tais contingências. A contingência mais severa para este sistema é a contingência de número 13.

Tabela 1 – Contingências Aplicadas no Sistema Acre e Rondônia

Contingências	
1. P. Bueno-Vilhena (Circ. 1)	2. JiParana-P. Bueno (Circ. 1)
3. Jaru-JiParana (Circ. 1)	4. Ariquemes-Jaru (Circ. 1)
5. P. Velho-S.A.Ad1 (Circ. 1)	6. Samuel-Ariquemes (Circ. 1)
7. Samuel-P. Velho (Circ. 1)	8. P. Velho-N. M. Paraná (Circ. 1)
9. P. Velho-Abunã (Circ. 1)	10. Abunã-N. M. Paraná (Circ. 1)
11. Abunã-R. Branco (Circ. 1)	12. C. P. Velho-P. Velho (Circ. 1)
13. Jauru-Vilhena (Circ. 1 e 2)	14. C. P. Velho-P. Velho (Circ. 1 e 2)

Como região interna, foram definidas apenas as barras com tensão igual ou superior a 230 kV, totalizando 19 barras, e para a zona intermediária foi escolhida uma barra de vizinhança. Após a redução da rede, os geradores conectados diretamente à rede de 230 kV ou de 500 kV tiveram seus modelos completos mantidos por estarem na zona intermediária, porém a UHE Rondon, conectada à SE 230 kV de P. Bueno através de uma rede de 138 kV, também teve seus modelos completos mantidos devido aos parâmetros de sensibilidades escolhidos.

A redução total obtida neste teste foi de 90,2% do sistema original, com o número inicial de barras, em 6.520, de circuitos, em 9.483, e de modelos de geradores, em 395, passando para 167, 376 e 65, respectivamente. A precisão, mesmo com a expressiva redução do sistema, foi de um erro médio de 0,139%, e máximo de 0,43%.

As Figuras 5 e 6 mostram as comparações das curvas de tensão nas SEs 230 kV Vilhena e P. Bueno, para contingência 13, a mais severa. As curvas em vermelho e azul se referem ao sistema completo, com e sem reguladores de velocidade habilitados, respectivamente, enquanto a curva em verde se refere ao sistema reduzido.

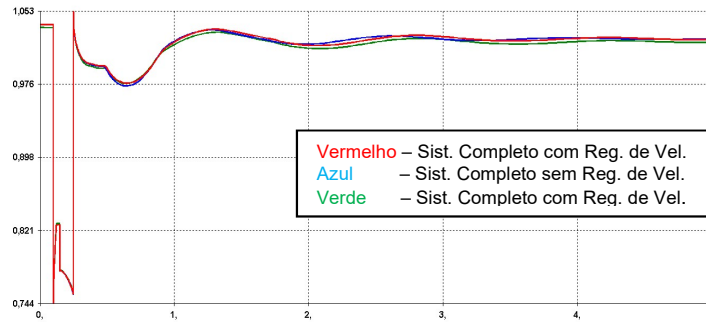


Figura 5 – Comparação da tensão na barra de Vilhena 230 kV na contingência n°13.

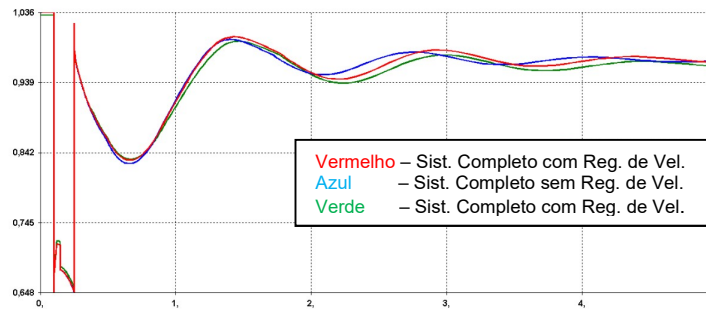


Figura 6 – Comparação da tensão na barra de P. Bueno 230 kV na contingência n°13.

#### 4.2 Interligação Norte – Sudeste e o Bipolo Belo Monte operando no Sentido de Estreito para Xingu

A interligação entre as regiões Norte e Sudeste é constituída atualmente por um sistema de transmissão composto por três circuitos em 500 kV entre as subestações de Itacaiúnas/Imperatriz, respectivamente nos estados do Pará e do Maranhão, e a subestação de Serra da Mesa, no estado de Goiás, passando pelas subestações de Colinas, Miracema e Gurupi, no estado do Tocantins. A fronteira desta interligação acontece entre a SE Miracema, no subsistema Norte, e as SEs Gurupi e Lajeado, no subsistema Sudeste. A Figura 7 mostra o diagrama unifilar das interligações entre o Norte, o Nordeste e o Sudeste.

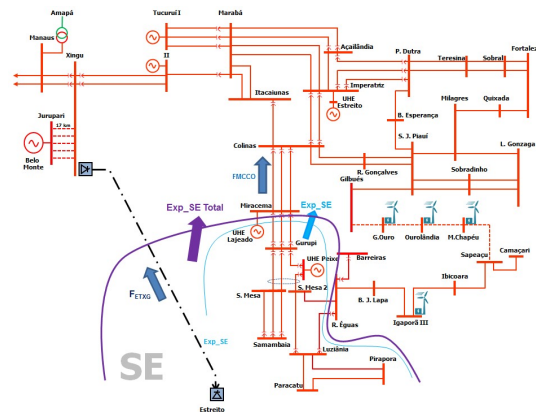


Figura 7 – Diagrama unifilar dos sistemas Norte e Nordeste e sua interligação com o Sudeste.

Os limites desta interligação pela rede CA no sentido do Sudeste para o Norte é dependente do fluxo no Bipolo no sentido Estreito para Xingu. Para que o sistema suporte a perda do Bipolo, sem que haja a perda de sincronismo entre as regiões do Norte e Nordeste com as regiões do Sudeste e Sul a soma dos fluxos FMCCO e RNE deverá ser controlada de maneira a evitar perda de estabilidade entre os subsistemas. Esta contingência representa uma das perdas mais severas para o SIN, impondo grandes variações de fluxo na interligação Norte-Sudeste, bem como, variações angulares severas nos geradores das regiões Norte, Nordeste e Sudeste, porém sem a interrupção de geração ou perda de carga. Como região interna, foram definidas apenas as barras com tensão igual ou superior a 345 kV, totalizando 387 barras, e para a zona intermediária não foram consideradas barras de vizinhança. A redução total obtida neste teste foi de 66,5% do sistema original, com o número inicial de barras, em 6.520, de circuitos, em 9.483, e de modelos de geradores, em 388, passando para 1.536, 3.048 e 182, respectivamente. Também foram criados 33 agrupamentos de geradores. A precisão foi de um erro médio, de 0,479%, e máximo de, 1,599%.

Cabe destacar para este teste foram modelados as usinas eólicas do sistema Nordeste. Durante a redução do sistema, essas usinas ou eram retidas com seus modelos completos ou retiradas do sistema equivalente. A presença desses modelos é indispensável para a correta simulação deste evento no SIN. Dessa forma, no sistema reduzido foram mantidas, de forma automática, 15 das 65 usinas do sistema original. As Figuras 8 e 9 mostram as comparações das curvas de tensão nas SEs 500 kV R. das Éguas e S. Mesa, para a contingência do Bipolo de B. Monte. As curvas em vermelho e azul se referem ao sistema completo, com e sem a representação dos modelos das usinas eólicas, respectivamente, enquanto a curva em rosa se refere ao sistema reduzido.

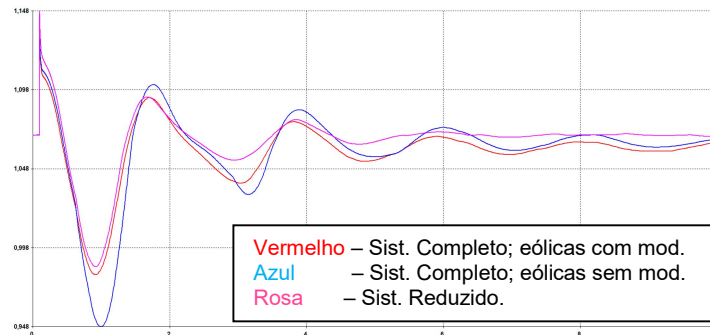


Figura 8 – Comparação da tensão na barra de Rio das Éguas 500 kV.

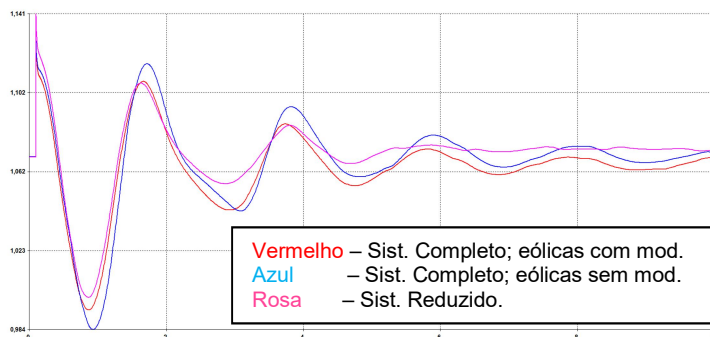


Figura 9 – Comparação da tensão na barra de Serra da Mesa 500 kV.

#### 4.3 Região de Segurança para o Sistema Acre e Rondônia

Devido aos excelentes resultados obtidos nos testes anteriores, decidiu-se testar o comportamento do sistema reduzido frente às mudanças no ponto de operação inicial. Dessa forma, foram comparados os resultados da região de segurança com a rede completa e reduzida, para o sistema do Acre e Rondônia, considerando apenas as duas contingências mais severas para esse sistema, ou seja, a contingência n° 13, LT 230 kV Jauru – Vilhena C1 e C2, e a contingência n° 14, LT 230 kV C.P. Velho – P. Velho. Para a criação da região de segurança os arquivos de rede e de modelos dinâmicos, completos ou reduzidos, foram as únicas diferenças. Os grupos de geração foram formados apenas por geradores que permaneceram com suas representações completas no sistema reduzido, sendo eles: Grupo 1 (usinas de Rondônia) ⇒ UHEs Samuel e S. A. Adicional; Grupo 2 (usinas de Rondônia) ⇒ UHE Rondon; Grupo 3 (usinas do Mato Grosso) ⇒ UHEs Jauru, Guaporé, P. de Pedra, Itiquira e Manso.

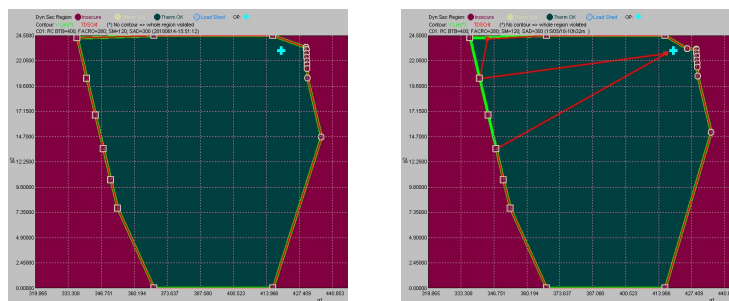


Figura 10 – Região de Segurança para a Rede Completa (à esquerda) e para a Rede Reduzida (à direita).

Como mostrado na Figura 10, a região de segurança com o sistema reduzido se mostrou aderente àquela com o sistema completo. O tempo de simulação para a rede completa foi de 174 s, enquanto para a rede reduzida foi de 19 s (~ 9 vezes menor). Como os modelos utilizados nos diferentes agrupamentos de geradores foram calculados para o ponto de operação inicial, optou-se por não permitir a sincronização de novas unidades geradoras durante o cálculo



da região de segurança. Embora, apenas geradores que permaneceram com seus modelos completos estejam variando o seu despacho, em tese, quanto mais distante do ponto inicial, menor a acurácia dos modelos agregados. No entanto, não se buscou determinar tal fronteira, e para a região em questão; os resultados foram excelentes.

## 5.0 - CONCLUSÃO

Além de uma revisão dos conceitos mais recentes de equivalentes estáticos e dinâmicos, foram apresentadas aplicações de equivalentes dinâmicos em diferentes regiões do Sistema Interligado Nacional (SIN), tendo o programa Organon como ferramenta de referência. Para o sistema Acre e Rondônia os resultados encontrados foram muito bons, permitindo uma redução global de cerca de 90%, mantendo excelentes valores de precisão tanto na média como na máxima global entre todas as contingências simuladas. Para o segundo teste, a redução do sistema interligado, frente à perda do bipolo com fluxo de Estreito para Xingu, permitiu observar o processo de redução de rede num sistema influenciado por inúmeros caminhos de fluxos e centenas de geradores. A redução global do sistema de cerca de 66% e, ainda assim, se obter valores de precisão da ordem de 0,48%, na média. Também chama a atenção o número de agrupamentos de geradores obtidos, 33. A expressiva redução global do sistema torna-se ainda mais significativa quando obtida com excelentes níveis de acurácia, como é o caso. Dessa forma, os bons resultados atingidos permitem o vislumbre de novas possibilidades para a utilização dos equivalentes dinâmicos, tanto para o seu uso no planejamento, quanto em tempo real [20].

## 6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) A. Monticelli, et al., Real-time external equivalents for static security analysis. *IEEE Trans. on PAS*, v. 98, n. 2, p. 498–508, 1979.
- (2) B. Stott, O. Alsaç, A. Monticelli, Numerical testing of power system load flow equivalents. *IEEE Trans. on PAS*, v. 99, n. 6, p. 2292–2300, 1980.
- (3) B. Stott, O. Alsaç, A. Monticelli, Studies on power system load flow equivalencing. *IEEE Trans. on PAS*, 99, 6, p. 2301–2310, 1980.
- (4) W.F. Tinney, J.M. Bright, Adaptive reductions for power flow equivalents. *IEEE Trans. on PWRS*, v. 2, n. 2, p. 351–359, 1987.
- (5) A. Monticelli, Fluxo de carga em redes de energia elétrica. São Paulo: Editora Edgard Blücher LTDA., 1983.
- (6) R. Podmore, Identification of coherent generators for dynamic equivalents. *IEEE Trans. on PAS*, v. 97, n. 4, p. 1344–1354, 1978.
- (7) S. Geeves, Modal-coherency technique for deriving dynamic equivalents. *IEEE Trans. on PWRS*, v. 3, n. 1, p. 44–51, 1988.
- (8) J.S. Lawler, R.A. Schlueter, Computational algorithms for constructing modal-coherent dynamic equivalents. *IEEE Power Eng. Review*, v. 2, n. 5, p. 30–31, 1982.
- (9) G.N. Ramaswamy et al., Synchronic modal equivalencing (SME) for structure-preserving dynamic equivalents. *IEEE Trans. on PWRS*, v. 11, n. 1, p. 19–29, 1996.
- (10) J.L. Jardim, A.M. Leite da Silva, A methodology for computing robust dynamic equivalents of large power systems. *Electric Power Systems Research*, v. 143, p. 513–521, 2017.
- (11) HPPA. Manual do Usuário do Organon. Rio de Janeiro, 2018. 53 p. Disponível em <<http://www.hppa.com.br>>
- (12) L.R. Lima, A.M. Leite da Silva, J.L. Jardim, A.M. Castro, N.S.M. Silva, A Method to compute flexible static equivalents for very large power networks. *Anais do VII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)*, 2018. 6p.
- (13) J.H. Chow, New algorithms for slow coherency aggregation of large power systems. *Systems and Control Theory for Power Systems*, v. 64, p. 95–115, 1995.
- (14) J.H. Chow, R. Galarza, P. Accari, W.W. Price, Inertial and slow coherency aggregation algorithm for power system dynamic model reduction, *IEEE Trans. on PWRS*, v. 10, n. 2, p. 680–685, 1995.
- (15) J.H. CHOW, Slow coherency and aggregation, *Power system coherency and model reduction*, Springer, NY, 2013.
- (16) R. Nath, S.S. Lamba, K.S.P. Rao, Coherency based system decomposition into study and external areas using weak coupling. *IEEE Trans. on PAS*, v. 104, n. 6, p. 1443–1449, 1985.
- (17) K. Morison, L. Wang, *Reduction of large power system models: a case study*, Springer, New York, 2013.
- (18) J. Machowski, A. Cichy, F. Gubina, P. Omahen, External subsystem equivalent model for steady-state and dynamic security assessment, *IEEE Trans. Power Syst.*, v. 3, n. 4, p. 1456–1463, 1988.
- (19) R. Pintelon, P. Guillaume, Y. Rolain, J. Schoukens, H. Van Hamme, Parametric identification of transfer functions in the frequency domain - a survey, *IEEE Trans. on Autom. Control*, v. 39, n. 11, p. 2245–2260, 1994.
- (20) R.V. Faria, Teoria e aplicação de equivalentes dinâmicos na rede elétrica brasileira, Dissertação de Mestrado, PUC-Rio, 2019.

## 7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS<sup>1</sup>



**RODRIGO VILLELA DE FARIA** é Graduado na UERJ, Mestre em Engenharia Elétrica pela Pontifícia universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio) e Engenheiro no Operador Nacional do Sistema – ONS, Rio de Janeiro.

**ARMANDO M. LEITE DA SILVA** é Doutor em Engenharia Elétrica pelo UMIST, University of Manchester (UK), Professor Titular do Departamento de Engenharia Elétrica na PUC-Rio e IEEE Fellow.

**JORGE L. A. JARDIM** é Doutor em Engenharia Elétrica pelo Imperial College (UK) e Diretor Geral da HPPA (High Performance Power Systems Applications) Consultoria, Rio de Janeiro, RJ.

**LUCAS R. LIMA** é Doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI) e Professor Assistente do Departamento de Engenharia Elétrica na UFSJ, Universidade Federal de São João del Rei, MG.

<sup>1</sup> Os autores agradecem as sugestões dos Engenheiros Agílio Coutinho e Carlos Neto do ONS e do Prof. Zulmar S. Machado Jr. da UNIFEI.