



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

EQUIVALENTE DINÂMICO DO SISTEMA INTERLIGADO PARAGUAIO-ARGENTINO-URUGUAIO PARA TESTE DE FUNCIONALIDADES DE PROTEÇÕES E CONTROLES NO RTDS

PAULO HENRIQUE GALASSI(1); JONAS ROBERTO PESENTE(1); LEONARDO RODRIGUES DOS SANTOS(4); ALFREDO JAVIER MEZGER SZOSTAK(1); FELIPE CRESTANI DOS SANTOS(2); GUILHERME LOURO JUSTINO(2); RODRIGO ANDRADE RAMOS(3), ADRIANO BATISTA DE ALMEIDA(4) ITAIPU (1); FPTI BRASIL(2); USP(3); UNIOESTE (4)

RESUMO

Este trabalho apresenta os resultados do modelo equivalente dinâmico do sistema elétrico interligado paraguaio-argentino-uruguaio. Este modelo foi desenvolvido para testar dispositivos de proteção e controle em simulações em malha fechada com o intuito de garantir a segurança operacional interligada dos sistemas e dos equipamentos que o compõem. O equivalente foi calculado usando os conceitos de coerência dos geradores, redução de rede e equivalência de resposta em frequência para a agregação de controladores. Como resultados, o modelo equivalente proporcionou uma redução significativa do número de elementos representados e apresentou boa equivalência dinâmica a partir das respostas no tempo a eventos simulados.

PALAVRAS-CHAVE

Equivalente dinâmico, Agregação dinâmica, Hardware-in-the-loop, Interligação internacional de sistemas.

1.0 INTRODUÇÃO

Os modelos de estabilidade do sistema de potência geralmente compreendem em número elevado de elementos e modelos dinâmicos necessários para determinação do desempenho do sistema de potência em relação à estabilidade e às condições indesejáveis do equipamento, tais como violação dos limites do equipamento após distúrbios na rede (1), (2), por exemplo.

Embora a representação completa seja ideal para avaliar com precisão a resposta dinâmica de sistemas de potência, esta não é adequada para testar dispositivos para simulações em malha fechada (Hardware-In-the-Loop - HIL) devido ao significativo esforço computacional para a resolução do conjunto de equações algébrico-diferencial que descrevem o sistema em tempo real, isto é, em um passo de simulação (3), (4). Este menor esforço computacional é essencial no teste de dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs) de proteção e sistemas especiais de proteção (SEPs), onde o comportamento dinâmico é fundamental para avaliar sua lógica e desempenho (5), (6).

Neste contexto, a interligação entre os sistemas de energia elétrica do Brasil, Paraguai, Argentina e Uruguai está prevista no plano de expansão do sistema elétrico paraguaio, sendo uma das interconexões em larga escala dos sistemas elétricos da América do Sul (7). Entretanto, os estudos a serem realizados para viabilizar tal interligação envolvem a representação de um elevado número de elementos do sistema completo, considerando, além da rede elétrica, os geradores e seus respectivos controladores associados.

Desta forma, este artigo apresenta a construção de um equivalente dinâmico do sistema elétrico argentino e uruguaio que, preservando a parte principal da rede elétrica do Paraguai, as usinas de Itaipu 50Hz, Yacyretá e Acaray, permite avaliar o comportamento dinâmico sistêmico em simuladores digitais de tempo real (Real Time Digital Simulator - RTDS). Os principais aspectos desse equivalente dinâmico são apresentados neste trabalho, incluindo a identificação de geradores coerentes, redução estática da rede, agregação dinâmica de geradores e controles associados e testes comparativos entre a dinâmica do sistema equivalente e o sistema completo. Posteriormente, diversos dispositivos de proteção e controle foram avaliados em simulações em malha fechada, ajudando a corrigir erros de operação lógicos, melhorar ajustes e certificar o desempenho destes dispositivos.

O trabalho está dividido da seguinte forma: a Seção 2 apresenta os conceitos aplicados ao desenvolvimento do equivalente dinâmico, a Seção 3 o sistema interligado paraguaio-argentino-uruguaio, a Seção 4 os principais resultados de simulações do equivalente dinâmico e a Seção 5 as conclusões deste estudo.

2.0 CONCEITOS DE EQUIVALENTES DINÂMICOS

O desenvolvimento do equivalente dinâmico do sistema de energia interligado paraguaio e argentino aplica um conjunto de conceitos que podem ser agrupados nas seguintes etapas:

- Definição da área de estudo (ou área interna) que é a parte da rede que é totalmente mantida. É também nesta área onde as contingências (eventos) serão realizadas e onde os efeitos das perturbações são estudados;
- Identificação e agrupamento de geradores coerentes da área externa;
- Redução da rede estática. Duas etapas formam a redução estática da rede, a obtenção de malhas radiais equivalentes independentes e a eliminação dos barramentos de carga; e
- Agregação dinâmica de unidades geradoras coerentes e seus controladores. A agregação dinâmica consiste na obtenção de dados do gerador equivalente para cada grupo coerente e seus controles associados.

As subseções a seguir detalham cada uma destas etapas.

2.1 Definição de área interna

A área interna é a parte da rede que é totalmente retida. Os distúrbios estudados são aplicados nesta parte do sistema, e nesta área, os efeitos das contingências são estudados. Neste trabalho, os elementos mantidos para o equivalente paraguaio-argentino-uruguaio são os principais elementos do sistema elétrico paraguaio, uma vez que as funções de proteção e SEPs implantados são baseados em medições desta parte do sistema, bem como suas ações de chaveamento atuam em equipamentos da área interna. A Figura 1 apresenta os elementos da área interna e externa do sistema equivalente paraguaio-argentino-uruguaio.

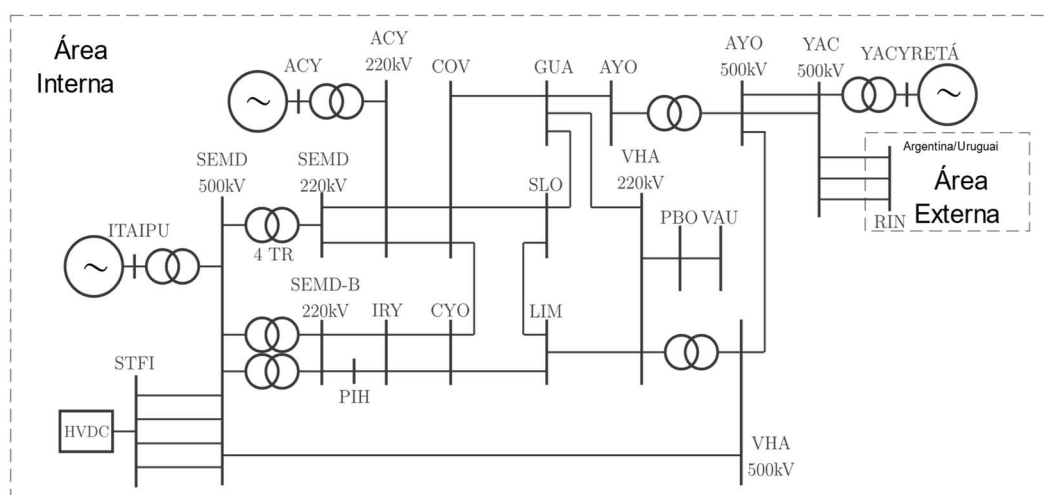


Figura 1 – Definição das áreas interna e externa do sistema equivalente paraguaio-argentino-uruguaio

2.2 Identificação de geradores coerentes

Um grupo de unidades geradoras coerentes pode ser definido analisando as respostas do sistema frente a perturbações. Uma vez identificado, um sistema externo equivalente é obtido substituindo os grupos coerentes por um gerador síncrono equivalente. Um grupo de gerador é coerente quando os geradores presentes na área externa apresentam diferenças relativamente constantes e de mesma fase (aumentar ou diminuir) em suas grandezas eletromecânicas ao longo do tempo durante distúrbios na área interna.

Para a determinação dos geradores coerente, este trabalho utilizou a abordagem modal, que considera informações de modelos linearizados para agrupar geradores que tendem a oscilar em fase, adotando as seguintes etapas:

- Calcular os autovalores do sistema, bem como seus fatores de participação;
- Selecionar os autovalores correspondentes aos modos críticos do sistema (geralmente modos eletromecânicos locais e inter-áreas);
- Calcular a forma dos modos (*modeshape*) críticos relativos à velocidade do rotor dos geradores ($\Delta\omega$ e δ);
- Identificar os geradores que pertencem a um mesmo grupo por meio de uma rotina de agrupamento, na qual, sequencialmente, os geradores com menor diferença angular entre si são agrupados até que todos os geradores tenham sido associados a um grupo (8).

A definição do grupo coerente (*modeshape*) dos geradores para o modo de oscilação eletromecânico inter-área do sistema paraguaio-argentino-uruguaio está ilustrado na Figura 2.

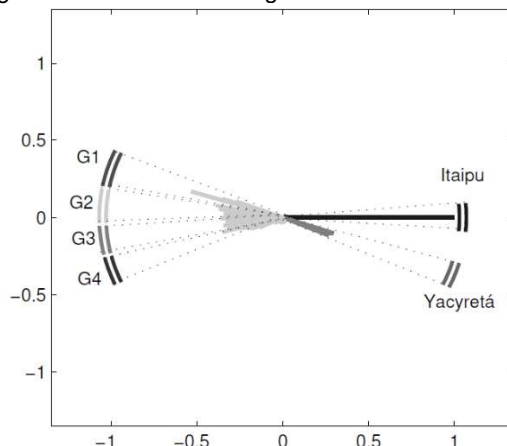


Figura 2 – Definição dos grupos coerentes para o modo dominante inter-área relacionado aos geradores de Itaipu

2.3 Redução estática da rede

Uma vez conhecidos os geradores coerentes, o processo de redução estática da rede, que consiste na eliminação das barras terminais dos geradores coerentes e das barras de carga, é efetuado. A redução estática fornece tanto dados da rede equivalente quanto dos geradores equivalentes.

A eliminação das barras terminais dos geradores coerentes é feita utilizando a formulação de malha REI (Radial - Equivalente - Independente), em que os geradores de cada grupo coerente, definidos na etapa anterior, são alocados em uma barra terminal comum, conforme ilustrado nas Figuras 3 e 4. Neste processo, a redução da rede visa preservar a tensão e a potência nos barramentos de interface.

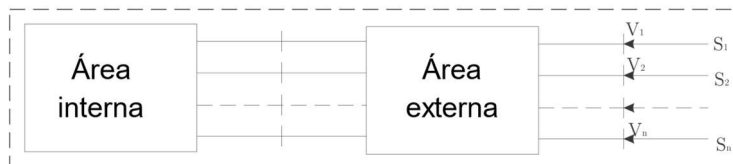


Figura 3 – Geradores de um grupo coerente separados

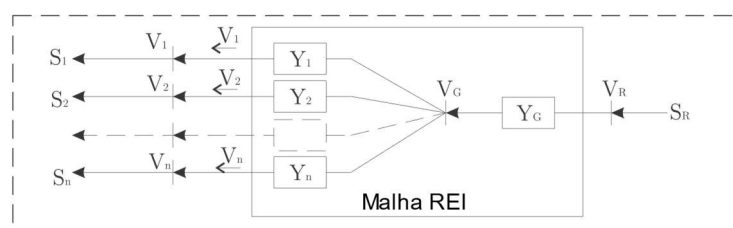


Figura 4 – Geradores de um grupo coerente juntos

2.4 Agregação dinâmica

A agregação dinâmica dos modelos das unidades geradoras coerentes, agrupadas em uma mesma barra, consiste na determinação dos parâmetros de uma ou mais unidades geradoras equivalentes, que apresentem o mesmo comportamento dinâmico das unidades originais, sendo calculado primeiramente para os geradores síncronos agregados e posteriormente os modelos dos controladores equivalentes associados a estes geradores.

2.4.1 Geradores síncronos

A agregação dinâmica de modelos de unidades geradoras coerentes conectadas a uma mesma barra consiste em determinar os parâmetros das unidades geradoras equivalentes, de forma a se obter a mesma tensão terminal e a mesma injeção de potência ativa.

Ao aplicar a formulação apresentada em (8), o cálculo das reatâncias usa as relações de corrente e tensão dos geradores de modo a obter um modelo de dois eixos com enrolamento de campo no eixo direto e um enrolamento amortecedor no eixo quadratura. Neste processo, o deslocamento angular entre os geradores é calculado considerando a barra de conexão como referência angular. Além disso, a constante de inércia é a soma de todos os geradores que correspondem a um grupo coerente.

2.4.2 Sistemas de controle

O cálculo dos equivalentes do sistema de controle em relação aos geradores síncronos deve ser tal que atuem no gerador equivalente, causando o efeito agregado dos controladores originais nos geradores coerentes.

Este efeito pode ser alcançado para controladores com as mesmas quantidades de entradas e saídas calculando uma Função de Transferência Agregada (FTA) com a mesma Resposta de Frequência (RF) da soma das RFs de cada controlador, ponderada pela potência nominal de seus respectivos geradores. Este trabalho usa o método dos mínimos quadrados para calcular a FTA.

3.0 SISTEMA INTERLIGADO PARAGUAIO-ARGENTINO-URUGUAIO

Atualmente, o Sistema Interligado Paraguai (SIN-PY) tem sua carga distribuída em dois subsistemas distintos, SS1 e SS2, com o sistema transmissão de ambos em 220 kV e 500 kV, os quais são ilustrados na Figura 5.

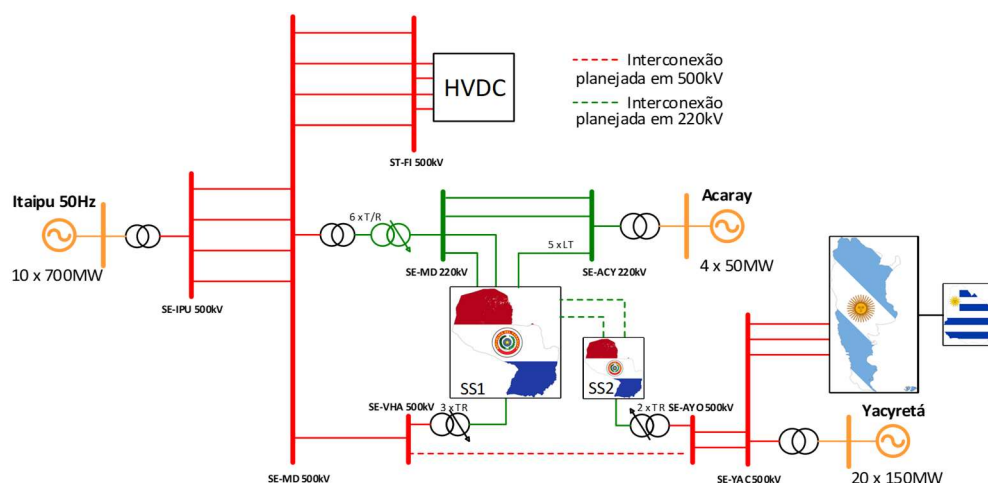


Figura 5 – Sistema interligado paraguaio-argentino-uruguaio

O primeiro subsistema (SS1) é composto por cerca de 90% da carga do SIN-PY, pelos geradores das usinas Itaipu 50Hz (10x700 MW) e Acaray (4x50 MW) e é interligado de forma assíncrona com o sistema elétrico brasileiro (SIN-BR) através de um elo HVDC (6.300 MW). O segundo subsistema (SS2) compõe aproximadamente 10% do SIN-PY, os geradores da usina Yacyretá (20x160 MW) e é interligado com o sistema elétrico argentino e uruguaio (SADI/SIN-UY) por meio de três linhas de transmissão de 500kV.

Embora esses subsistemas não estejam atualmente conectados, o planejamento de expansão do SIN-PY prevê interconectar esses subsistemas através de uma nova linha de transmissão de 500kV e por duas linhas existente de 220kV, conforme mostrado na Figura 5 (7).

O sistema detalhado foi modelado nos softwares Anarede e Anatem e conta com 292 geradores e 3.849 barras. Com o objetivo de realizar simulações mais rapidamente e obter resultados com menor custo computacional em simuladores RTDS, este sistema foi reduzido para um equivalente dinâmico de 4 geradores e 22 barras, Figura 1, preservando a parte principal da rede elétrica do Paraguai, as usinas de Itaipu 50Hz, Yacyretá e Acaray e permitindo avaliar diversos elementos dessa rede interna de forma rápida com boa precisão, cujos resultados estão apresentados na seção a seguir.

4.0 RESULTADOS DO EQUIVALENTE DINÂMICO

Os principais dados dos modelos completos e equivalentes do sistema interligado paraguaio-argentino-uruguaio estão apresentadas na Tabela 1, onde se percebe uma redução significativa dos elementos, impactando também no tempo de simulação despendido em cada modelo. O elo HVDC para o SIN-BR foi modelado como uma carga de potência constante devido à característica assíncrona.

Tabela 1 – Dados do modelo completo e equivalente do sistema

Numero de	Modelo completo	Modelo equivalente
Barras	3849	22
Linhas	2682	28
Transformadores	2507	8
Geradores	292	4
Controladores	307	11
Cargas individuais	225	0
<i>Shunt</i> de barra	124	0
<i>Shunt</i> de linha	110	0
Compensador estático	5	0
Banco de capacitor <i>shunt</i>	331	3
Tempo de simulação (50s)	11min30s	4,84s

Para este sistema foram avaliados dois patamares de carga do SIN-PY (pesada e leve) e quatro patamares de intercâmbio da usina de Itaipu 50Hz ao SIN-PY e da usina de Yacyretá ao SIN-PY, totalizando quatro cenários de fluxo, conforme apresentado na Tabela 2. Em todos os cenários a potência ativa total de Itaipu 50Hz foi ajustada com 7.000 MW (10 unidades geradoras sincronizadas com 700 MW).

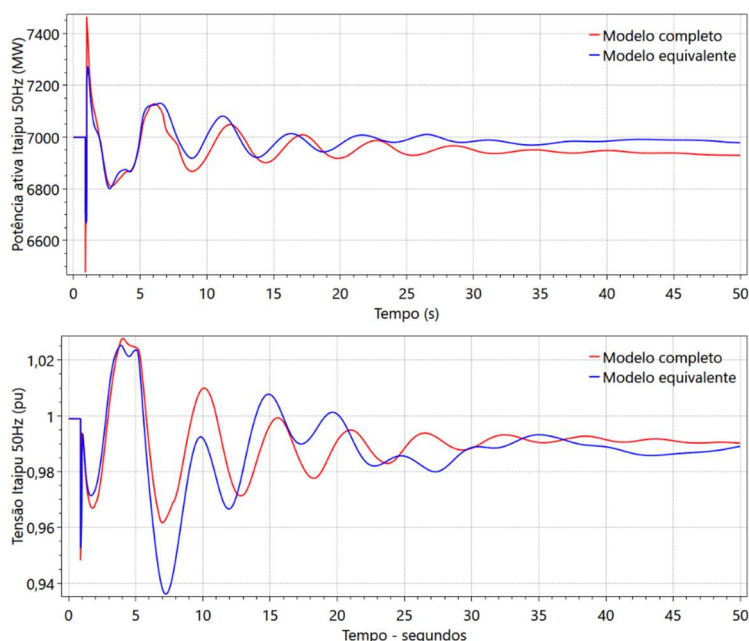
Tabela 2 – Casos de fluxo do sistema

Caso	Carga/Intercâmbio (MW)		
	SIN-PY	Itaipu/SIN-PY	Yacyretá/SIN-PY
1	3.850	2.100	1.350
2	3.850	2.100	500
3	1.490	850	500
4	1.490	1.050	280

A resposta temporal do modelo equivalente dinâmico foi comparada com o modelo completo em casos estáveis e instáveis, sob o ponto de vista de perda de sincronismo, quando simulado algumas perturbações na área interna, conforme apresentado nas subseções 4.1 e 4.2.

4.1 Simulação de caso estável (sem perda de sincronismo)

A resposta da potência ativa, tensão e frequência de Itaipu 50Hz para um curto-circuito monofásico na subestação de AYO 500kV, Figura 1, sendo extinto após 100ms com o desligamento da linha de 500kV entre AYO 500 kV e VHA 500 kV (LT 500kV AYO-VHA) está ilustrada na Figura 6, para o Caso 1 dos modelos completo e equivalente.



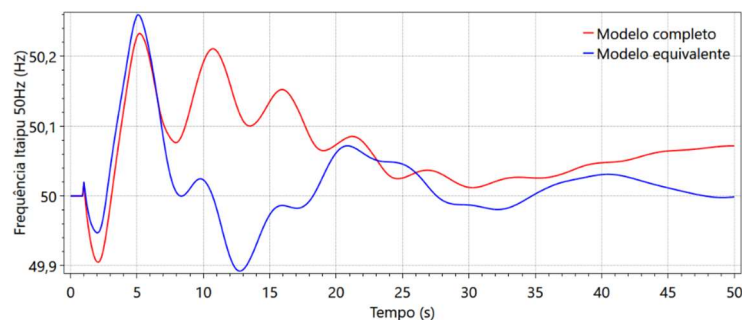


Figura 6 – Resposta temporal do modelo completo e equivalente para um caso estável

Da Figura 6 foi verificado um comportamento oscilatório estável das grandezas simuladas nos modelos completo e equivalente. A potência ativa, tensão e frequência de Itaipu 50Hz alcançou valores máximos próximos de 7.130MW, 1,02 p.u. e 50,24Hz após a perturbação, respectivamente, tanto no modelo completo quanto no modelo equivalente. Além disso, a proximidade das respostas implica um desempenho adequado do modelo equivalente, visto que este preservou a natureza oscilatória estável do evento com boa precisão.

4.2 Simulação de caso instável (com perda de sincronismo)

A resposta da potência ativa e tensão de Itaipu 50Hz para um curto-circuito monofásico na subestação de SEMD 500 kV, Figura 1, sendo extinto após 100ms com o desligamento da linha de 500kV entre SEMD 500 kV e VHA 500 kV (LT 500kV MD-VHA) está ilustrada na Figura 7, para o Caso 1 dos modelos completo e equivalente.

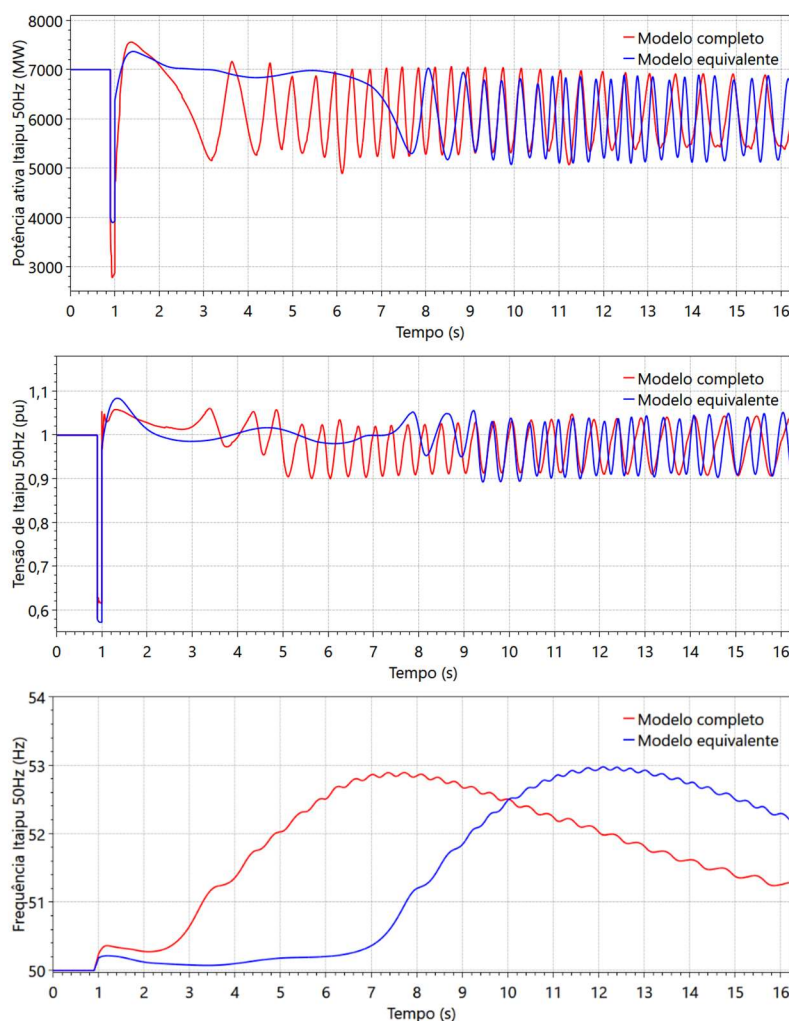


Figura 7 – Resposta temporal do modelo completo e equivalente para um caso instável (com perda de sincronismo)

Da Figura 7 foi verificado que o modelo equivalente reproduziu a natureza oscilatória instável, decorrente da perda de sincronismo de Itaipu em relação ao sistema argentino-uruguaio, com boa precisão após nove segundos de simulação do modelo completo. Além disso, foi observado que a perda de sincronismo ocorre de forma atrasada no modelo equivalente em relação ao modelo completo, em cerca de seis segundos, porém resultou em valores máximos de frequência semelhantes, próximos a 53Hz. Adicionalmente, a potência ativa e tensão de Itaipu 50Hz oscilou entre 7.000 MW e 5.000MW e entre 1,04 p.u. e 0,90 p.u., respectivamente, após a perda de sincronismo nos modelos completo e equivalente.

Esta perturbação foi reproduzida em uma simulação de RTDS utilizando o modelo equivalente de 22 barras em RSCAD. Através desta implementação foi possível avaliar com boa precisão o desempenho de uma função de proteção contra perda de sincronismo de um IED de proteção, instalado na subestação de AYO 500kV, frente a uma condição instável de perda de sincronismo, conforme ilustrado na Figura 8 pela trajetória da impedância simulada pelo modelo completo em Anatem e medida pelo IED com o modelo equivalente em RSCAD/RTDS.

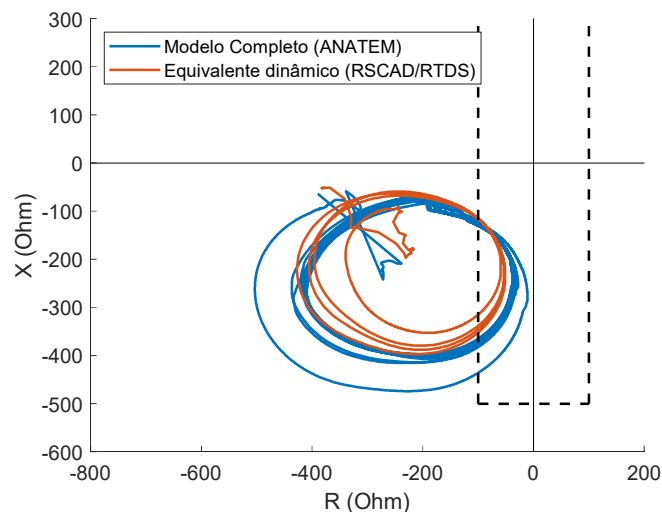


Figura 8 – Impedância da LT 500kV YAC-AYO 1, terminal de AYO 500kV, dos modelos completo e equivalente

A proximidade das respostas apresentadas na Figura 8 atesta um bom desempenho do modelo equivalente para simulações em malha fechada com simuladores RTDS também para eventos com perda de sincronismo.

5.0 CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou o equivalente dinâmico desenvolvido para testar dispositivos de proteção e lógicas de proteção especiais do sistema interligado paraguaio-argentino-uruguaio. O equivalente dinâmico foi calculado usando os conceitos de agrupamento de geradores síncronos coerentes, redução estática de rede e equivalência de resposta em frequência para a agregação de controladores associados a estes geradores.

O modelo original teve uma diminuição significativa do número de elementos, reduzindo de 292 geradores e 3.849 barras para um equivalente com 4 geradores e 22 barras, porém mantendo as características dinâmicas em simulações de distúrbios na área interna. A resposta temporal do modelo equivalente dinâmico foi comparada com o modelo completo em casos estáveis e instáveis, sob o ponto de vista de perda de sincronismo, e foi constatada uma boa precisão nas grandezas elétrica de potência, tensão e frequência simuladas, bem como a redução do esforço computacional.

6.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) ROMMES, J., MARTINS, N. Computing large-scale system eigenvalues most sensitive to parameter changes, with applications to power system small-signal stability. IEEE transactions on power systems, v. 23, n. 2, p. 434-442, 2008.
- (2) JALILI-MARANDI, V., DINAHAHI, V. SIMD-based large-scale transient stability simulation on the graphics processing unit. IEEE Transactions on Power Systems, v. 25, n. 3, p. 1589-1599, 2010.
- (3) LIANG, Y. et al. Improved coherency-based wide-band equivalents for real-time digital simulators. IEEE Transactions on Power Systems, v. 26, n. 3, p. 1410-1417, 2010.

(4) WANG, B., HOKE, A., TAN, J. Power System Network Reduction for Power Hardware-in-the-Loop Simulation. In: 2021 IEEE Kansas Power and Energy Conference (KPEC). IEEE, p. 1-6, 2021.

(5) MIRZAHOSSEINI, R., IRAVANI, R., ZHANG, Y. An FPGA-based digital real-time simulator for hardware-in-the-loop testing of traveling-wave relays. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 35, n. 6, p. 2621-2629, 2020.

(6) PAPASPILIOTOPOULOS, V. A. et al. Hardware-in-the-loop design and optimal setting of adaptive protection schemes for distribution systems with distributed generation. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 32, n. 1, p. 393-400, 2015.

(7) BERGAMO, A. L. B., QUINTÃO, P. E. M., LIZÁRRAGA, M. G. M., Almeida, P. C., Romei, O. R., Barua, J. M., Gomes Jr, S., CORONEL, G. G. Estudos de estabilidade do sistema interligado brasileiro, paraguaio e argentino. Trabalho do XI Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica. XI SEPOPE, 2009.

(8) ZIN, A. M. et al. Time domain dynamic aggregation of generating unit based on structure preserving approach. In: Proceedings. National Power Engineering Conference, 2003. PECon 2003. IEEE, p. 154-160, 2003.

DADOS BIOGRÁFICOS

DADOS BIOGRÁFICOS



PAULO HENRIQUE GALASSI: Possui o diploma de graduação em engenharia elétrica e atualmente mestrando pela Universidade Estadual do Paraná (2016). Trabalha na Itaipu Binacional desde 2016, onde atualmente trabalha na área de estudos elétricos e normas, envolvido com análise de pós-operativa de perturbações e eventos, estudos elétricos em regime permanente, dinâmico e transitório e sistemas de proteção e controle.

(2) JONAS ROBERTO PESENTE

Doutorado em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina e colaborador de Itaipu Binacional na divisão de estudos elétricos e normas.

(3) LEONARDO RODRIGUES DOS SANTOS

Engenheiro Eletricista graduado na Universidade Estadual do Oeste do Paraná - Unioeste, Foz do Iguaçu. Já atuou como estagiário na ITAIPU Binacional realizando equivalentes dinâmicos, atuou com suporte técnico de malas de testes na CONPROVE e atualmente trabalha como Coordenador de Engenharia e de Produção de geradores a Biogás na ENERMAC.

(4) ALFREDO JAVIER MEZGER SZOSTAK

Integrante da divisão de Estudos Elétricos e Normas (OPSE.DT) da Itaipu Binacional. É formado em engenharia elétrica pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá, com mestrado na Universidade Federal de Santa Catarina. Suas áreas de interesse incluem análise da operação de sistemas elétricos, estudos de estabilidade de frequência e tensão, e estudos de transitórios eletromagnéticos.

(5) FELIPE CRESTANI DOS SANTOS

Engenheiro eletricista no Centro de Competência em Automação e Simulação de Sistemas Elétricos (AS.DT) na Fundação Parque Tecnológico Itaipu - Brasil (FPTI-BR), com atuação nas áreas de Simulação em Tempo Real, Sistemas de Proteção, Geração Distribuída e Microrredes. Possui graduação em Engenharia Elétrica na Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR (2014), mestrado em Engenharia Elétrica e Computação na Universidade Estadual do Oeste do Paraná - Unioeste (2017) e atualmente é doutorando na Escola de Engenharia de São Carlos - Universidade de São Paulo.

(6) GUILHERME LOURO JUSTINO

Natural de Goioerê Paraná, nascido em março de 1987. Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual do Oeste do Paraná - Unioeste. Atualmente é Engenheiro Eletricista na Fundação Parque Tecnológico Itaipu - Brasil, onde atua principalmente nas áreas de simulação em tempo real de sistemas elétricos de potência, sistemas de proteção, geração distribuída e microrredes.

(7) RODRIGO ANDRADE RAMOS

Possui graduação (1997), mestrado (1999) e doutorado (2002) em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo. Atualmente é Professor Associado do Departamento de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos, no campus de São Carlos da Universidade de São Paulo. Atuou também como Professor Visitante na University of New South Wales, Austrália e como Professor Associado Visitante na University of Waterloo, Canadá.

Foi Editor Associado da IEEE Transactions on Sustainable Energy e da IEEE Transactions on Smart Grid. Atua como assessor ad hoc para FAPESP, CNPq, CAPES, FACEPE e CONICYT - Chile.

(8) ADRIANO BATISTA DE ALMEIDA

Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual do Oeste do Paraná (2009), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá (2011) e doutorado em Engenharia Elétrica também pela Universidade Federal de Itajubá (2015). Foi pesquisador visitante na University of Strathclyde em Glasgow (Escócia) entre 2013 e 2014. Atualmente é Professor Adjunto do Centro de Engenharias e Ciências Exatas na Universidade Estadual do Oeste do Paraná, onde atua no programa de mestrado em Engenharia Elétrica e Computação orientando alunos principalmente na área de modelagem, controle e operação de microrredes de energia elétrica.