

Análise e Técnicas de Sistemas de Potência GAT

19 a 22 de outubro de 2025

RELATÓRIO ESPECIAL PRÉVIO

Trevor Matheus Carlos Vilella do Carmo Dobbin
Sergio Gomes Junior, Trevor Matheus Carlos Vilella do Carmo Dobbin, Paulo
Eduardo Martins Quintao, Thomas Moreira Campello

1.0 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Abaixo as 3 principais constatações observadas:

A transição energética exige o aprimoramento de ferramentas e modelos que representem fielmente o comportamento dinâmico dos IBRs. A aderência entre modelo e equipamento depende de testes de campo abrangentes e da integração contínua entre agentes, fabricantes e o operador do sistema.

A mitigação de fenômeno de multi-infeed em corrente contínua continua sendo uma preocupação. O planejamento de bipolos VSC, STATCOM e compensadores síncronos são possíveis formas de mitigação.

Com a expansão de IBRs desde o último SNPTEE, passou a surgir a preocupação com problemas associados oscilações subsíncronas que devem passar a ser monitoradas, simuladas e mitigadas.

2.0 - Classificação dos Informes Técnicos

Abaixo as 3 principais constatações observadas:

A transição energética exige o aprimoramento de ferramentas e modelos que representem fielmente o comportamento dinâmico dos IBRs. A aderência entre modelo e equipamento depende de testes de campo abrangentes e da integração contínua entre agentes, fabricantes e o operador do sistema.

A mitigação de fenômeno de multi-infeed em corrente contínua continua sendo uma preocupação. O planejamento de bipolos VSC, STATCOM e compensadores síncronos são possíveis formas de mitigação.

Com a expansão de IBRs desde o último SNPTEE, passou a surgir a preocupação com problemas associados oscilações subsíncronas que devem passar a ser monitoradas, simuladas e mitigadas.

2.1 - Métodos, modelos e ferramentas para estudos de sistemas de potência envolvendo - 16

2.2 - Dinâmica de sistemas de potência - 4

2.3 - Controle aplicado a sistemas de potência, considerando novas técnicas - 3

2.4 - Análise do desempenho de sistemas de potência considerando - 6

2.5 - Grandes perturbações no SIN - 3

- Avaliação do desempenho de modelos de aerogeradores através de comparações com curvas reais de perturbações
- Análise Dinâmica do Blecaute Parcial do SIN em 15 de Agosto de 2023: Lições Aprendidas e Ações Tomadas
- Simulação Híbrida para Verificação da Aderência dos Modelos de Reguladores de Velocidade em Eventos Sistêmicos no SIN
- Análise de Eventos de Falha de Comutação no SIN
- Impacto da conexão de um bipolo HVDC VSC no desempenho de falhas de comutação de um bipolo LCC conectado eletricamente próximo
- Oscilações observadas no SIN introduzidas por fontes conectadas via inversores: principais desafios e soluções identificadas
- Metodologia para aprimoramento da Segurança Elétrica da Região Nordeste através da instalação de Compensadores Síncronos em pontos estratégicos
- Operação stand-alone do Back-to-Back do Complexo HVDC do rio Madeira com a UHE Jirau durante o período seco
- Estratégia de controle coordenado entre STATCOM e HVDC-LCC para melhoria da resposta dinâmica frente a distúrbios na rede CA
- Estudo de caso: Análise do Compensador STATCOM Mediante a Oscilações Subsíncronas
- Controle data driven para amortecimento de oscilações eletromecânicas: aplicação aos elos HVDC associados à UHE de Belo Monte
- Inércia Sintética e seus efeitos na estabilidade do Sistema Interligado Nacional: oportunidades de aprimoramento, práticas internacionais na função de Fast Frequency Response e a relação com outros controladores de IBRs
- Aplicação do E-STATCOM para amortecimento de oscilações subsíncronas (SSO)
- Metodologia para Análise de Ressonância em Parques Eólicos
- Estudo de Desempenho Dinâmico da UTE Jaguatirica II considerando a conexão do SISOL ao SIN
- Revisão do Esquema de Separação Automática de Unidades geradoras para a ANDE (ESAUPA) através de simulações em Lote considerando o sistema interligado Brasil-Paraguai-Argentina-Uruguai
- Modelagem fasorial de linhas de transmissão desbalanceadas para simulações no AnaHVDC
- Metodologia e Validação do Modelo Híbrido de Carga e Geração no Programa Anatem
- Conversores Seguidores e Formadores de Rede no Sistema Interligado Nacional: Modelagem e Validação
- Validação de Modelo PSCAD Conforme a RAP-ONS 000122023
- VALIDAÇÃO DE MODELOS BASEADA EM PARTIÇÕES TOPOLÓGICAS HIERARQUIZADAS DO SIN, DADOS DE PMU E SIMULAÇÃO DINÂMICA HÍBRIDA

- Implementação do Reator de Saturação Natural no Programa Anarede
- Nova representação de geração individualizada no programa Anarede para representação de máquinas síncronas, geradores eólicos, fotovoltaicos e micro e mini geração distribuída
- Diagnóstico de Problemas de Convergência em Simulações Dinâmicas com Alta Penetração de Fontes Renováveis Baseadas em Inversores
- EXPERIÊNCIA COM VALIDAÇÃO DE MODELO ATP DE COMPENSADOR ESTÁTICO DE REATIVOS CONTRA SIMULAÇÕES EM TEMPO REAL
- Ajuste de PSS em Usinas Hidrelétricas: Uma Comparação entre Técnicas de Alocação de Polos, Compensação de Fase e Potência Ativa
- Avaliação da Conexão de Grandes Parques Eólicos Offshore Utilizando Metodologia de Análise Automatizada em Regime Permanente
- Modelos de Sistemas de Excitação Baseados em Topologias de Fabricantes
- Nova proposta de representação de transformadores de 4 e 5 enrolamentos nos programas de fluxo de carga e curto-circuito
- Modelagem Fasorial Trifásica com Harmônicos de Elos de Corrente Contínua
- Desafios e Propostas para o Comissionamento e Validação do Controle de Tensão dos Power Plant Controllers no Sistema Interligado Nacional
- Segmentação de Rede para Processamento Paralelo Para Melhoria de Desempenho Computacional no AnaHVDC

3.0 - Relatório sobre os Informes Técnicos

Título - Modelagem fasorial de linhas de transmissão desbalanceadas para simulações no AnaHVDC

Entidade(s) - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica CEPEL, Universidade Federal do Rio de Janeiro

Autor(es) - Rodrigo Godim de Azevedo, Thiago José Masseran Antunes Parreiras, Sergio Gomes Junior

Resumo

O presente Informe Técnico tem como objetivo apresentar a continuidade da pesquisa de modelos do programa AnaHVDC, acompanhando a evolução das modelagens e dos resultados apresentados em outras edições do SNPTEE. O foco desse trabalho consiste na modelagem fasorial de linhas de transmissão desbalanceadas. Ressalta-se que modelos precisos de linhas de transmissão são essenciais para avaliação do desempenho dos sistemas de energia, permitindo a simulação de transitórios eletromecânicos e eletromagnéticos. Além disso, essas simulações são fundamentais para garantir a segurança e confiabilidade durante eventos transitórios como curtos-circuitos e variações bruscas de carga, e subsidiam o planejamento e a operação da rede, reduzindo custos operacionais, permitindo a integração eficaz de novas fontes de energia. A principal contribuição do IT é a modelagem fasorial da linha de transmissão desbalanceada e os resultados que evidenciam a importância da consideração desse desbalanço. A teoria do modelo de acompanhamento é usada para considerar linhas de transmissão trifásicas idealmente transpostas com seus parâmetros dados por suas componentes simétricas ou para linhas de transmissão desbalanceadas, cujo desacoplamento é dado pela decomposição modal. O modelo fasorial proposto foi implementado na plataforma computacional AnaHVDC, tendo o ATP e o PSCAD utilizados como

ferramentas de referência para validação do modelo em suas diversas configurações.

Perguntas e Respostas

Da forma como o modelo de linha desbalanceado foi concebido com apenas quatro pontos de transposições e com um único ciclo de transposição definido para todos os condutores, como seria possível modelar um circuito duplo na mesma torre, onde os ciclos de transposição dos dois circuitos giram em sentidos contrários (por exemplo, horário e anti-horário)?

Atualmente, o programa AnaHVDC ainda não dispõe de um modelo específico para linhas de transmissão em circuito duplo, embora esse recurso já esteja em fase de desenvolvimento. A linha de circuito duplo possui acoplamento indutivo e capacitivo de sequência zero para linhas balanceadas e, este acoplamento também se reflete nas três sequências em linhas desbalanceadas. Outro aspecto que será incorporado ao futuro modelo é a transposição de linhas de circuito duplo, tanto em sua forma convencional quanto na configuração com ciclo de transposição reverso. Estamos também avaliando a possibilidade de consideração de múltiplas linhas de transposição na mesma faixa de passagem. Por questão de confiabilidade não é muito comum, mas pode haver casos específicos por conta de limitações ambientais em que a proximidade das linhas possui efeito nos parâmetros elétricos.

A diferença entre as simulações do AnaHVDC/ATP e o PSCAD na Figura 7, LT idealmente transposta, poderia estar associada à modelagem de perdas nos modelos de LTs? Foram verificadas as diferenças em função diminuição dos passos de integração? À luz do estágio atual do modelo de LT desenvolvido, há alguma explicação para as diferentes respostas do PSCAD com relação ao AnaHVDC/ATP?

A diferença observada entre as simulações do AnaHVDC/ATP e do PSCAD na Figura 7, para a LT idealmente transposta, pode estar relacionada a distintos aspectos da modelagem de linhas de transmissão em cada software.

Sim, é possível que parte da divergência decorra da modelagem de perdas. Observa-se que os modelos empregados no AnaHVDC e no ATP tendem a apresentar resultados mais próximos que o PSCAD. Foi observado também que a inclusão do modelo Bergeron para linhas equilibradas já alterava o ponto de operação do PSCAD.

Adicionalmente, ao alterar o passo de integração não foram obtidas mudanças significativas e mesmo com passos menores, o comportamento distinto do PSCAD em relação ao AnaHVDC/ATP persistiu. Isso sugere que a diferença não está restrita ao critério de integração numérica.

À luz do estágio atual do modelo de LT desenvolvido, a explicação mais plausível é que o PSCAD pode reproduzir efeitos que não estão totalmente representados nas implementações atuais do AnaHVDC/ATP. Assim, as respostas distintas não indicam necessariamente erro, mas refletem diferentes níveis de detalhamento da modelagem adotada por cada programa.

Os autores poderiam comentar o fato do programa AnaHVDC ainda não ter um modelo de LT com parâmetros que variam com a frequência? Como isso

impacta as simulações de manobras de linhas em um sistema real como o SIN (Sistema Interligado Nacional)?

Na literatura técnica encontram-se diversos modelos de linhas de transmissão com parâmetros dependentes da frequência, cada qual apresentando vantagens e limitações, o que torna complexa a definição da modelagem mais adequada a ser implementada no programa.

Por exemplo, um dos modelos mais consagrados é o utilizado no PSCAD, que tem como desvantagem a necessidade de utilização de algoritmo de vector fitting que realiza aproximação no domínio da frequência das funções de transferência de alguns parâmetros da linha, utilizando um conjunto de polos aproximados.

Por outro lado, o modelo do ATP também possui alguns problemas de resultados espúrios em casos de religamento tripolar, além de se constituir como uma aproximação inferior em relação ao modelo do PSCAD.

Além desses, existem outros modelos descritos na literatura, cada um com diferentes enfoques matemáticos e níveis de fidelidade, reforçando a necessidade de uma análise criteriosa antes da adoção definitiva no AnaHVDC.

Acreditamos que a consideração da dependência de parâmetros com a frequência não é algo essencial para realização de estudos. Isso se justifica pelo fato de que, ao desconsiderar tal dependência, os resultados obtidos são, em geral, mais conservadores, o que garante segurança sem comprometer a confiabilidade da análise. Por essa razão, a pesquisa e implementação desse recurso no AnaHVDC não têm sido conduzidas com celeridade. Ressalta-se que como o modelo da linha é linear, não há qualquer restrição na conversão de um modelo qualquer de um programa EMT convencional para um modelo fasorial, nem haveria dificuldades na implementação computacional no AnaHVDC. O ponto central que justifica a postergação da disponibilização desse recurso é justamente a necessidade de consolidar, com base em comparações e critérios técnicos, qual seria o modelo mais apropriado a ser incorporado ao programa.

Título - Metodologia e Validação do Modelo Híbrido de Carga e Geração no Programa Anatem

Entidade(s) - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica CEPEL, Universidade Federal do Rio de Janeiro

Autor(es) - Vinícius Rabelo Lopes, Lígia Rolim da Silva, Nicolás Abreu Rocha Leite Netto, Fabricio Lucas Lirio, Thiago José Masseran Antunes Parreiras

Resumo

A modelagem de cargas e geração em sistemas elétricos é um processo desafiador devido à necessidade de representar com acurácia e eficiência o comportamento dinâmico desses elementos em condições operacionais variadas. Problemas recentes em simulações realizadas no programa ANATEM evidenciam dificuldades de convergência em sistemas que utilizam representações tradicionais de geração e carga. Dentre tais problemas, destacam-se a necessidade de soluções que equilibrem precisão e desempenho computacional para garantir análises confiáveis em eventos críticos.

Este trabalho propõe o desenvolvimento de um modelo ZIP híbrido no programa ANATEM, partindo do modelo de impedância constante (Z_{cte}). O modelo combina a robustez computacional do Z_{cte} em situações críticas com a flexibilidade da

configuração tradicional ZIP após a estabilização, ajustada por uma constante de tempo.

O modelo foi validado em cenários do Sistema Interligado Nacional (SIN), demonstrando ser eficaz na mitigação de problemas de convergência em eventos críticos, como curtos-circuitos e aberturas de linhas de transmissão. Além disso, oferece maior flexibilidade na simulação dinâmica e apresenta desempenho computacional comparável ao modelo Zcte, enquanto proporciona uma resposta mais próxima do comportamento real, quando definida.

Com a aplicação do modelo híbrido, foi possível superar os desafios das simulações dinâmicas em sistemas elétricos, ampliando a aplicabilidade do ANATEM como ferramenta eficaz para estudos de estabilidade transitória e planejamento do setor elétrico.

Perguntas e Respostas

Como foram definidos os percentuais de cada uma das parcelas das partes ativa e reativa da modelagem ZIP da geração para as fontes de geração eólica e fotovoltaica? Foi realizada alguma validação com modelos CDU ou alguma outra dessas fontes em casos reais de simulação do SIN? Existe a previsão de estender a metodologia proposta também para modelagem de cargas ZIP no ANATEM?

Os percentuais adotados (50% Zcte e 50% Pcte na potência ativa, e 100% Zcte na potência reativa) foram escolhidos com base no banco de dados do SIN disponibilizado por estudos realizados pela EPE, que já utilizava essas proporções para representar usinas eólicas e fotovoltaicas. A intenção foi aproximar a modelagem a um cenário mais realista, refletindo o comportamento do sistema em bases operacionais já consolidadas.

Não foram realizadas comparações com modelos CDU, pois o escopo do trabalho foi direcionado a avaliar a eficácia do modelo híbrido frente ao modelo ZIP tradicional.

Por fim, a metodologia proposta já foi estendida para cargas ZIP híbridas no ANATEM, embora o artigo apresente apenas os resultados referentes ao caso de geração.

Houve alguma análise comparativa de desempenho entre o modelo híbrido e modelagens dinâmicas baseadas em CDU mais detalhadas? Caso não, quais seriam os principais desafios para essa comparação?

O objetivo do trabalho não foi comparar com CDUs, mas sim focar nos casos em que o ANATEM apresentava problemas de convergência. Para isso, a proposta foi comparar diretamente o modelo híbrido com o modelo tradicional do programa, que em determinados cenários não conseguia convergir. Essa escolha está alinhada com o propósito do artigo, que é propor uma solução simples, prática e robusta para superar falhas numéricas em sistemas com alta penetração de renováveis.

Uma comparação com CDUs até seria possível, mas traria desafios importantes: a complexidade maior das malhas de controle, a heterogeneidade entre diferentes fontes de geração e o maior custo de modelagem e simulação. Por isso, esse tipo de

análise acabou ficando fora do escopo, mas pode ser vista como uma linha de trabalho futura.

A metodologia apresentada foi testada em casos com maior penetração de geração renovável no SIN como em casos de planejamento? A metodologia proposta foi eficaz na mitigação dos problemas de convergência recentemente identificados nesses cenários?

A metodologia foi validada em um caso realista do SIN com alta penetração de geração renovável, o ONS – 3Q2024 – Máxima Diurna. Esse caso representa condições operativas críticas, com carga pesada e forte participação de eólica e fotovoltaica, sendo exatamente um dos cenários em que o ANATEM apresentava dificuldades de convergência.

É importante destacar que esse caso não se refere a estudos de planejamento de longo prazo, mas sim a uma configuração operacional disponibilizada pelo ONS. Mesmo assim, ele foi suficiente para comprovar a eficácia da metodologia: o modelo tradicional não convergia, enquanto o modelo híbrido garantiu convergência, inclusive em eventos críticos como afundamentos de tensão e abertura de linhas de transmissão.

Portanto, embora a aplicação tenha sido em cenário de operação e não de planejamento, os resultados confirmaram a eficácia do modelo híbrido na mitigação dos problemas de convergência recentemente identificados em sistemas com alta penetração renovável.

Como foram definidos os percentuais de cada uma das parcelas das partes ativa e reativa da modelagem ZIP da geração para as fontes de geração eólica e fotovoltaica? Foi realizada alguma validação com modelos CDU ou alguma outra dessas fontes em casos reais de simulação do SIN? Existe a previsão de estender a metodologia proposta também para modelagem de cargas ZIP no ANATEM?

Houve alguma análise comparativa de desempenho entre o modelo híbrido e modelagens dinâmicas baseadas em CDU mais detalhadas? Caso não, quais seriam os principais desafios para essa comparação?

A metodologia apresentada foi testada em casos com maior penetração de geração renovável no SIN como em casos de planejamento? A metodologia proposta foi eficaz na mitigação dos problemas de convergência recentemente identificados nesses cenários?

Título - Conversores Seguidores e Formadores de Rede no Sistema Interligado Nacional: Modelagem e Validação

Entidade(s) - CENTRO FEDERAL DE EDUCAÇÃO TECNOLÓGICA CELSO SUCKOW DA FONSECA

Autor(es) - Wallace Ribeiro Ferreira, Glauco Nery Taranto

Resumo

Este trabalho apresenta um estudo detalhado sobre os Inverter-Based Resources (IBR), operando tanto no modo Grid-Following Converter (GFL) quanto no modo Grid-Forming Converter (GFM). Esses modelos foram desenvolvidos e simulados utilizando o programa computacional ANATEM® e posteriormente validados por meio de simulações realizadas no software PSCAD®, garantindo consistência e confiabilidade nos resultados obtidos. O objetivo principal deste Informe Técnico (IT) foi avaliar o comportamento dessas tecnologias no suporte de potência reativa. Característica essencial para manter a estabilidade e qualidade da tensão em sistemas elétricos. As simulações foram realizadas no Sistema Interligado Nacional (SIN), com foco na região Nordeste do Brasil, especificamente próxima à linha de transmissão que conecta as subestações Fortaleza II e Quixadá. Local estratégico devido às suas características operacionais e desafios associados à integração de fontes renováveis. Os resultados demonstraram que o IBR operando no modo GFM apresentou um desempenho superior no suporte de potência reativa em comparação ao GFL. Esse comportamento resultou em um perfil de tensão mais interessante, evidenciando a relevância do GFM em cenários onde a regulação de tensão é crítica. A capacidade do GFM de atuar de forma mais rápida no suporte à rede contribui significativamente para melhorar a operacionalidade do sistema, especialmente em regiões com elevada penetração de fontes intermitentes, como eólica e solar.

Perguntas e Respostas

A validação dos modelos GFL e GFM foi realizada com base em controle local, sem considerar lógicas de controle coordenadas no Ponto de Acoplamento Comum (PAC). Os autores pretendem estender os estudos para incluir a coordenação de controle em nível de planta, como no caso de um Power Plant Controller (PPC)? Como os autores avaliam o impacto da introdução de um controle desse tipo sobre os resultados e conclusões obtidos na análise apresentada, sobretudo no caso de um controle rápido, conforme preconizado na versão vigente do Submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede?

Pretende-se aprofundar os estudos de validação, principalmente em relação ao formador de rede. O primeiro passo consiste em validar as malhas de controle sob os efeitos da limitação de corrente. Em seguida, pretende-se realizar a validação com base em uma estratégia de controle da planta. Espera-se que esse processo considere adequadamente os possíveis atrasos presentes no sistema.

No item 3, validação do IBR, os autores poderiam detalhar quais modelos de GFL e GFM foram utilizados no PSCAD® como referência para validação? Em relação aos resultados apresentados nas figuras 5 a 8 (GFL) e figuras 10 a 13 (GFM), quais foram os distúrbios aplicados nas simulações que originaram os resultados comparativos apresentados?

Os modelos GFL e GFM implementados no PSCAD são apresentados nas Figuras 1 e 2, respectivamente. Já nas Figuras 4 e 9, são mostrados os correspondentes modelos GFL e GFM no software ANATEM®. Foi realizado abertura de linha do diagrama unifilar apresentado na Figura 3.

O Informe Técnico considerou o modelo GFM com fator de potência unitário e sem limitação de corrente, por motivos acadêmicos. Como os autores avaliam que os resultados seriam afetados caso fossem introduzidas limitações

dinâmicas de corrente e a atuação de proteções do tipo LVRT/HVRT, especialmente em cenários com múltiplos IBRs e redes com baixo nível de curto-circuito?

O modelo GFM incorporou a limitação de corrente, conforme mostrado nas Figuras 15 a 18. No entanto, para fins acadêmicos, essa limitação foi desabilitada tanto no GFL quanto no GFM para a mesma perturbação, como pode ser visto na Figura 19. Observou-se que o GFM apresenta maior capacidade em relação ao GFL na mitigação de afundamentos de tensão. Em situações com LVRT HVRT habilitados, uma maior probabilidade de atuação das proteções quando os IBRs operam em modo GFL, devido aos comportamentos indesejados de tensão.

Título - Validação de Modelo PSCAD Conforme a RAP-ONS 000122023

Entidade(s) - REIVAX S/A AUTOMACAO E CONTROLE

Autor(es) - Luiz Felipe Pfleger, Tiago Nascimento Siemann, Rafael Heidemann de Santana, Alysson Souza de Oliveira

Resumo

No dia 15 de agosto de 2023, uma ocorrência envolvendo o desligamento da LT 500 kV Quixadá-Fortaleza II pôs em xeque a confiabilidade dos modelos matemáticos de usinas eólicas e fotovoltaicas. A partir dos resultados da RAP-ONS 000122023, o Operador Nacional do Sistema Elétrico passa a exigir dos agentes de usinas eólicas e fotovoltaicas que forneçam os modelos matemáticos no software PSCAD, e que estes modelos sejam validados contra testes de Hardware-in-the-Loop. Este artigo aborda a arquitetura implementada para a realização dos testes com o PPC Reivax. Na arquitetura do Hardware-in-the-Loop, diferentes testes são feitos, de modo a verificar o desempenho do PPC em eventos envolvendo tensão e frequência. São feitas comparações entre estes testes e simulações no software PSCAD, de modo a atestar a fidelidade do modelo PSCAD do PPC Reivax.

Perguntas e Respostas

Na Figura 5 possível observar uma significativa redução de potência ativa quando há a redução da tensão do parque. Poderiam esclarecer qual é a causa dessa redução? Qual foi o evento simulado para representar essa perturbação no sistema?

Foi simulado um evento de subtensão e subfrequência. Quando há a redução da tensão do inversor, a corrente de eixo direto fica limitada em 1.1 pu, e também em função da prioridade de corrente de eixo em quadratura. Em regime permanente, $P = V_t \cdot I_d$. Como V_t reduziu significativamente, o inversor priorizou a injeção de corrente de eixo em quadratura, logo a corrente de eixo direto ficou próxima de zero. Isto justifica a redução de potência ativa.

Na Figura 4 é verificado um aumento expressivo da geração de potência ativa do parque para um evento de subfrequência. Esse resultado foi obtido considerando a existência de reserva de potência em uma usina fotovoltaica ou trata-se da resposta da inércia sintética de um parque eólico? Em síntese, qual é a natureza da fonte de energia que viabilizou essa resposta dinâmica?

Em todas os testes de hardware-in-the-loop realizados, bem como simulações no PSCAD, considerou-se a existência de reserva de potência ativa da usina fotovoltaica. Em outras palavras, sempre há irradiação suficiente para aumentar a

geração de potência ativa. O que irá limitar a geração de potência ativa é o sinal de controle de potência ativa enviado ao inversor.

Como a arquitetura apresentada se adapta a diferentes topologias de redes de automação, por exemplo, com protocolos alternativos ao Modbus TCP (como IEC 61850 ou DNP3)? Há previsão de ampliar a abordagem para esses cenários mais comuns em plantas com integração mais complexa, como por exemplo usinas híbridas ou associadas?

Para o processo de validação do modelo matemático em confronto com os testes em hardware-in-the-loop, a adoção de diferentes protocolos de comunicação altera apenas o parâmetro de taxa de comunicação (leitura/escrita). Em relação à configuração física do estande de testes, é possível adotar diferentes protocolos caso o objetivo seja emular alguma característica desses protocolos, como velocidade de comunicação e necessidade de utilização de gateways externos.

A mesma estratégia para testes de hardware-in-the-loop já foi aplicada em um modelo de PPC híbrido (eólico + fotovoltaico). Os resultados da validação do modelo de PPC híbrido foram submetidos ao ONS, no qual estão sob avaliação.

Título - VALIDAÇÃO DE MODELOS BASEADA EM PARTIÇÕES TOPOLÓGICAS HIERARQUIZADAS DO SIN, DADOS DE PMU E SIMULAÇÃO DINÂMICA HÍBRIDA

Entidade(s) - Fundação de Ensino e Engenharia de Santa Catarina -

FEESC, Operador Nacional do Sistema Elétrico, Universidade Federal de Santa Catarina

Autor(es) - Ildemar Cassana Decker, Fabricio Andrade Mourinho, Aguinaldo Silveira e Silva, Antonio Felipe da Cunha de Aquino, Vitor Antunes, Dalton Fellipe Casamali, Agilio Coutinho Netto, Marcelo Carreiro de Saboia, André Macagnan

Resumo

Neste trabalho é apresentada uma metodologia hierárquica que combina partições topológicas com Simulação Dinâmica Híbrida (SDH) e medições de sincrofasores (PMU) para avaliar a fidelidade dos modelos aplicados em estudos operacionais e de planejamento. A técnica consiste em isolar regiões específicas do sistema por meio de cortes topológicos e injetar dados reais de medição nos pontos de fronteira da partição, permitindo uma análise direcionada da resposta dinâmica do modelo da região de interesse. A metodologia é versátil, com variações para diferentes níveis de complexidade da rede, incluindo áreas com e sem geração síncrona. A avaliação dos modelos considera critérios qualitativos, como estabilidade e forma das respostas, e quantitativos, baseados em indicadores no domínio do tempo, como erro relativo, resposta transitória e parâmetros de oscilação. Os testes foram realizados com dados reais obtidos por meio de PMUs para a perturbação ocorrida em 08/12/2022, envolvendo o desligamento de unidades da UHE Belo Monte. Partições nas regiões de Acre-Rondônia foram analisadas, demonstrando a eficácia da abordagem na detecção de inconsistências de modelagem e na identificação de ajustes necessários para aumentar a aderência entre simulação e comportamento real do sistema.

Perguntas e Respostas

Quais os desafios para considerar a aplicação da metodologia de forma mais abrangente no SIN?

Os desafios estão associados, principalmente, à ampliação de funcionalidades dos programas de simulação da dinâmica, atualmente empregados, e do parque de PMUs instaladas na Rede Básica e a eventual instalação de PMUs em redes de agentes de distribuição. Os programas de simulação necessitam ser dotados de facilidades para a realização de simulação dinâmica híbrida, por métodos diretos ou indiretos, com a injeção de medidas em múltiplos pontos da rede e de funcionalidades para o cálculo de índices de discrepância entre resultados de simulação e registros de PMU.

Relativamente ao parque de PMUs, nos estudos realizados constatou-se a necessidade da instalação de cerca de duas dezenas de novas PMUs na Rede Básica para viabilizar a realização de SHD de forma segregada para cada uma das 5 regiões eletrogeográficas do SIN ou a instalação de cerca de uma centena de novas PMUs, também na Rede Básica, para se viabilizar a realização de SDH de forma segregada para cada uma das áreas geoelétricas estabelecidas no PAR/PEL. Por outro lado, neste mesmo trabalho, foram identificados vários cortes topológicos de subáreas geoelétricas do SIN em que já há medidas suficientes para realizar a SDH, além da possibilidade da realização de cortes topológicos locais para a validação de modelos de usinas eólicas e solares que tiverem PMU instalada no seu respectivo PAC.

Na aplicação da Simulação Dinâmica Híbrida em níveis hierárquicos superiores tem-se uma grande quantidade de variáveis e desejavelmente uma grande quantidade de medições, com graus de exatidão variável. Com isso, acredita-se que a consideração de algumas medições pode introduzir erros que poderiam ser reduzidos caso essas medições fossem descartadas. Como os autores veem essa questão da identificação de medições de baixa qualidade, ou até mesmo, espúrias no caso de defeito de medidores?

Os requisitos de desempenho para PMUs, tanto para regime permanente quanto para regime dinâmico, vêm sendo estabelecidos em Normas IEEE ao longo do tempo, sendo a mais recente a Norma IEC/IEEE 60255-118-1 Ed. 1.0 – 2018/12. Além disso, no Submódulo 2.13 dos Procedimentos de Rede estão estabelecidos requisitos mínimos para Sistemas de Medição Sincronizada de Fasores, incluindo-se os requisitos de classe de exatidão dos transformadores de instrumentos aos quais estão conectadas as PMUs. Por outro lado, poderão ocorrer falhas operacionais associadas ao processo de medição, tais como problemas relativos ao sincronismo temporal da PMU, os quais poderão ser identificados pela própria PMU e reportados no próprio frame de dados de sincrofadores enviados pela PMU ao PDC, em bits específicos definidos em Norma, permitindo a implementação de procedimentos automático de descarte de medidas de baixa qualidade. Portanto, há um arcabouço razoável de requisitos estabelecidos em Normas para as PMUs que, associados a um adequado acompanhamento operacional destas, podem assegurar a qualidade necessária das medidas para fins de validação de modelos de simulação.

Como os autores quantificam a observabilidade dos PMUs para a aplicação proposta? Há alguma métrica para identificar o nível de confiança dos resultados?

Como mencionado na resposta anterior, há um arcabouço razoável de Normas e regulamentações que asseguram um adequado grau de exatidão das medidas de sincrofadores. Para a validação de modelos de simulação, em específico, a adequação dos modelos é definida pela aderência entre os resultados de

simulações e os registros de PMUs. Como descrito no próprio IT (Informe Técnico), esta aderência, em geral, poderá ser verificada por indicadores qualitativos ou quantitativos. No caso dos indicadores quantitativos poderão ser usados indicadores no domínio do tempo, como o indicador IDT utilizado neste IT, no domínio da frequência e algumas formas composta encontradas na literatura técnica.

Título - Implementação do Reator de Saturação Natural no Programa Anarede

Entidade(s) - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica CEPEL, Comaphnia Hidro Elétrica do São Francisco, Bambu - Consultoria e Projetos de Engenharia Ltda

Autor(es) - Paula Oliveira La Gatta, Renan Pinto Fernandes, FLAVIO RODRIGO DE MIRANDA ALVES, Fabricio Lucas Lirio, Sergio Gomes Junior, Lígia Rolim da Silva, José Bione de Melo Filho, Marcelo José de Albuquerque Maia

Resumo

O estudo de fluxo de potência é fundamental para determinar os estados operativos de um Sistema Elétrico de Potência (SEP), fornecendo informações sobre tensões, ângulos de fase e fluxos de potência, e serve de base para análises mais complexas. O programa Anarede, desenvolvido pelo Cepel, realiza esse estudo em regime permanente com técnicas numéricas avançadas, considerando controles e limites operativos dos sistemas. Em sistemas de transmissão de alta tensão, Reatores Lineares (RL) são amplamente utilizados para regulação de tensão, entretanto sua característica indutiva linear limita a capacidade de transporte das linhas de transmissão. Como alternativa, os Reatores com Saturação Natural (RSN) ajustam dinamicamente sua demanda de potência reativa conforme a tensão, operando com baixa potência sob alta carga na linha de transmissão e elevando sua contribuição reativa sob baixa carga, promovendo controle contínuo da tensão e maior eficiência operacional. Estudos apontam que os RSN oferecem desempenho igual ou superior aos RL, inclusive em regimes transitórios. Diante dessas vantagens, a Eletrobras Chesf contratou o Cepel para implementar a modelagem dos RSN no programa Anarede, resultando na criação do código DRSN para entrada de dados e do RRSN para emissão de relatórios. A interface do programa também foi atualizada para incorporar esses elementos. Um projeto de P&D da ANEEL em parceria com a Eletrobras Chesf e a UFPE prevê a instalação de um RSN no barramento de 69 kV em Alagoas, para operar em paralelo com bancos de capacitores, visando maior eficiência e redução de custos operacionais. A validação do novo modelo será realizada com estudos na região Nordeste do Sistema Interligado Nacional (SIN), destacando os benefícios dos RSN em substituição aos RL.

Perguntas e Respostas

A modelagem atual dos Reatores com Saturação Natural (RSN) no Anarede considera apenas o comportamento em regime permanente. Existe plano de integração com os demais programas da plataforma computacional do Cepel, como por exemplo o Anafas, Anatem e PacDyn?

Sim, atualmente a modelagem dos Reatores de Saturação Natural (RSN) no programa Anarede considera apenas o regime permanente. No entanto, há um plano de integração com os demais programas da plataforma computacional do CEPEL. O modelo do reator já se encontra implementado no programa Anatem, por meio de um modelo built-in que realiza a leitura direta dos dados gerados pelo código DRSN do Anarede. Além disso, estão previstas atualizações para os

programas Anafas e PacDyn, que permitirão a incorporação do modelo de RSN em análises de curto-circuito e pequenas perturbações, ampliando a capacidade de simulação da plataforma.

. Em relação ao Anatem existe previsão para representar o desempenho transitório dos RSN, especialmente em eventos como rejeição de carga, manobras de religamento e atuação de suas proteções intrínsecas?

No contexto do programa Anatem, o modelo dos Reatores de Saturação Natural (RSN) já está implementado como um modelo built-in, que realiza a leitura dos dados do código DRSN do Anarede. Esse modelo representa o RSN por meio de uma susceptância B, definida como uma função não linear da tensão, e não contempla proteções adicionais.

No estudo de caso Bahia–Minas Gerais, os RSN mostraram desempenho similar aos CERs. Quais seriam os critérios técnicos e econômicos que justificariam a adoção de RSN em substituição aos CERs em projetos futuros, especialmente considerando manutenção, complexidade de operação e custo de aquisição?

A adoção dos Reatores de Saturação Natural (RSN) em substituição aos Compensadores Estáticos de Reativos (CERs) pode ser justificada por critérios técnicos e econômicos. Em termos de custo, os RSN apresentam menor investimento inicial, tanto na aquisição quanto na instalação. Do ponto de vista operacional, sua complexidade é reduzida, pois não envolvem eletrônica de potência nem sistemas de controle sofisticados. Além disso, em regime permanente, os RSN não geram harmônicos, o que elimina a necessidade de filtros específicos. Os principais transitórios observados na resposta dinâmica do RSN estão associados às características não lineares do equipamento, o que simplifica a manutenção e operação em comparação aos CERs.

Título - Nova representação de geração individualizada no programa Anarede para representação de máquinas síncronas, geradores eólicos, fotovoltaicos e micro e mini geração distribuída

Entidade(s) - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica CEPEL, UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA UFJF, Operador Nacional do Sistema Elétrico, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA

Autor(es) - Paula Oliveira La Gatta, Renan Pinto Fernandes, Juan Ignacio Patricio Rossi Gonzalez, Leonardo Pinto de Almeida, João Alberto Passos Filho, Ricardo Mota Henriques, Paulo Eduardo Martins Quintao, ANDERSON ROTAY GASPARG, Miguel Ferraz Modesto Sampaio Pinto, MARCELO LOURENCO PIRES, THAIS PACHECO TEIXEIRA, FLAVIO RODRIGO DE MIRANDA ALVES

Resumo

A representação individualizada das unidades geradoras no Sistema Interligado Nacional (SIN) permite análises mais precisas em estudos como recomposição, intervenções e margens de transmissão. O Operador Nacional do Sistema (ONS) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) identificaram a necessidade de aprimorar essa representação no programa Anarede, desenvolvido pelo Cepel, especialmente para integrar fontes renováveis conectadas por inversores, como eólica, fotovoltaica e geração distribuída. A versão anterior do Anarede (DGEI 2007) atendia os estudos de recomposição, mas era limitada para representar configurações não

convencionais e fontes não síncronas, além de ter restrições no fluxo de potência e no desligamento automático de unidades. Para superar essas limitações, o Cepel, em parceria com ONS, EPE e UFJF, revisou o modelo de geração individualizada, criando uma nova versão do DGEI. As melhorias incluem suporte a diferentes tipos de geração, integração de funcionalidades do Anat0 (como “co-unidades”), aprimoramento da representação de transformadores elevadores, chaveamento automático em transformadores de três enrolamentos e a criação do código DCPT para limites operativos genéricos. A nova modelagem foi implementada nos programas Anarede, Anafas, Anatem, Flupot e HarmZs, com foco neste trabalho no Anarede versão 12.0.0 (outubro de 2024). Serão apresentados resultados reais de operação no SIN, envolvendo geradores, compensadores síncronos, limites de fontes não síncronas e funcionalidades automatizadas de geração de dados.

Perguntas e Respostas

O trabalho foca no ANAREDE, mas menciona que a nova representação foi implementada também no ANAFAS, FLUPOT e HARMZS. Poderiam detalhar como a modelagem individualizada impacta nos estudos realizados pelos demais programas?

O Anarede é o programa de fluxo de potência do Cepel que, além das suas próprias ferramentas e análises, é responsável por fornecer o ponto de operação inicial para os demais programas de análise elétrica do Centro. Além disso, como a nova representação de geração individualizada surgiu no contexto da unificação da base de dados de curto e fluxo, os demais programas precisaram se adaptar, tornando suas análises mais próximas com a realidade, devido ao uso das unidades nos transformadores, por exemplo.

No IT é exemplificada a simulação dos casos da EPE e do ONS com apenas poucas barras de geração. Foi realizado algum estudo de sensibilidade avaliando alterações em pontos de operação que esta nova ferramenta poderia causar, caso utilizada nas barras de geração de todo o sistema, dado que, ao utilizar a ferramenta ANAT0 ou tentando inicializar um caso no ANATEM, observam-se barras de geração despachando fora dos limites estabelecidos pela base de dados fornecidas para o ANATEM?

No caso do ONS realmente foi utilizado apenas uma barra geradora modelada com o novo DGEI, com o objetivo de ilustrar o Agrupamento de Transformador de Três enrolamentos e a Curva de Capacidade por pontos. No entanto, para o caso da EPE, a integração com o Anat0 foi utilizada para converter toda a base de dados do BNT1 para o novo DGEI e as análises apresentadas foram realizadas com todas essas máquinas representadas com o novo DGEI. Como foi apresentado, o Anat0 utiliza os limites simplificados de geração, enquanto o novo DGEI no Anarede usa a curva de capacidade completa, então é esperado que haja iteração no fluxo de potência do Anarede ao adicionar o DGEI.DAT gerado pela Etapa 1 do Anat0, devido ao ajuste do ponto de operação aos novos limites dados pela curva. No entanto, após a conversão da base de dados, é esperado que essas iterações reduzam para os número de iterações tradicionalmente obtidos em estudos de fluxo de potência. Uma vantagem da nova modelagem é justamente a possibilidade de modelar, já no Anarede, os limitadores do Anatem nas máquinas com o novo DGEI, garantindo assim que o Anarede gere um ponto de operação adequado para a inicialização do Anatem.

Já existia no ANAREDE a implementação antiga do DGEI, porém que não era utilizada na base de dados disponibilizadas pelo ONS e EPE. Com esta nova ferramenta, espera-se que passe a ser utilizada nestas bases? Quais seriam os principais desafios para que esta implementação passe a ser utilizada amplamente?

Correto, a modelagem individualizada de geração existe desde 2007 no Anarede, no entanto, ela foi desenvolvida no contexto da Recomposição, que representa o sistema elétrico com características bem específicas, de baixa potência ativa e grande necessidade de suporte de reativos. Essa modelagem apresentava comportamentos inadequados quando usada na modelagem do sistema íntegro, como incapacidade de desligar unidades em operação, não representação da resistência dos transformadores e “topologia” limitada. A nova representação procura resolver esses problemas e, considerando o contexto da unificação da base de dados de curto-circuito e fluxo de potência, além da representação mais fidedigna da realidade, esperasse que seja utilizada amplamente na base de dados do ONS e EPE. Dentre os principais desafios está o uso dos valores corretos dos parâmetros dos geradores, uma vez que existem algumas máquinas que possuem uma impedância de transformador no caso equivalente, diferente daquele individualizado no BNT1, por exemplo. Além disso, as “topologias” mais complexas, como usinas com transformadores de três enrolamentos, necessitam de uma entrada de dados individual, em que o Anat0 não consegue auxiliar na conversão da base de dados. Esses pontos, porém, já estão sendo abordados pelo ONS e EPE, pois nos últimos anos eles vêm realizando esforços no sentido de validar e unificar os dados de máquinas, por exemplo.

Título - Diagnóstico de Problemas de Convergência em Simulações Dinâmicas com Alta Penetração de Fontes Renováveis Baseadas em Inversores

Entidade(s) - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica CEPEL, Operador Nacional do Sistema Elétrico

Autor(es) - Lígia Rolim da Silva, Fabricio Lucas Lirio, Sergio Gomes Junior, Leonardo Pinto de Almeida, Renan Pinto Fernandes, Paula Oliveira La Gatta, Paulo Eduardo Martins Quintao, André Nascimento Cavalcanti de Albuquerque, Dilton Serra Seca Vasconcelos Filho, Bruno Pestana Rosa

Resumo

A crescente expansão de fontes renováveis conectadas por inversores no Sistema Interligado Nacional (SIN) impõe desafios às ferramentas de simulação de transitórios eletromecânicos quanto à convergência do processo de solução, particularmente em cenários de planejamento com margens reduzidas de estabilidade. Em comparação aos casos com predominância de geração síncrona, esses cenários apresentam maior propensão a dificuldades de convergência, especialmente sob contingências severas. O programa Anatem é uma ferramenta de análise de estabilidade eletromecânica precisa e robusta, desenvolvido pelo Cepel para atender aos requisitos de estudos do setor elétrico brasileiro.

Este trabalho apresenta uma metodologia para diagnóstico e tratamento de problemas de convergência, com base em recursos existentes no Anatem, como a análise de relatórios de convergência, ajustes de parâmetros de solução e inserção de blocos de temporização em variáveis problemáticas, bem como resultados de aplicação da nova funcionalidade DLFN. A abordagem foi aplicada a um cenário do PAR 2029, evidenciando que, mesmo com interrupções iniciais por problemas de

convergência, é possível avançar na simulação até a identificação de colapsos dinâmicos.

A abordagem proposta é amplamente aplicável a diferentes cenários operativos e oferece uma metodologia prática para que os analistas possam realizar análises de estabilidade transitória em cenários com alta penetração de fontes renováveis, com o objetivo de fortalecer a adaptação do Anatem aos novos desafios impostos pela diversificação da matriz elétrica, mantendo o detalhamento dos componentes importantes para a avaliação da estabilidade eletromecânica visando a segurança da operação elétrica.

Perguntas e Respostas

A inserção de blocos DELAY e o uso da opção DLFN são apresentadas como soluções eficazes para contornar problemas de convergência. Contudo, essas abordagens introduzem um atraso artificial no modelo. Foi realizada alguma análise de sensibilidade para quantificar o impacto desse atraso na precisão dos resultados, especialmente em sistemas com diferentes níveis de curto-circuito? Foi verificado se essa metodologia poderia mascarar instabilidades reais ou introduzir oscilações numéricas?

De fato, o uso de blocos DELAY e da opção DLFN introduz atraso no modelo, que pode ou não ser significativo, em função do passo usado e do modelo em que está inserido. Por essa razão, a aplicação desses recursos foi realizada de forma controlada, apenas quando identificada a sua necessidade por meio da análise do relatório de convergência (através do uso da opção RCVT), e somente nos casos em que não foi possível obter convergência apenas com a redução do passo de integração e com as opções de execução já disponíveis no ANATEM para esse fim.

A opção DLFN, que realiza a inserção de DELAY de forma automática, ainda não foi oficialmente liberada no programa e requer investigação mais aprofundada, tema que poderá ser tratado em trabalhos futuros. A introdução de blocos DELAY para solução de problemas de convergência reforçam a necessidade de utilização de passos de tempo reduzidos no período de maior intensidade do transitório, para que estas medidas não causem perda na exatidão dos resultados.

Nas análises conduzidas, buscou-se comparar os resultados obtidos em simulações que não apresentavam problemas de convergência, com e sem a aplicação desses recursos, de modo a verificar a consistência dos fenômenos observados. O emprego dessa metodologia permitiu avançar na simulação, mas destaca-se que o mais adequado é que as temporizações reais dos equipamentos correspondentes sejam corretamente representadas nas malhas de controle dos modelos de forma fidedigna.

Reconhecemos, entretanto, que análises adicionais de sensibilidade poderão ser exploradas em trabalhos futuros, de forma a avaliar o impacto em diferentes condições de curto-circuito.

O trabalho conclui que o uso da opção DLFN é um forte indicativo da necessidade de revisão dos modelos de geração. Na prática, como os resultados deste estudo podem subsidiar o processo de validação de modelos

junto aos fabricantes? Há planos de formalizar essa metodologia como uma recomendação ou requisito para os agentes de geração ao submeterem novos modelos ou atualizações ao ONS?

Os resultados obtidos neste trabalho mostraram que a atuação da opção DLFN para viabilizar a convergência da simulação fornecem um indicativo prático de quais modelos apresentam inconsistências na modelagem, especialmente no caso de controladores de usinas renováveis baseadas em inversores. Essa constatação pode contribuir no processo de validação de modelos, sinalizando quais modelos necessitam ser revisados ou ajustados. Nesse sentido, os resultados do artigo reforçam a importância da colaboração entre os agentes do setor e os desenvolvedores de ferramentas computacionais para garantir simulações mais robustas e representativas do SIN.

Na prática, o uso do DLFN permitiu avançar em simulações críticas, como no caso do PAR 2029, até a identificação de colapso de tensão. Esse comportamento evidencia que, embora útil como recurso de diagnóstico, a solução definitiva requer a incorporação de atrasos ou filtros adequados diretamente nos modelos de controle, refletindo o comportamento real dos equipamentos em campo.

Até o momento, não há planos de formalizar essa metodologia como recomendação ou requisito para os agentes de geração na etapa de submissão de novos modelos ou atualizações ao ONS.

O artigo ressalta a capacidade do ANATEM em representar modelos de controle com um elevado grau de detalhamento. Contudo, a análise indica que certas características/componentes implementadas nestes controles causam instabilidades numéricas. Nesse contexto, a dificuldade de convergência reside no excesso de detalhamento ou na falta de realismo de algumas representações?

As dificuldades de convergência observadas decorrem, em muitos casos, da elevada complexidade e detalhamento dos modelos de controle, que frequentemente incluem malhas relevantes à análise de transitórios eletromagnéticos, mas que deveriam ser simplificadas no âmbito da análise de transitórios eletromecânicos. Deve-se ressaltar que dinâmicas de frequência superior a alguns Hz podem ser incompatíveis com o modelo de rede algébrica fasorial de um programa de estabilidade transitória, podendo se tornar dinâmicas espúrias, e nesse caso estas dinâmicas deveriam não ser modeladas ou de alguma forma serem filtradas no modelo eletromecânico.

Além disso, esses modelos também podem apresentar problemas de modelagem quando não incorporam filtros e temporizações que existem na prática nos equipamentos reais e que eliminariam interações e realimentações instantâneas na solução do método alternado do Anatem. No cenário avaliado, verificou-se que interações problemáticas entre modelos de inversores e a rede elétrica, como chaveamentos de modo de operação sem temporização adequada, refletindo uma modelagem não adequada do equipamento, geraram oscilações numéricas e instabilidades que inviabilizaram a continuidade da simulação.

Esse comportamento demonstra que dificuldades de convergência não está

associada apenas no nível de detalhamento dos modelos, mas também na forma como as realimentações dos modelos são implementadas. Outro aspecto importante está relacionado aos modelos de carga. Em situações em que o parâmetro de tensão mínima (V_{min}) não é adequadamente configurado, ou quando existem cargas elevadas em ramais radiais de alta impedância, podem ocorrer problemas de inexistência de solução para a rede CA, contribuindo para as dificuldades de convergência. A análise realizada reforça, portanto, a necessidade de atenção tanto à parametrização dos modelos de carga quanto à topologia de rede utilizada, especialmente em regiões críticas do SIN.

Modelos excessivamente simplificados podem não representar fenômenos críticos, enquanto modelos muito detalhados, mas sem parametrização que reflitam os equipamentos em campo, podem introduzir instabilidades ou o aparecimento de dinâmicas espúrias. Assim, os resultados apontam que a dificuldade de convergência está associada tanto ao excesso de detalhamento em alguns casos quanto à falta de parametrização adequada em outros, reforçando a necessidade de validação criteriosa e aderente ao comportamento físico dos equipamentos em campo.

Título - EXPERIÊNCIA COM VALIDAÇÃO DE MODELO ATP DE COMPENSADOR ESTATICO DE REATIVOS CONTRA SIMULAÇÕES EM TEMPO REAL

Entidade(s) - GENERAL ELECTRIC DO BRASIL LTDA

Autor(es) - Jose Augusto Yukio Otani, SU PEI FEI, JOSÉ GERALDO BARRETO MONTEIRO DE ANDRADE

Resumo

O modelo de compensador estático de reativos (CER) no programa de transitórios eletromagnéticos ATP é um requisito especificado no anexo técnico de leilão de transmissão deste equipamento e divulgado nos procedimentos de rede do ONS.

O modelo deve ser submetido ao operador, juntamente com a sua validação contra a implementação do produto. Esta etapa comprova que o modelo possui as características do projeto e funcionalidades fidedignas ao equipamento em campo.

De acordo com diretrizes estabelecidas em nota técnica do ONS, o modelo ATP para o CER deve ser validado contra simulações em tempo real no programa RTDS® com o cubículo de controle do equipamento ou réplica do controle.

Neste contexto, este informe técnico tem como objetivo abordar as experiências e desafios vivenciados durante a validação de modelo ATP de CER contra simulações em tempo real em RTDS®.

O modelo ATP foi implementado com interface a uma biblioteca dinâmica compilada com o código real do sistema de controle do CER, e a simulação em RTDS® foi realizada com o cubículo de controle do equipamento real.

Como parte da conclusão, os resultados de uma validação do modelo de CER serão apresentados e discutidos.

Perguntas e Respostas

Os autores poderiam detalhar o trabalho de adaptação do modelo digital do controle real para a biblioteca dinâmica em C do modelo no ATP?

O controle do produto é desenvolvido na plataforma Matlab Simulink que possui o recurso de compilar um arquivo binário para ser carregado no microcontrolador. De

posse do arquivo Simulink, fornecido por GE FACTS, foi possível gerar o código do produto em linguagem C para posteriores adaptações necessárias à confecção do modelo ATP, a citar:

- Todos os coeficientes dos filtros digitais existentes no controle foram recalculados para cada um dos passos de integração exigidos na Nota Técnica do ONS [1].
- Foi possível garantir que cada malha interna do controle tivesse o seu passo de execução preservado conforme originalmente projetado no produto.
- Foi criada uma função em C que detecta automaticamente que o usuário selecionou uma simulação estatística e inicializa corretamente todos os valores das variáveis de estado do controle. A adição deste recurso é fundamental para garantir que o resultado apresentado no tabelador do ATP corresponda exatamente à sua respectiva simulação temporal.
- O modelo foi embarcado em uma biblioteca dinâmica (*.DLL) que permite a execução de vários modelos, inclusive de fabricantes distintos, no mesmo caso ATP sem sacrificar significativamente o desempenho da simulação. Além disso, o modelo embarcado em formato DLL permite a implementação de modelos de qualquer complexidade.

Adicionalmente, desenvolveu-se uma função de interface para invocar o modelo embarcado em DLL no ambiente ATP através do componente MODELS desenvolvido, empregando o recurso “Foreign Functions”.

Referencias:

[1] “ONS-NT-0149/2018 Requisitos Básicos para Modelagem de Compensadores Estáticos no Programa ATP”.

Na primeira validação da Figuras 12 houve revisão da modelagem, que foi melhorada na Figuras 13, mas que também não é exatamente coincidente, como em outras comparações apresentadas no artigo. De que forma os autores quantificam que a validação está adequada, ou que necessita de revisões?

A melhoria observada entre as figuras 12 e 13 deve-se a uma revisão na implementação da lógica de sincronização implementada no produto cuja correção foi detectada durante o processo de validação do modelo ATP versus RTDS.

Após a correção supracitada, a correspondência entre as duas formas de onda é bastante próxima, porém, conforme comentado, não perfeitamente coincidentes.

Uma hipótese para justificar as pequenas diferenças observadas na figura 13 seria relacionada aos diferentes métodos de solução numérica empregados nas duas plataformas e à implementação dos componentes disponíveis no RTDS.

Poderia ser proposto um critério para julgar quantitativamente se uma determinada validação está adequada. No caso do presente trabalho, este julgamento foi feito diretamente pelo ONS.

Não ficou claro que tipo de análise estatística foi realizada com o modelo no item 6.4. Os autores podem esclarecer melhor?

No trabalho de validação do modelo ATP não foram realizadas análises estatísticas. Apenas foi adicionado o recurso no modelo ATP conforme requisito presente na Nota Técnica do ONS [1]. Adicionalmente, demonstrou-se no manual do modelo ATP que o recurso implementado funciona adequadamente através do exemplo de

simulação estatística brevemente descrito abaixo:

- Energização do terminal 500 kV da linha de transmissão paralela que conecta no mesmo ponto de conexão do compensador estático. O resultado dos 200 casos simulados com maior sobretensão no terminal 500 kV foi reproduzido e demonstra que o modelo ATP está adequado e atende aos requisitos na referencia [1].

Referencias:

[1] “ONS-NT-0149/2018 Requisitos Básicos para Modelagem de Compensadores Estáticos no Programa ATP”.

Título - Ajuste de PSS em Usinas Hidrelétricas: Uma Comparação entre Técnicas de Alocação de Polos, Compensação de Fase e Potência Ativa

Entidade(s) - Voith Hydro Ltda.

Autor(es) - Hiago Guimarães Silva, FELIPE RODRIGO RIBEIRO OLIVEIRA, Jonas Gonçalves da Cunha, André Alves Cunha

Resumo

O ajuste do estabilizador de potência (PSS) é essencial para a estabilidade eletromecânica dos geradores síncronos que constituem as usinas hidrelétricas conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Visando fornecer pré-ajustes para sintonização de estabilizadores de potência em campo, este trabalho propõe a comparação de três métodos de ajustes de PSS em um gerador de 450 MVA: alocação de polos, compensação de fase e compensação de potência ativa. Os resultados mostraram que a técnica de alocação de polos possibilita a visualização da localização do modo eletromecânico no plano-s, mas exige um modelo matemático detalhado para melhores resultados. O método de compensação de potência ativa é rápido e prático, mas não fornece informações sobre a posição do modo oscilatório e atuação em frequências de modos inter-áreas. O ajuste por compensação de fase é eficaz para oscilações inter-áreas e local, mas demanda um elevado tempo para avaliação da resposta em frequência durante sua aplicação em campo.

Perguntas e Respostas

De que maneira a estratégia de compensação de fase consegue conciliar eficiência e aplicabilidade prática ao lidar com modos de oscilação locais e inter-áreas em sistemas multirregionais como o SIN?

Os ajustes realizados para a técnica de compensação de fase buscam reduzir a defasagem existente entre o sinal de saída do PSS e o conjugado de excitação, de modo a produzir amortecimento conforme as variações de velocidade do rotor. O fato do método possibilitar o controle da defasagem para faixas de frequências de modos locais e inter-área, garante que o PSS irá amortecer o modo local, e terá robustez para frequências de modos inter-área. No caso da participação da máquina em um modo inter-área, o desempenho do PSS irá depender da observabilidade e da capacidade da máquina em controlar este modo oscilatório, sendo necessária uma análise modal do sistema para definição da melhor máquina para realizar tal amortecimento.

Apesar dos ajustes iniciais realizados, o ensaio de resposta em frequência deve ser realizado em campo, através da aplicação de um sinal do tipo “chirp” na referência da malha AVR e verificação da defasagem entre este sinal e a tensão terminal da

máquina.

O trabalho foi realizado em uma situação máquina vs Barra infinita. Quais seriam as modificações das conclusões e alterações necessárias na metodologia caso fosse testado num sistema malhado como o SIN BR?

O trabalho apresenta técnicas de ajustes que possuem como foco principal o amortecimento de modos locais, que contemplam grande parte dos modos eletromecânicos do sistema. A validação da modelagem do sistema teste, realizada no ANATEM, é baseada em ensaios reais realizados em sistemas multimáquinas, com isso os ajustes obtidos através das técnicas funcionariam para amortecimento do modo local da máquina em estudo.

Pode-se considerar também um cenário onde deseja-se avaliar o comportamento dos outros modos eletromecânicos presentes em um sistema multimáquinas, e neste caso as técnicas apresentadas não contêm as informações de todo o sistema. O PacDyn possibilita essa análise através do método de Nyquist com amortecimento, que segue o princípio do método de alocação de polos, porém com uma visão completa das outras dinâmicas do sistema.

É possível que a inclusão de sistemas com conversores e usinas solares aumente a frequência dos modos inter-áreas? Em caso afirmativo, há alguma dentre as três metodologias que seria mais robusta a esse desvio?

O aumento da penetração de fontes baseadas em conversores pode alterar a frequência e o amortecimento de modos inter-área, porém há vários fatores influentes, como as estratégias de controle utilizadas, carregamento, local de instalação no SEP, etc.

A retirada de geradores síncronos com considerável fator de controlabilidade e observabilidade sob um modo inter-área, para manutenção de fontes baseadas em conversores sem malhas de controle estabilizantes, também pode aumentar a frequência do polo ou reduzir seu amortecimento.

Uma análise modal completa do SIN, considerando a inclusão de sistemas com conversores e a utilização do método de alocação de polos, possibilitaria ajustes robustos para os modos inter-área. A técnica de compensação de fase também apresenta robustez, fornecendo conjugado de amortecimento para faixas de frequências características destes modos, porém deve ser realizada uma análise de qual máquina possui a melhor capacidade de amortecer estas dinâmicas.

Título - Avaliação da Conexão de Grandes Parques Eólicos Offshore Utilizando Metodologia de Análise Automatizada em Regime Permanente

Entidade(s) - CENTRO FEDERAL DE EDUCAÇÃO TECNOLÓGICA CELSO SUCKOW DA FONSECA, Universidade Federal do Rio de Janeiro

Autor(es) - Thomas Moreira Campello, Glauco Nery Taranto, Djalma Mosqueira Falcão, Bráulio César de Oliveira, Wallace Ribeiro Ferreira, Henrique Resende de Almeida

Resumo

Este trabalho propõe uma metodologia automatizada para avaliar alguns aspectos de regime permanente relacionados à conexão de grandes Parques Eólicos

Offshore (OWF – Offshore Wind Farm) ao Sistema Interligado Nacional (SIN), utilizando os programas ANAREDE e ANAFAS, integrados via scripts em Python. A ferramenta desenvolvida permite simular múltiplos cenários operacionais, incluindo cálculo da razão de curto-circuito (SCR – Short-Circuit Ratio) em condições normais e de contingência, além do redespacho automático da geração onshore para acomodação da potência dos OWFs. A modelagem do OWF estudada considera a conexão via cabos submarinos em corrente alternada, incluindo a compensação de potência reativa necessária para mitigar problemas de sobretensões, causada pela alta capacitância dos cabos. A metodologia foi aplicada em subestações costeiras das regiões geo-elétricas do Sudeste, Nordeste e Sul do Brasil para definição dos pontos de conexão que causariam menor impacto no sistema. Por questões de espaço, este informe técnico apresenta apenas alguns dos resultados da região Sudeste

Perguntas e Respostas

O índice SCR foi utilizado como critério para viabilidade de conexão dos parques eólicos offshore aos pontos de acoplamento. No entanto, a experiência prática tem mostrado que o SCR, isoladamente, pode não ser o índice mais adequado, principalmente em cenários com múltiplas conexões de parques eólicos ou fotovoltaicos em um mesmo ponto, onde a degradação da capacidade de conexão adicional não é devidamente refletida por esse índice. Diante disso, os autores consideraram ou avaliaram a utilização de outros índices de curto-circuito mais realistas na análise em questão que o SCR, como por exemplo o MIISCR (Multi-Infeed Short Circuit Ratio)? Qual o impacto disso na análise realizada?

No estudo, o critério adotado para viabilidade de conexão foi exclusivamente o SCR, calculado em três condições (sistema íntegro, N–1 e N–2), e as barras com SCR inferior a 3 foram desconsideradas para a conexão dos parques eólicos offshore. Não foi avaliado o impacto de se aplicar outros índices nas análises, mas é algo possível de ser realizado na análise automatizada proposta. A adoção de métricas como o MIISCR poderia alterar a priorização de pontos de conexão.

Com a expansão prevista da rede de transmissão nos próximos anos, o SIN ainda apresenta capacidade para novas conexões onshore, geralmente com custos mais competitivos em comparação às soluções offshore. O aspecto custo de implementação foi considerado como critério comparativo na escolha entre projetos onshore e offshore? Caso contrário, há intenção de incorporar essa variável na metodologia proposta?

Este trabalho está dentro do contexto de um projeto de P&D que visa estudar o impacto das usinas offshore em sistemas elétricos de grande porte. Assim, uma das premissas seguidas é que se deve conectar uma offshore, não fazendo comparações entre usinas onshore ou offshore. Este trabalho foca na análise técnica de viabilidade em regime permanente (fluxo de potência, SCR e compensação reativa), sem incorporar o critério de custo como variável de decisão.

A compensação reativa foi tratada por meio da inserção incremental de reatores shunt fixos. A ferramenta atual permite considerar a aplicação de dispositivos de compensação dinâmica, como compensadores síncronos, SVCs ou STATCOMs?

A ferramenta desenvolvida é genérica o suficiente para que seja possível incluir qualquer componente que seja possível implementar manualmente no ANAREDE.

Título - Modelos de Sistemas de Excitação Baseados em Topologias de Fabricantes

Entidade(s) - Operador Nacional do Sistema Elétrico

Autor(es) - LUCAS EDUARDO DE SOUZA, Lucas Borré Lobo, Rafael Bertolini de Paiva, André Nascimento Cavalcanti de Albuquerque, Pedro Henrique Lourenço dos Santos

Resumo

Este artigo apresenta os resultados da padronização dos modelos de sistemas de excitação de máquinas síncronas com base nas topologias reais dos controladores fornecidos pelos fabricantes. A iniciativa, conduzida no âmbito do Projeto de Consolidação da Base de Dados do ONS, substitui os modelos genéricos anteriormente adotados por representações específicas, validadas em testes de simulação híbrida realizados com dados obtidos de testes realizados em ambiente de Hardware-in-the-loop e Software-in-the-loop.

Os ganhos observados incluem maior aderência entre simulação e resultados de campo, redução de inconsistências entre modelos, simplificação dos ensaios de comissionamento e aprimoramento dos estudos de integração, otimização e reprodução de eventos. A padronização fortalece a qualidade da base de dados e garante maior confiabilidade nos estudos que subsidiam a operação do SIN.

Perguntas e Respostas

O artigo menciona que as topologias padronizadas cobrem mais de 80% dos sistemas de excitação do SIN, e que os 20% restantes são, em sua maioria, controladores obsoletos. Existe alguma estratégia do ONS para o aperfeiçoamento da modelagem desses equipamentos mais antigos? É necessário a alteração da modelagem? Existe um plano de ação ou um cronograma para exigir a modernização desses controladores pelos agentes, a fim de que toda a base de dados convirja para modelos padronizados e de alta fidelidade?

Estes equipamentos mais antigos estão sendo tratados caso a caso. Aqueles que já possuem previsão para modernização terão seus modelos atualizados para topologia durante processo de comissionamento do novo equipamento, uma vez que o modelo validado deve ser fornecido pelo agente como parte do processo. Já aqueles equipamentos que não possuem previsão de modernização, terão seus modelos revisitados a depender de desempenho duvidoso observado durante estudos sistêmicos; estes casos serão tratados com o respectivo agente responsável do modelo.

A integração do PSS ao modelo do regulador de tensão (RT) é uma mudança estrutural importante. Como essa nova abordagem impacta os estudos de projeto/sintonia de PSS? A metodologia de projeto e os critérios de análise de estabilidade a pequenos sinais precisam ser adaptados, considerando que agora as interações entre o PSS e as malhas internas do RT (como os limitadores) estão representadas de forma mais acurada e integrada?

Um modelo de RT com um modelo de PSS “externo” tem a mesma resposta dinâmica que esse mesmo modelo de RT com o PSS integrado. Essa mudança se deu para facilitar a implementação e padronização dos modelos de RT no ANATEM. A única variável de interface “nativa” no ANATEM entre o RT e o PSS é o sinal de saída do PSS (VSAD). Como existem alguns RT que compartilham outras variáveis de interface com o PSS para diversas lógicas de controle, como por exemplo o sinal de status do PSS para alguma lógica de chaveamento de ganho da malha do RT, a maneira de interfacear estas variáveis seria através da função DLOC do ANATEM, que demandaria mais trabalho na hora de montagem da base de dados; integrar o PSS ao RT facilita este trabalho nesses casos.

Em relação ao projeto e aos critérios de análise de estabilidade a pequenos sinais, o que mudou foi uma melhor representação do equipamento, mas as metodologias permanecem as mesmas, uma vez que estes estudos são realizados considerando uma perturbação pequena que não sensibiliza nenhuma lógica “adversa” do regulador – como limitadores ou alguma lógica de bloqueio do PSS – e são feitos em pontos de operação em que nenhum limitador influencie no estudo.

Há planos de estender essa metodologia de padronização para outros sistemas de controle, como reguladores de velocidade e controladores de usinas renováveis (PPCs)?

Essa metodologia de padronização dos modelos matemáticos por meio de topologias também já é aplicado a reguladores de velocidade e aos PPC e inversores que compõem as usinas renováveis, apesar do artigo ter abordado somente o caso dos sistemas de excitação.

Título - Nova proposta de representação de transformadores de 4 e 5 enrolamentos nos programas de fluxo de carga e curto-circuito

Entidade(s) - Operador Nacional do Sistema Elétrico

Autor(es) - Antonio Samuel Neto, Dilton Serra Seca Vasconcelos Filho

Resumo

O grande crescimento de parques eólicos e fotovoltaicos no sistema elétrico brasileiro, atrelado aos benefícios energéticos por ser uma fonte ambientalmente limpa, vem trazendo novos aprendizados e desafios. Do ponto de vista de contribuição de curto-circuito, verifica-se que em alguns parques são utilizados transformadores de 4 ou 5 enrolamentos, visando a limitação da corrente de curto. Esses transformadores possuem 3 terminais acessíveis e o quarto e quinto terminal constituem parte integrante do transformador, não sendo acessíveis. Essa representação traz desafios para a representação nos programas de fluxo de potência e curto-circuito. Esses são equipamentos cada vez mais comum na integração de parques eólicos e fotovoltaicos e a representação pela metodologia presente na literatura técnica vem apresentando problemas de soluções numéricas nos programas utilizados para estudos no sistema brasileiro. Desta forma, tendo como princípio a manutenção dos resultados, o presente informe técnico tem como objetivo apresentar uma metodologia simplificada para representação de transformadores de 4 e 5 enrolamentos para programas de estudos de fluxo de potência e de curtos-circuitos.

Perguntas e Respostas

Os autores possuem alguma justificativa que explique a discrepância maior nas últimas linhas da Tabela 3?

O maior valor encontrado foi de 0,8%, o que na opinião dos autores é considerado bastante baixo. Além do mais, quando comparado as contribuições de curto das colunas 4, 5 e 6 (caso original) com as colunas 7, 8 e 9 (caso equivalente), os valores apresentados são os mesmos. Assim, as diferenças são decorrentes da macro implementada, não havendo distinção da contribuição entre os casos.

Quais são os potenciais impactos dessa nova modelagem nos resultados dos estudos de planejamento de expansão da Rede Básica, especialmente com o aumento dos transformadores com múltiplos enrolamentos nas novas usinas?

A modelagem proposta se mostra como grande ganho a possibilidade de evitar problemas de convergência dos casos de fluxo de carga, proporcionando maior agilidade a realização dos estudos e mantendo a confiabilidade dos resultados obtidos

As capacitâncias dos cabos presentes nos parques podem impactar na precisão dos modelos com representação simplificada para sequência zero?

As capacitâncias de sequência zero não são representadas na rede de média tensão. Entretanto, caso as mesmas sejam consideradas, a incorporação da mesma na metodologia de obtenção do reator equivalente da contribuição de sequência zero pode ser incorporada.

Título - Modelagem Fasorial Trifásica com Harmônicos de Elos de Corrente Contínua

Entidade(s) - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica CEPEL

Autor(es) - Leonardo Pinto de Almeida, Sergio Gomes Junior, TIAGO SANTANA DO AMARAL

Resumo

Este artigo apresenta resultados do modelo fasorial trifásico de elo de corrente contínua considerando conteúdo harmônico de suas variáveis, desenvolvido e implementado no programa computacional AnaHVDC. Em comparação ao modelo de frequência fundamental, o novo modelo apresenta ganhos significativos de exatidão, produzindo resultados bastante aderentes com as de um programa de transitórios eletromagnéticos. São apresentados resultados de simulação de um sistema equivalente do Sistema Interligado Nacional (SIN) com as múltiplas alimentações em corrente contínua dos bipolos atualmente em operação (Itaipu, Madeira e Belo Monte), obtendo-se uma boa concordância de resultados entre o AnaHVDC e o PSCAD. Acredita-se que o AnaHVDC com o modelo proposto vai facilitar bastante a simulação do desempenho dinâmico dos bipolos do SIN, uma vez que são aproveitados os arquivos de dados de Anarede, Anafas e Anatem, reduzindo significativamente o esforço de preparação de arquivos de simulação antes feitos em PSCAD, facilitando uma análise de múltiplos pontos de operação. Além disso há a perspectiva de utilização do modelo em conjunto com a modelagem detalhada das usinas e sistemas de controle para que o AnaHVDC permita a avaliação do impacto de múltiplas falhas de comutação na estabilidade eletromecânica do SIN em uma única simulação. Atualmente esse impacto é avaliado utilizando simulações separadas em PSCAD e Anatem, com dificuldades e imprecisões associadas.

Perguntas e Respostas

O modelo do elo HVDC com harmônicos no AnaHVDC apresentou divergência em relação ao PSCAD na simulação da falha de comutação no elo do Madeira. Quais seriam os próximos passos para entender e alinhar esse comportamento e obter resultados equivalentes nos dois programas?

O modelo do elo HVDC no AnaHVDC é relativamente novo, o que nos leva ao aparecimento de situações não previstas no modelo durante as simulações. Por exemplo, o disparo de uma válvula enquanto o processo de comutação entre outras duas válvulas ainda não tenham terminado, ou seja, nessa situação quatro válvulas estariam conduzindo na ponte. Esta situação não foi originalmente prevista no modelo do elo e por enquanto está sendo tratada de uma forma simplificada, terminando a comutação entre as válvulas no instante do disparo de uma outra válvula. Outra condição já identificada é a possibilidade de haver novas conduções após uma falha de comutação, a partir do mesmo pulso de disparo. Na atual versão, as válvulas não voltam a conduzir após uma falha. Essas condições diferentes entre o modelo desenvolvido e o modelo do PSCAD levam a um comportamento transitório diferente entre os dois programas, podendo influenciar na ocorrência e duração de falhas de comutação subsequentes às diferenças iniciais. Os autores acreditam que com um maior número de simulações e aprimoramentos do modelo para considerar adequadamente essas “situações não previstas”, tenda a diminuir a ocorrência de diferenças, aumentando a robustez do modelo e, conseqüentemente, melhorando a equivalência entre os resultados.

Pelo que foi apresentado no Informe Técnico, os autores utilizaram um modelo genérico dos controles associados aos bipolos HVDC nas simulações para validação da metodologia proposta no AnaHVDC com o PSCAD. Considerando que os modelos reais fornecidos pelos fabricantes incluem lógicas específicas para tentar evitar ao máximo a ocorrência de falhas de comutação e que muitas dessas lógicas não são acessíveis ao usuário por questões de confidencialidade, seria possível que, em versões futuras, o AnaHVDC permita a importação direta desses modelos de bipolos, incluindo suas malhas completas de controle, no formato PSCAD, de forma a garantir maior fidelidade na representação dos equipamentos reais em campo?

No sentido de manter uma maior fidelidade na representação dos controladores com os resultados de campo, principalmente para elos HVDC, eólicas e solares, planejamos o desenvolvimento de uma API para o AnaHVDC baseada no trabalho realizado pela força tarefa conjunta entre CIGRE B4.82 (Guidelines For Use Of Real-Code In EMT Models For HVDC, FACTS and Inverter Based Generators In Power Systems Analysis) e IEEE (Use of Real-Code in EMT Models for Power System Analysis, a working group under the Transient Analysis and Simulation task force). Este trabalho foca no uso de 'realcode' (ou seja, o código-fonte real utilizado em equipamentos de campo) para os controladores e na interface desse código com ferramentas de simulação de sistemas de potência. É necessário que o fabricante desenvolva uma camada de encapsulamento ao código do controlador e depois compile todo o código (camada de encapsulamento + código original) em uma DLL. Esta camada define todas as entradas, saídas, parâmetros e padroniza as funções de interface do controlador com os simuladores. Os modelos em DLL podem ser escritos para ferramentas de simulação EMT (transitórios eletromagnéticos) e para ferramentas RMS (estabilidade transitória).

Há planos de estender o modelo trifásico com harmônicos para representar elos HVDC baseados em tecnologia VSC, considerando o crescimento dessa tecnologia em projetos recentes ao redor do mundo?

Sim. Está previsto o desenvolvimento de modelos de conversores VSC para representação de elos HVDC, assim como pensamos também no desenvolvimento de uma rede CC para representação de configurações multiterminais. O modelo de conversores VSC também será útil na representação das usinas eólicas e solares, que se conectam ao Sistema Interligado Nacional através de inversores. Atualmente estes modelos são representados no AnaHVDC por uma fonte de corrente controlada por um CDU (Controle Definido pelo Usuário) utilizando a modelagem do Anatem, mas na literatura já existem recomendações de detalhamento dos inversores VSC considerando, por exemplo, a medida angular sincronizada da rede (PLL).

Título - Desafios e Propostas para o Comissionamento e Validação do Controle de Tensão dos Power Plant Controllers no Sistema Interligado Nacional

Entidade(s) - Operador Nacional do Sistema Elétrico, OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELETRICO ONS

Autor(es) - Lucas Borré Lobo, Rafael Bertolini de Paiva, LUCAS EDUARDO DE SOUZA, Dilton Serra Seca Vasconcelos Filho, Leonardo Costa dos Santos

Resumo

Os sistemas de controle centralizado de parques eólicos e solares (PPC) são essenciais para o desempenho dinâmico do Sistema Interligado Nacional (SIN), mas sua eficácia inicial foi limitada pela falta de requisitos técnicos, resultando em tempos de resposta inadequados. Com a introdução de exigências mínimas no Submódulo 2.10 e a análise de eventos como o de agosto de 2023, evidenciou-se a necessidade de aprimorar ajustes, comissionamento e validação dos PPCs, especialmente considerando as interações entre parques vizinhos. Tais interações podem levar a ajustes demasiadamente rápidos que não são detectados em ensaios de campo, comprometendo o ajuste adequado dos equipamentos. Diante disso, o artigo propõe melhorias nos ensaios de comissionamento e na validação dos modelos, com uma proposta de ensaio visando contornar o efeito dos demais parques na validação. Essas ações buscam a confiabilidade operacional dos PPCs, assegurando respostas mais consistentes e estáveis, alinhadas às exigências da crescente presença de fontes renováveis no sistema elétrico nacional.

Perguntas e Respostas

Considerando que o Xe real varia dinamicamente com a topologia e o despacho da rede, foi realizada uma análise de sensibilidade para avaliar o quão robusto o método de validação é em relação a erros ou variações na estimativa de Xe? Existe um erro percentual máximo na medição de Xe para que a validação do controle de tensão continue sendo considerada confiável? Essa metodologia foi validada com dados de campo?

Com o processo de avaliação atual, a expectativa é que o modelo do controlador esteja adequado e apenas possam haver diferenças na comunicação e aquisição de variáveis que também não são esperadas. O objetivo é demonstrar que o modelo está aderente, pois com o degrau de tensão, quando há muita influência de demais controladores, sem a representação desses demais controladores as respostas

ficam muito divergentes. O erro de XE será refletido no tempo de resposta observado, sendo ele observado como um erro no ganho proporcional, não é possível definir um erro percentual máximo, deve-se avaliar a aderência entre curvas e não modificar a parametrização de controle. Sim, essa metodologia é validada com ensaios de campo, dado que é uma exigência a validação da malha de controle de reativo, todavia, sua aplicação para aferição do desempenho das plantas ainda não foi utilizado.

A premissa deste trabalho parte do princípio que é possível alterar uma malha do controle de um PPC durante o comissionamento de um parque. Essa premissa foi validada com fabricantes?

Não parte dessa premissa, pois embora seja apresentada o ganho XE, esse ganho pode ser aplicado ao modificar os valores de ganho do PID

É informado no trabalho que a modificação proposta é eficaz devido ao fato das demais geradoras em volta possuírem um impacto pequeno em relação à dinâmica da potência reativa. Foi avaliado a eficácia da metodologia para geradoras que possuem dinâmicas de controle distintas? Como a eficácia do método se comporta em áreas com altíssima concentração de usinas, onde a "interferência sistêmica" é mais complexa, e não dominada por um único vizinho de grande porte que pouco interfere no controle de tensão?

Sim, embora o artigo apresente o controle de tensão, mesmo em estruturas com estatismo é possível aplicar o mesmo escalonamento com pequenas modificações, somente mudando a forma de cálculo do ganho equivalente para considerar o estatismo. Caso sejam utilizadas estruturas mais complexas, com filtragens intermediárias ou múltiplos PI deve-se realizar o equacionamento para avaliar a equivalência. Mesmo para caso de PPC controlando o mesmo ponto, o caso mais crítico, a metodologia se aplica, pois o controle de reativo é pouquíssimo afetado, especialmente se utilizado pequenas variações.

Título - Segmentação de Rede para Processamento Paralelo Para Melhoria de Desempenho Computacional no AnaHVDC

Entidade(s) - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica CEPEL, Universidade Federal do Rio de Janeiro

Autor(es) - thiago jose barbosa da Rocha, Sergio Gomes Junior, TIAGO SANTANA DO AMARAL, Leonardo Pinto de Almeida, Thiago José Masseran Antunes Parreiras

Resumo

O AnaHVDC foi concebido para realizar simulações integradas de transitórios eletromecânicos e eletromagnéticos em sistemas de potência de grande escala, como o Sistema Interligado Nacional, contemplando o detalhamento de equipamentos de eletrônica de potência e elos HVDC. Devido à complexidade e ao alto grau de detalhamento exigidos, o tempo de resolução dos casos torna-se elevado, motivando a implementação de estratégias de otimização de desempenho. Neste artigo, apresenta-se a estratégia de particionamento da rede em ilhas independentes, fundamentada no modelo de Linha de Bergeron, que captura o atraso de propagação de ondas entre os terminais. Essa abordagem permite decompor o sistema linear global em subsistemas menores, passíveis de processamento paralelo, reduzindo significativamente o tempo de solução da matriz de admitâncias. Os testes realizados no caso PAR/PEL 2023–2027 mostram que,

ao usar até 8 threads, o speed-up da solução do sistema linear atinge a 3,31, sem perda de precisão nos resultados dinâmicos, comprovando a eficácia do método proposto.

Perguntas e Respostas

A metodologia de segmentação foi aplicada em cenários de simulação off-line. Há planos de aplicar essa estratégia também em simulações em tempo real (real-time digital simulation), como em ambientes HIL (Hardware-in-the-Loop)? Quais seriam os principais desafios para essa adaptação?

Embora por ora não seja o foco, a possibilidade de uma simulação em tempo real não está descartada. Os principais desafios são:

1. garantir que a escalabilidade da paralelização não sature antes de se atingir o desempenho necessário para permitir que o tempo de simulação esteja sincronizado com o tempo real, ainda que sob eventos do sistema.
2. conter o overhead de comunicação (futuramente quanto aos arquipélagos).

Dessa forma, é necessário que, aumentando-se o número de Ilhas, o desempenho progressivamente melhore, desde que haja número de núcleos suficiente.

A segmentação ainda considera os modelos (geradores, controles etc.) fora das Ilhas, resolvidos de forma única. Quais são os principais desafios previstos para migrar esses modelos para dentro das Ilhas na futura implementação da estratégia de “Arquipélagos”?

Um desafio central é a comunicação entre os Arquipélagos, que são particionados pelas linhas de Bergeron. Para obter independência de solução em cada passo de tempo, é necessário que cada modelo esteja inteiramente contido em um Arquipélago. Entretanto, como a linha de Bergeron faz a ponte entre Arquipélagos, o modelo atual não pode ser aplicado. Por isso, propõe-se um novo arranjo que representa apenas uma das metades da linha ("HalfBergeron"). Assim, cada linha de Bergeron que conecta Arquipélagos é desdobrada em dois modelos. Com isso, cada metade é um modelo independente e está contido integralmente dentro de um único Arquipélago. Embora independentes, no sentido de serem objetos diferentes, há troca de informações entre as metades em pontos de sincronização. Nesse sentido, é necessário garantir que o overhead da sincronização seja muito baixo em relação ao ganho da estratégia.

Um desafio adicional é, à semelhança da segmentação da rede, manter o balanceamento e a escalabilidade à medida que cresce o número de threads.

Foi observada perda de desempenho ao utilizar segmentação com apenas 1 thread. Há uma limitação prática no número mínimo de Ilhas para que o ganho computacional se torne expressivo? Como a distribuição de carga entre threads se comporta em casos com ilhas mais desbalanceadas do ponto de vista computacional?

Em sistemas de pequeno porte, a tendência é que se obtenha menos ilhas a partir do particionamento, o que pode gerar desbalanceamento suficiente para inviabilizar o método na prática. Ainda assim, para esses casos, o tempo de solução já tende a ser pequeno por natureza. Por isso, o foco deste trabalho recai sobre sistemas de

grande porte, nos quais o tempo de solução é elevado. Nesses cenários, a tendência é que o número de ilhas resultantes seja grande e, com isso, o balanceamento de carga tende a ser bem mais preciso. Em suma, um bom balanceamento é mais facilmente obtido justamente nos casos em que ele é mais necessário, isto é, aqueles com tempo de solução elevado.

Quando se introduz paralelização, há um overhead inerente, decorrente tanto da criação e do gerenciamento de regiões paralelas/threads quanto da maior complexidade das estruturas de dados e da sincronização. Ainda assim, observou-se que, com apenas 2 threads, já se verifica um ganho de desempenho relevante (redução do tempo de solução).

Título - Aplicação do E-STATCOM para amortecimento de oscilações subsíncronas (SSO)

Entidade(s) - Fundação COPPETEC, Universidade Federal do Rio de Janeiro

Autor(es) - Janito dos Santos Ramos, Daniel Dobrochinski Maia, Emanuel Leonardus van Emmerik, Mateus Borges Franzosi, Andre Guilherme Peixoto Alves, Robson Francisco da Silva Dias

Resumo

O suporte à rede, antes fornecido por grandes máquinas síncronas, está sendo gradualmente substituído por capacidades equivalentes de recursos baseados em inversores (IBRs), como compensadores síncronos estáticos (STATCOMs) ou compensadores síncronos, conforme as necessidades locais. Esses dispositivos podem desempenhar uma variedade de funções, incluindo regulação de tensão através da compensação de potência reativa, inércia sintética, resposta rápida de frequência (FFR), controle da qualidade de energia e mitigação de oscilações subsíncronas (SSO). Dentre essas funcionalidades, o foco deste trabalho é a mitigação de SSO.

O E-STATCOM, cuja sigla "E" representa energia, pode injetar ou absorver rapidamente potência ativa por meio do controle dinâmico da energia armazenada nos supercapacitores. Sendo assim consegue abranger uma maior gama de funcionalidades que o STATCOM convencional. O E-STATCOM é projetado com um conversor modular multinível (MMC) e utiliza a estratégia de controle Grid-Forming (GFM), que permite à tecnologia assumir um papel mais ativo na estabilização da rede.

Este informe técnico investiga um estudo de caso em que o E-STATCOM é utilizado para amortecer as oscilações subsíncronas (SSO). A função de mitigação de SSO foi incorporada à malha de controle de tensão do E-STATCOM. O software ANATEM é utilizado para análise de transitórios eletromecânicos. Enquanto que o software PACDYN é utilizado para modelar e parametrizar a malha de controle em função da característica da rede em estudo. Os resultados obtidos foram comparados com o modelo desenvolvido no PSCAD/EMTDC, confirmando a eficiência da abordagem proposta. O funcionamento do E-STATCOM foi testado e validado em simulações realizadas no modelo IEEE 12 barras, demonstrando sua eficácia na melhoria da estabilidade da rede. Este informe técnico também vislumbra um estudo de caso em que o E-STATCOM seja utilizado para estabilizar as SSO no Sistema Interligado Nacional (SIN).

Perguntas e Respostas

Pelo título do artigo a expectativa era que fosse feita a estabilização de um modo subsíncrono da rede, por exemplo de um capacitor série ou shunt ressonando com indutâncias do sistema, no entanto foi feita a estabilização de um modo eletromecânico, que poderia ser mais efetivamente realizada com estabilizadores nas máquinas. Os autores fizeram alguma avaliação na capacidade de estabilização de modos de mais altas frequências, da ordem de dezenas de Hz?

Foi realizada a avaliação da estabilização de modos de oscilação na faixa de 0 a 30 Hz. Inicialmente, os testes foram conduzidos para modos eletromecânicos; entretanto, atualmente a metodologia tem sido aplicada no SIN, considerando também casos de ressonância entre conversores de potência. Assim, embora os testes originais tenham sido realizados para modos eletromecânicos, a abordagem pode ser estendida a quaisquer oscilações subsíncronas.

O PacDyn possui modelagem de transitórios eletromagnéticos que poderia ter sido usada para maior aderência dos resultados. Gostaria que os autores comentassem a opção pela análise eletromecânica.

A opção pela análise eletromecânica deve-se ao fato de que o objetivo principal do estudo foi a avaliação de modos de oscilação subsíncronos em faixas de baixa frequência (até algumas dezenas de Hz), predominantemente de natureza eletromecânica.

Quais as dificuldades que os autores vislumbram para a análise da utilização do E-STATCOM para amortecimento de oscilações subsíncronas do SIN?

A análise da utilização do E-STATCOM para o amortecimento de oscilações subsíncronas no SIN apresenta algumas dificuldades relevantes: i) Complexidade do SIN – por exemplo, a grande diversidade de tecnologias de geração (hidrelétrica, eólica, térmica, solar) e a presença crescente de conversores de potência tornam a caracterização dos modos subsíncronos complexa e altamente dependente da topologia local; ii)

Coordenação de controle – A inserção de funções de amortecimento via E-STATCOM precisa ser coordenada com outros dispositivos já existentes (PSS, FACTS, HVDC, etc.), de modo a evitar conflitos de controle ou interações indesejadas.

Título - Metodologia para Análise de Ressonância em Parques Eólicos

Entidade(s) - FUNDAÇÃO DE APOIO A UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO, Fundação Universidade Federal do ABC, Universidade de São Paulo
Autor(es) - Luiza Buscariolli, Ahda Pionkoski Grilo Pavani, Mauricio Barbosa de Camargo Salles

Resumo

Os parques eólicos que empregam geradores de indução duplamente alimentados (DFIG) podem interagir com linhas com compensação série resultando em ressonância subsíncrona. A modelagem analítica do sistema permite identificar e compreender as principais causas desse fenômeno. No entanto, tipicamente os fabricantes fornecem modelos tipo EMT fechados, ou black-box, dos parques eólicos. Dessa forma, os métodos mais utilizados para análise do fenômeno usam técnicas baseadas no modelo de impedância do parque eólico e do sistema, que podem ser obtidos por medições terminais em simulações tipo EMT utilizando o

modelo. No entanto, essa técnica não permite a análise por meio da matriz de estados e autovalores do sistema. Neste trabalho, a ressonância subsíncrona de um parque eólico conectado a uma linha de transmissão com compensação série é analisada usando técnicas típicas empregadas para análise a partir do modelo de impedância e com a aplicação de técnicas de ajuste (vector/matrix fitting) para obtenção dos autovalores do sistema. O uso da técnica de ajuste permite obter a matriz de estados do sistema e assim avaliar os modos de oscilação de forma mais usual aos engenheiros de sistemas de potência. O sistema é modelado no EMTP e as análises adicionais são realizadas no MatLab.

Perguntas e Respostas

Quais são as principais limitações práticas da abordagem black box para estudos de ressonância subsíncrona (RSS), em comparação ao uso de modelos específicos fornecidos por fabricantes, especialmente no que se refere à modelagem da impedância?

A principal limitação é não poder realizar a análise por espaço de estados e associar fatores de participação para a identificação de malhas de controle específicas que podem influenciar nas oscilações. Com isso, em um primeiro momento, não é possível identificar a origem (root-cause) do problema. Seriam então necessárias análises de sensibilidade, alterando os parâmetros estudados.

O Informe Técnico menciona que o efeito de "gerador de indução" ocorre quando a resistência dos enrolamentos do rotor, referida ao estator, se torna negativa. Poderiam esclarecer como essa resistência equivalente se relaciona com o escorregamento e como o grau de compensação da linha influencia essa dinâmica?

A resistência equivalente do lado do gerador (no caso parque eólico) para cada uma das frequências impacta no amortecimento de eventuais oscilações na respectiva frequência e resistências negativas implicam em oscilações não amortecidas ou instáveis. Embora no trabalho a impedância equivalente seja calculada por um procedimento de varredura de frequência (scan de frequência), essa impedância pode ser obtida analiticamente considerando o modelo gerador e conversor para cada frequência. Dessa forma, é possível utilizar o modelo do gerador de indução incluindo o efeito do conversor conectados aos enrolamentos do rotor. Como a frequência de interesse é a frequência de ressonância, calculada pela equação (1), é possível verificar por este modelo que o principal termo responsável por uma resistência equivalente negativa é o termo relacionando à resistência do rotor referida ao lado do estator (R_r/s), sendo que o escorregamento é calculado considerando a frequência elétrica de referência (no caso a frequência de ressonância) e a frequência equivalente de rotação do rotor. Neste contexto, verificamos que: (a) O nível de compensação série impacta diretamente a frequência de ressonância, conforme apresentado na equação (1). (b) velocidades de vento menores resultam em menores velocidade de rotação do rotor, impactando diretamente o escorregamento.

O procedimento de varredura de frequência foi feito com injeção de corrente em 10% da corrente nominal. Foi testado o impacto de usar perturbações com outras amplitudes? Existe um limite abaixo do qual os resultados perdem confiabilidade? Em relação ao fenômeno da frequência espelhada apareceu nas análises. Ambas aparecem no modelo dq como uma única resposta

combinada podendo distorcer a interpretação da ressonância. Como o sistema está em um referencial rotativo, não conseguimos separar. Como isso influencia nos resultados?

Chegou-se a utilizar amplitudes de até 40% no valor da corrente. Os resultados obtidos foram muito semelhantes, considerando a amplitude de 10% e 40% de perturbação de corrente. Segundo a literatura estudada, os valores da perturbação devem ser grandes o suficiente para reduzir o impacto de ruídos, mas não devem tirar o sistema do equilíbrio e nem ativar saturações e/ou proteções.

Na literatura, o consenso é que a análise em referencial dq é mais completa, exatamente por mostrar esse efeito. Também se discute que ao se fazer a análise em dq, não seria possível identificar, apenas com os estudos no domínio da frequência, qual seria a frequência de ressonância e qual seria a frequência espelhada, sendo então necessária mais simulações, como por exemplo, a simulação no domínio do tempo.

Título - Estudo de Desempenho Dinâmico da UTE Jaguatirica II considerando a conexão do SISOL ao SIN

Entidade(s) - ENEVA S.A., Jordao Consultoria e Projetos LTDA

Autor(es) - Lora Galeano Machado, VENILTON RODRIGUES DE OLIVEIRA, Mariana Lopes Carneiro de Albuquerque, Marcos Jorge Araujo Souza

Resumo

O Estado de Roraima é o único cujo atendimento elétrico às cargas se faz de forma isolada do Sistema Interligado Nacional, o que tornava crítico o fornecimento de energia na região, apresentando um alto número de desligamentos, até maio 2019, em que ocorreu o Leilão Nº 01/2019-ANEEL, visando garantir maior confiabilidade na operação isolada deste sistema, devido a indefinição na execução das obras para a interligação de Roraima ao SIN. Neste leilão, uma das usinas vencedoras foi a Usina Termelétrica Jaguatirica II (Eneva), composta por três unidades geradoras, sendo duas a gás e uma a vapor, totalizando 152,9 MW de capacidade. No final de 2021, foi emitida a Licença de Instalação da LT 500 kV Lechuga – Equador – Boa Vista, com data para entrada em operação em setembro de 2025, o que traz uma nova realidade dentro das condições as quais a usina está submetida atualmente. Dessa forma, esse trabalho visa avaliar o desempenho dinâmico da UTE Jaguatirica II, em atendimento aos requisitos do submódulo 2.10 e considerando as premissas do submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede do ONS, frente à conexão do SISOL ao SIN. Foram analisadas diferentes configurações sistêmicas em regime de operação nominal e contingências que trazem maior relevância à necessidade de resposta dos reguladores. Houve a necessidade de habilitação e adequação no projeto do PSS para o aumento no amortecimento e melhoria na resposta transitória.

Perguntas e Respostas

Os modelos de regulador de tensão apresentados nas Figuras 2 e 3 (para as unidades a gás e a vapor, respectivamente), bem como o modelo de regulador de velocidade para operação em ciclo combinado apresentado na Figura 5, correspondem a modelos típicos padrão IEEE. A filosofia adotada pelo ONS, responsável pela elaboração da base de dados de transitórios eletromecânicos, preconiza que não sejam utilizados modelos padrão IEEE, mas sim modelos ajustados e validados com base nos ensaios de

comissionamento em campo. Diante disso, os autores consideram viável a validação do desempenho real dos equipamentos com esses modelos típicos? Qual seria o impacto da adoção desses modelos genéricos sobre os ajustes propostos dos estabilizadores, especialmente nos parâmetros de ganho e nos blocos avanço-atraso?

De fato os modelos submetidos na época de implantação da UTE Jaguatirica II se tratavam do padrão IEEE que, para o momento em questão, ainda eram dados como válidos. Entretanto, estamos em total concordância junto ao Operador de que esses modelos standard não refletem a total realidade esperada em campo. Dessa forma, é importante esclarecer que, inclusive devido a ocorrências no sistema de Roraima já tratadas no âmbito do ONS, a Eneva está trabalhando com a Siemens (fabricante das máquinas de geração da usina) o desenvolvimento e a disponibilização do modelo real que é refletido em campo, no software Anatem, para compatibilização.

O objetivo inicial dos estudos realizados foi de já ter uma prévia e um entendimento das possibilidades de contribuição dinâmica a partir da integração do SISOL ao SIN, de maneira que a Eneva consiga se antecipar às necessidades do ONS e demais Órgãos para realizar as atualizações devidas nos respectivos modelos dos geradores da UTE Jaguatirica II, trazendo maior confiabilidade e segurança ao sistema ao qual estará inserido. Contudo, já é prevista a revisão desse estudo, após a atualização do modelo pela Siemens, sendo essa a versão final a ser considerada.

Os modelos de regulador de tensão apresentados nas Figuras 2 e 3 (para as unidades a gás e a vapor, respectivamente), bem como o modelo de regulador de velocidade para operação em ciclo combinado apresentado na Figura 5, correspondem a modelos típicos padrão IEEE. A filosofia adotada pelo ONS, responsável pela elaboração da base de dados de transitórios eletromecânicos, preconiza que não sejam utilizados modelos padrão IEEE, mas sim modelos ajustados e validados com base nos ensaios de comissionamento em campo. Diante disso, os autores consideram viável a validação do desempenho real dos equipamentos com esses modelos típicos? Qual seria o impacto da adoção desses modelos genéricos sobre os ajustes propostos dos estabilizadores, especialmente nos parâmetros de ganho e nos blocos avanço-atraso?

De fato os modelos submetidos na época de implantação da UTE Jaguatirica II se tratavam do padrão IEEE que, para o momento em questão, ainda eram dados como válidos. Entretanto, estamos em total concordância junto ao Operador de que esses modelos standard não refletem a total realidade esperada em campo. Dessa forma, é importante esclarecer que, inclusive devido a ocorrências no sistema de Roraima já tratadas no âmbito do ONS, a Eneva está trabalhando com a Siemens (fabricante das máquinas de geração da usina) o desenvolvimento e a disponibilização do modelo real que é refletido em campo, no software Anatem, para compatibilização.

O objetivo inicial dos estudos realizados foi de já ter uma prévia e um entendimento das possibilidades de contribuição dinâmica a partir da integração do SISOL ao SIN, de maneira que a Eneva consiga se antecipar às necessidades do ONS e demais Órgãos para realizar as atualizações devidas nos respectivos modelos dos geradores da UTE Jaguatirica II, trazendo maior confiabilidade e segurança ao sistema ao qual estará inserido. Contudo, já é prevista a revisão desse estudo, após a atualização do modelo pela Siemens, sendo essa a versão final a ser considerada.

Quanto à implementação em campo dos ajustes propostos para os estabilizadores das unidades geradoras da UTE Jaguatirica II, qual seria o prazo estimado para execução da tarefa, incluindo os ensaios em campo e a subsequente validação dos modelos dinâmicos após os ensaios?

A atualização dos ajustes propostos, bem como as validações e ensaios de campo, inclusive frente ao modelo dinâmico no Anatem, ainda não foi previsto devido ao fato da necessidade de alinhamento junto a Siemens (fabricante) e possível consultora que trabalhará com a Eneva. Essa ideia de previsão esperamos construir após a revisão do estudo que está prevista, considerando a atualização do modelo dinâmico pela Siemens, refletindo o que se espera em campo.

De toda forma, destaca-se que entendemos que o sistema de Roraima passará a ser regido pelos Procedimentos de Rede vigentes e que todos os agentes estarão sujeitos aos prazos relacionados (sempre alinhado e tratado com o Operador e demais Órgãos competentes).

Título - Revisão do Esquema de Separação Automática de Unidades geradoras para a ANDE (ESAUPA) através de simulações em Lote considerando o sistema interligado Brasil-Paraguai-Argentina-Uruguai

Entidade(s) - ITAIPU BINACIONAL, Itaipu Binacional

Autor(es) - Jhonatan Andrade dos Santos, Maria Luisa Ferreira dos Santos, Alfredo Javier Mezger Szostak, André Pagani Tochetto, Oscar Miguel Santacruz Silvero, Bruno Rafael Gris

Resumo

Este trabalho apresenta o estudo de revisão do Esquema Automático de Separação de Unidades Geradoras para a ANDE (ESAUPA) dado o incremento da carga do sistema interligação nacional paraguaio registrado nos últimos anos, a possibilidade de operação interligada com o sistema argentino-uruguaio e a revisão de proteções de frequência no setor 50Hz de Itaipu. Nesse estudo foi empregada uma metodologia para execução de simulações de forma automática e sequencial utilizando o Python para a gestão dos aplicativos Anarede e Flupot, para o ajuste dos diferentes cenários de fluxo de potência, e do aplicativo Anatem para a simulação do desempenho dinâmico. Ao todo foram realizadas 52.321 simulações, o que representa 40% do universo de possibilidades. O ajuste do ESAUPA proposto avaliou todos os patamares de carga da ANDE cuja atuação é necessária, atendendo inclusive o recorde de carga máxima registrado em 2024. A Taxa de Efetividade das Ações combinadas do ESAUPA seguindo o ajuste proposto é muito alta, com valores próximos a 100% em todos os patamares de carga da ANDE.

Perguntas e Respostas

Como foi realizada a validação da modelagem dinâmica dos sistemas paraguaio, argentino e uruguaio (PY/AR/UR) nos estudos conduzidos, e qual o impacto dessa modelagem na confiabilidade dos resultados das simulações? Existe alguma proposta ou ação em andamento para a validação e atualização contínua desses modelos no programa ANATEM, especialmente no que se refere às unidades geradoras e seus respectivos controladores nos países envolvidos?

A base de dados do sistema elétrico Argentino e Uruguaio é feita utilizando o aplicativo PSS/E. A manutenção desta base de dados é de responsabilidade da

CAMMESA, que o TSO do sistema elétrico argentino. Existe um grupo de trabalho formado por Itaipu, ANDE e Yacyretá (usina binacional entre Paraguai e Argentina) que tem trabalhado continuamente na conversão da rede elétrica e dos modelos das máquinas e dos controles associados para os aplicativos ANAREDE e ANATEM. A rede completa, todos os modelos de máquina síncrona (hidrelétricas e térmicas) e a maioria dos controles já está convertida. Uma das vantagens desse sistema é que a maior parte dos controladores é built-in. Em termos de validação, os resultados de fluxo de potência é comparada em cada aplicativo. Os modelos de máquinas e controlados são comparados em simulações individuais de máquina contra barra infinita e máquina-carga. Por fim, o sistema argentino e uruguaio é validado de forma isolada, sem considerar o sistema paraguaio, Itaipu 50Hz e o Elo CC Foz-Ibiúna. Nessa etapa, as mesmas perturbações são simuladas no ANATEM para o sistema convertido e no PSS/E para o sistema original. Os resultados obtidos são satisfatórios. O modelo do sistema paraguaio, Itaipu 50Hz e Elo CC Foz-Ibiúna já estão validados em ANATEM. O sistema utilizado nas simulações apresentadas no artigo consideram o sistema formado pela união do sistema argentino-uruguaio convertido para ANAREDE/ANATEM com o sistema paraguaio, Itaipu 50Hz e Elo CC Foz-Ibiúna já em ANAREDE/ANATEM.

Quanto à seleção das lógicas do ESAUPA em função da carga da ANDE, conforme apresentado na Tabela 6, qual será o critério de aplicação? Essa seleção será implementada por meio de Instrução de Operação, ou está prevista alguma automação com base na estimativa em tempo real da carga da ANDE?

A atuação do ESAUPA é baseada na seleção do número de máquinas em função de faixas de intercâmbio Itaipu/ANDE para o sistema desinterligado e carga da ANDE para o sistema interligado. Existe um IED (FIP-02) que mede o intercâmbio Itaipu/ANDE na SE-MD e determina e envia as faixas de atuação para o IED no qual as ações do ESAUPA estão implementadas (FIP-PCG-1), isso na operação desinterligada. Na operação interligada o FIP-02 recebe o intercâmbio Yacyretá/ANDE pela sistema de supervisão do ECCANDE, que é o esquema de controle de emergência que monitora a totalidade do sistema paraguaio. Nessa condição, o FIP-02 realiza a soma do intercâmbio Itaipu/ANDE com o intercâmbio Yacyretá/ANDE, que corresponde a carga da ANDE, e com base nisso define as faixas de atuação. Caso esse processo automático de determinação das faixa seja perdido, por qualquer motivo, o Operador deve inserir manualmente a seleção de faixas via IHM do FIP-PCG-1. Cabe destacar que todos os IEDs e redes de comunicação que viabilizam a determinação das faixas de atuação do ESAUPA de forma automática possuem redundância e um histórico de alta disponibilidade.

Foi apresentado que os casos de regime permanente do ANAREDE foram gerados de forma automática por meio de scripts em Python. Em relação aos casos ANATEM a metodologia proposta é capaz de realizar os ajustes necessários (execução do ANAT0) para o caso ANATEM rodar de forma automática? Qual foi a capacidade computacional empregada e o tempo necessário para a realização das simulações que embasaram os resultados preliminares da Tabela 5 e os consolidados nas Figuras 2 e 3 / Tabela 6?

Sim, todos os ajustes foram realizados de forma automática utilizando o Python na gestão dos aplicativos ANAREDE, FLUPOT e ANATEM. Na rede do sistema 50Hz, a única usina cujo número de unidades geradoras sincronizadas é alterado de forma

automática é Itaipu 50Hz. As variações do sistema argentino e uruguaio já estão pré-configuradas em termos de patamares de carga, intercâmbio Yacyretá-ANDE e do número de unidades geradoras. O ajuste do caso de fluxo de potência para fins desse estudo é realizado por meio do ajuste do número e potência ativa por unidade geradora em Itaipu 50Hz, transferência da diferença de potência para o SIN-BR através do Elo CC Foz-Ibiúna e ajuste do equivalente do SIN-BR. Essa atividade é executada utilizando o aplicativo FLUPLOT associado ao Python, de modo a manter as tensões nas barras do sistema nos níveis desejáveis.

É importante destacar que a modelagem da CAMMESA difere daquela utilizado pelo ONS, no sentido que todas as unidades geradoras são representadas de forma individual e não como uma máquina equivalente por usina. Nesse sentido, o ANATO como conhecemos não se aplica. De qualquer forma, essa mesma metodologia de simulação já foi empregada no SIN-BR em outros estudos como a revisão das lógicas do SEP 765kV, e para esse fim foi implementada a funcionalidade do ANATO em Python, de modo a realizar os ajustes necessários e gerar o arquivo DMAQ automaticamente.

Em termos da capacidade de processamento empregada nesse trabalho, foi utilizado um servidor com processador Inter Xeon Gold 6152 2,10GHz com 32 núcleos e 32GB de memória RAM. O tempo de execução do ajustes de casos de fluxo de potência no ANAREDE foi de aproximadamente 30 minutos. Existem processos adicionais realizados por analistas de preparação dos casos bases e de verificação dos casos ajustados, cujo o tempo não está contabilizado nesses 30 minutos. Para o ANATEM, o tempo total de simulação foi de 6 dias e 15 horas. Esse tempo não contabiliza o tempo de análise dos resultados realizada por analistas.

Título - Estudo de caso: Análise do Compensador STATCOM Mediante a Oscilações Subsíncronas

Entidade(s) - SIEMENS ENERGY BRASIL LTDA

Autor(es) - Felipe Daniel dos Santos, Luis Gustavo Rufino de Souza, Edgar Ulisses de Oliveira Rosa

Resumo

A oscilação subsíncrona (OSS) é um fenômeno crítico que pode comprometer a operação e a estabilidade de sistemas elétricos, resultando em oscilações de frequência abaixo da nominal (60 Hz ou 50 Hz). Durante essas oscilações, o comportamento do STATCOM (Static Synchronous Compensator) torna-se fundamental, uma vez que ele é projetado para regular a tensão e a potência reativa, respondendo rapidamente a distúrbios. No entanto, o controle do STATCOM pode interagir de forma adversa com as oscilações do sistema, prejudicando seu desempenho.

Quando o STATCOM detecta uma OSS, ele tenta compensar as variações ajustando a potência reativa, o que pode levar a oscilações em sincronia com o sistema elétrico. Em 2024, durante o projeto de um STATCOM de ± 200 MVAR para o Chile, oscilações subsíncronas foram identificadas durante testes de hardware-in-loop (HIL) com um simulador de tempo real (RTDS). Observou-se que o STATCOM tentava compensar a tensão enquanto o sistema oscilava, resultando em interações indesejadas.

Para mitigar esse problema, foi identificada a frequência de oscilação subsíncrona e

implementado um filtro projetado para atenuar essas frequências nos sinais de tensão do compensador. Após rigorosos testes de aceitação de fábrica, o filtro demonstrou eficácia em atenuar as oscilações subsíncronas melhorando a resposta do controle do STATCOM mediante perturbações sistêmicas. Essa abordagem foi crucial para otimizar o controle do compensador, assegurando sua operação estável e eficiente em um ambiente sujeito a oscilações subsíncronas. Estudos detalhados das características sistêmicas são essenciais para detectar e mitigar ineficiências em sistemas de controle de compensadores, garantindo a estabilidade e o desempenho do sistema elétrico.

Perguntas e Respostas

Como a ativação automática do Stability Controller em resposta a oscilações subsíncronas impacta negativamente o desempenho de um STATCOM em ambientes com alta presença de conversores VSC?

A ativação do Stability Controller reduz o ganho do controle de tensão do Compensador. Se a redução for até o mínimo, o Compensador irá apresentar um tempo de resposta muito alto.

De que forma a escolha por um filtro IIR elíptico, em detrimento de outras alternativas, garante maior robustez frente à detecção seletiva de frequências subsíncronas em sistemas de potência?

Os filtros IIR já são amplamente conhecidos e utilizados em diversos equipamentos no Sistema Elétrico de Potência. Sua implementação é simples e objetiva, e seu performance é muito eficaz, sendo assim uma ótima escolha para o cenário encontrado nas simulações com o RTDS.

Considerando o crescente uso de FACTS em redes com alta penetração de renováveis, quais implicações práticas o estudo traz para o comissionamento de STATCOMs em subestações próximas?

O estudo evidência a necessidade de adequação do controle do STATCOM quando submetido a Oscilações subsíncronas. Durante o comissionamento, a equipe responsável deve ter conhecimento sobre o fenômeno e atenção aos testes que envolvem os equipamentos de medição do STATCOM (principalmente TPs).

Título - Controle data driven para amortecimento de oscilações eletromecânicas: aplicação aos elos HVDC associados à UHE de Belo Monte

Entidade(s) - Universidade Federal de Santa Catarina, Operador Nacional do Sistema Elétrico

Autor(es) - Vitor Antunes, Antonio Felipe da Cunha de Aquino, Aguinaldo Silveira e Silva, Alexandre Akio Nohara

Resumo

A crescente complexidade dos sistemas de potência, aliada à expansão da geração em locais distantes dos centros de carga, tem tornado essencial o uso de tecnologias como a transmissão em corrente contínua (HVDC). No Brasil, o Sistema Interligado Nacional (SIN) atualmente conta com 6 elos HVDC, incluindo o sistema de Belo Monte, fundamental para o escoamento dos excedentes de energia das regiões Norte e Nordeste. Neste trabalho é proposta a aplicação da técnica Model-Free Adaptive Control (MFAC) ao projeto de controladores Power Oscillation Damping (POD) de elos HVDC, com o objetivo de amortecer oscilações

eletromecânicas relacionadas ao modo interárea Norte-Sul. A metodologia baseia-se no uso de dados de medidas obtidas da operação em tempo real, dispensando modelos matemáticos do sistema. A validação foi feita por meio de simulações com o software Anatem. Controladores Definidos pelo Usuário (CDUs) foram desenvolvidos para implementação do MFAC. Os resultados demonstram que o MFAC-POD apresenta desempenho equivalente ou superior aos PODs atualmente implantados no campo, com destaque para sua capacidade de adaptação a diferentes condições operativas, reforçando seu potencial como uma solução eficiente para controle dinâmico no SIN.

Perguntas e Respostas

O artigo destaca que uma das principais vantagens do MFAC é a sua capacidade de se adaptar a diferentes pontos de operação sem a necessidade de reajustes. Contudo, os resultados de simulação apresentados foram baseados em um único cenário operativo do SIN. A lógica de adaptação do controlador para diferentes cenários foi efetivamente implementada no CDU do Anatem? Em caso afirmativo, os autores poderiam detalhar como essa implementação funciona na prática, por exemplo, como o vetor de pseudogradiante (∇k) evolui e se estabiliza ao transitar de um ponto de operação para outro para garantir o desempenho ótimo em cada nova condição?

Sim, a lógica de adaptação do MFAC foi efetivamente implementada no Anatem. O controlador estima em tempo real o chamado vetor de pseudogradiante, que representa a sensibilidade entre variações de entrada e saída do sistema. Esse vetor é atualizado a cada passo de amostragem com base nas diferenças recentes de entradas e saídas, combinadas com um mecanismo de correção dependente do erro de predição.

O método também realiza uma estimativa da saída do sistema e calcula o erro de predição, que alimenta a lei de controle. A ação de controle resultante é filtrada por uma dinâmica de compensação e limitada a faixas pré-definidas, assegurando coerência com as restrições operacionais de atuação do POD para o sistema HVDC estudado.

Na prática, quando o sistema elétrico transita de um ponto de operação para outro, as variações observadas nas entradas e saídas induzem variações no pseudogradiante. Após algumas iterações, esse converge para valores consistentes com a nova condição operativa, permitindo que o controlador preserve desempenho adequado sem a necessidade de reajuste manual de parâmetros.

De forma resumida, os principais processos implementados no CDU são:

1. Estimativa da saída e cálculo do erro de predição;
2. Monitoramento das variações nos sinais de entrada e saída do controlador;
3. Atualização do pseudogradiante em tempo real, conforme equação 3 do informe técnico;
4. Geração do sinal estabilizante conforme a lei de controle apresentada na equação 5 do informe técnico;
5. Limitação do sinal de controle de modo a adequar o sinal às limitações operacionais existentes.

Esses processos, em conjunto, asseguram que o controlador se adapte automaticamente a diferentes pontos de operação do SIN, explorando a estratégia adaptativa do MFAC.

A grande vantagem do método proposto seria uma possível eficiência do MFAC-POD em diferentes pontos de operação, o que não é garantido com o POD clássico. No trabalho, foi demonstrado uma eficácia de, em média 10%, a mais do MFAC em relação ao tradicional já implementado no elo HVDC. Porém, esta diferença também poderia ser obtida apenas reprojetoando o POD existente para este cenário. Foram realizadas análises de sensibilidade testando o MFAC-POD em diferentes cenários? Se sim, os autores poderiam relatar quais cenários foram testados e quais foram a eficiência do POD tradicional e do MFAC-POD?

Além dos resultados reportados no artigo, uma série mais ampla de simulações foi conduzida para avaliar a sensibilidade do MFAC-POD em diferentes condições operativas do SIN. Esses estudos incluíram variações de carregamento nos bipolos associados à UHE Belo Monte, cenários de geração distintos nas principais usinas da região Norte (representando diferentes condições hidrológicas), bem como diferentes configurações da interligação HVAC Norte-Sudeste, incluindo situações de indisponibilidade de circuitos. Diferentes contingências capazes de excitar o modo de oscilação N-S foram analisadas.

De forma consistente, os resultados dos estudos mostraram que o MFAC-POD manteve desempenho equivalente ou superior ao POD atualmente implementado nas bases de dados do ONS. Em alguns casos, foram observados incrementos de até 20 pontos percentuais no fator de amortecimento do modo N-S. Como exemplo, pode-se citar o caso com carga intermediária do SIN, bipolo associado à UHE Belo Monte a 3000 MW, fluxo N-S de 3628 MW com a topologia atual da interligação N-S preservada, e a aplicação de um curto-circuito seguida da abertura monofásica de um circuito em 500 kV dessa mesma interligação.

Complementarmente, a metodologia também foi aplicada em sistemas teste de menor porte, o que permitiu analisar o comportamento do algoritmo em situações controladas, bem como validar a implementação antes da aplicação no modelo completo do SIN.

Por restrições de espaço, optou-se por apresentar apenas os resultados mais representativos do sistema brasileiro, suficientes para evidenciar a efetividade do MFAC-POD em condições críticas sem comprometer a concisão do manuscrito.

A metodologia seria diretamente aplicável a outros atuadores, como um PSS em um gerador síncrono, ou a estrutura do elo HVDC possui características que a tornam especialmente adequada para o controle MFAC? Como os autores avaliam o potencial de aplicação desta técnica para o amortecimento de outros fenômenos, como oscilações locais de frequência mais alta ou mesmo oscilações torcionais, que exigem uma resposta muito mais rápida? O MFAC é, em princípio, uma técnica geral e pode ser aplicada a diferentes atuadores. No entanto, o elo HVDC foi escolhido neste trabalho por apresentar

características especialmente favoráveis: elevada controlabilidade do modo interárea N–S e ampla capacidade de modulação de potência ativa, o que o torna um ponto de atuação particularmente eficaz no SIN.

A principal característica do método é a capacidade de gerar um sinal estabilizante diretamente a partir da realimentação de dados medidos, sem depender de modelos matemáticos. Para que esse mecanismo funcione, o sinal de entrada utilizado deve possuir alta observabilidade do fenômeno a ser mitigado, ou seja, deve ser informativo e conter de forma clara a dinâmica do fenômeno a ser mitigado

Em aplicações a outros atuadores, como PSSs, a técnica é conceitualmente viável, mas sua eficácia depende da controlabilidade local, ou seja, o ponto de implementação precisa ter capacidade efetiva de influenciar o modo de interesse.

Além disso, trabalhos recentes evidenciam que o MFAC pode ser eficaz em outros contextos. No estudo de Xi Wu, publicado em 2021, intitulado “Model-Free Adaptive Control of STATCOM for SSO Mitigation in DFIG-Based Wind Farm”, o MFAC foi implementado em malhas de controle suplementares aplicadas de um STATCOM para mitigar oscilações subsíncronas em parques eólicos baseados em DFIG. O MFAC apresentou desempenho robusto mesmo sob variações de vento e diferentes níveis de compensação série. Esses resultados reforçam que, desde que o sinal de entrada seja informativo em relação ao fenômeno de interesse e que o ponto de atuação apresente elevada controlabilidade, a técnica pode ser estendida a aplicações voltadas à atenuação de oscilações locais de maior frequência ou interações eletromecânicas complexas, ampliando seu campo de aplicação em sistemas modernos de potência.

Título - Inércia Sintética e seus efeitos na estabilidade do Sistema Interligado Nacional: oportunidades de aprimoramento, práticas internacionais na função de Fast Frequency Response e a relação com outros controladores de IBRs

Entidade(s) - Operador Nacional do Sistema Elétrico, ATLAS BRASIL COMERCIALIZADORA DE ENERGIA S.A.

Autor(es) - Dilton Serra Seca Vasconcelos Filho, André Nascimento Cavalcanti de Albuquerque, Alexandre de Melo Silva, Antonio Samuel Neto, Bruno Pestana Rosa, Flávia Maria Cavalcanti Ferreira, Luiz Frederico Borges Vasconcelos, Paulo Eduardo Martins Quintao, Rafael Zymler

Resumo

O requisito de inércia sintética foi introduzido no 1º Leilão de Energia de Reserva (LER) 2015, tendo-se solicitado a injeção de 10% da potência nominal do aerogerador por 5 segundos, caso a potência ativa esteja superior a 25% da potência nominal e a frequência no ponto de conexão atinja valores inferiores a 59,8 Hz. E, além disso, foi solicitado também que a injeção ocorra em uma taxa não inferior a 0,8 pu por Hertz de desvio de frequência.

Desde a entrada deste requisito o sistema elétrico brasileiro passou por grandes transformações, tendo-se adicionado uma grande capacidade de geração eólica (da ordem de 20 GW), provocando alterações nos comportamentos dos fluxos entre as regiões. Não obstante, a grande concentração de gerações conectadas via inversores modificou substancialmente o comportamento dinâmico do SIN.

Este artigo apresenta uma avaliação dos impactos do montante injetado e da taxa de injeção, parâmetros da função de inércia sintética, no desempenho dinâmico do Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a ótica de estabilidade angular, de tensão e de frequência.

Os resultados indicam que a inércia sintética, como especificada, pode prejudicar o desempenho transitório do SIN, especialmente em regiões com elevada concentração de fontes renováveis e com elevada sensibilidade de tensão a injeção de corrente (rede com baixo nível de curto-circuito).

Por fim, a análise dos requisitos solicitados em outros códigos de rede, indicam uma tendência internacional de solicitar requisitos para a função de Fast Frequency Response (FFR), distintos daquele solicitado no Brasil, sendo os requisitos adotados menos agressivo (no montante injetado) e mais dependente do desvio de frequência do que aqueles solicitados nos requisitos mínimos dos Procedimentos de Rede.

Perguntas e Respostas

Em tese, em um subsistema com frequência reduzindo, a inércia sintética é favorável para a estabilidade eletromecânica, uma vez que vai fazer com que as máquinas síncronas com potencial risco de perda de sincronismo reduzam a potência ativa, reduzindo a desaceleração. Essa afirmativa entra em conflito com a explicação do item 2. Os autores podem justificar essa contradição?

Inicialmente destacamos que a resposta natural das máquinas síncronas, sem a ação dos reguladores de velocidade, que é uma hipótese razoável considerando um problema de estabilidade angular, é proporcional a taxa de variação instantânea da frequência.

O aumento da potência ativa, provocado pela ação da inércia sintética introduz uma redução na taxa de variação instantânea da frequência de todo o sistema e assim reduz a contribuição de potência ativa de todas as máquinas síncronas do SIN em relação ao caso sem inércia sintética. Esse efeito pode resultar em um aumento, uma redução, ou um valor aproximadamente constante do fluxo de potência ativa entre as regiões, e depende das características dos sistemas em análise.

Para o caso em análise no artigo, a injeção de potência ativa pela inércia sintética introduz um aumento na potência transferida entre as regiões, aumentando as defasagens angulares, o que torna o sistema mais oscilatório e mais propício a atingir o ângulo crítico de estabilidade, sendo esse efeito considerado de forma direta na estabilidade transitória.

Esse efeito pode parecer contraditório, mas é amplamente adotado no SIN quando são utilizados de Sistemas Especiais de Proteção (SEP) para ampliar a margem de estabilidade transitória. De fato, o efeito de aumento das margens de estabilidade angular com a aplicação de corte de geração na região exportadora de energia pode ser considerado equivalente ao efeito de redução das margens de estabilidade angular com a aplicação de aumento de geração na região exportadora de energia.

Em um sistema com risco de colapso de tensão, a frequência pode reduzir. A resposta rápida de frequência não traria o mesmo risco de reduzir a margem de carregamento e causar colapso de tensão?

Analizando o problema apenas sob a ótica de injeção de potência ativa, qualquer incremento do carregamento poderá vir a agravar o problema de colapso de tensão.

Dentre as formas de resposta rápida de frequência (Fast Frequency Response – FFR), mencionadas no informe técnico (IT), o requisito do Submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede, requer uma injeção fixa, com uma elevada taxa de crescimento da potência ativa, quando violada a banda morta. Isso significa que pequenos desvios de frequência promovem um aumento de geração praticamente em degrau no sistema e independente do tamanho desse desvio. Nessas situações, não há diferença se houve uma perda simples de geração (valores na ordem de 1000 MW) ou um grande bloco de geração (como na atuação de um grande SEP, o qual pode chegar, no caso do sistema brasileiro, até 4200 MW) e o montante injetado será igual.

Esse aporte adicional de potência ativa, praticamente em degrau (tempos de resposta inferiores a 300 ms), não permite que os recursos de controle de tensão das usinas forneçam potência reativa suficiente para manter as tensões em patamares adequados.

Com o uso de uma função de resposta rápida de frequência proporcional ao desvio de frequência, o aumento da potência ativa é realizado de forma gradual com o aumento do desvio da frequência. Nesses casos, para perdas simples de geração, as quais não promovem grande desvios de frequência, o montante injetado será (a depender dos ajustes a serem adotados) bem inferior ao observado pelo requisito de inércia sintética atualmente vigente.

Além disso, a baixa taxa de variação de frequência faz com que o desvio de frequência cresça lentamente, fato este que aumenta a chance de que os controles de tensão das usinas sejam capazes de melhorar o perfil de tensão da rede e conseqüentemente acomodar uma maior transferência de potência.

De forma geral, a inércia sintética ajudaria diretamente no Nadir de frequência e RoCoF uma vez que reduz o desbalanço de potência entre geração e carga. No entanto pode afetar negativamente a estabilidade eletromecânica ou estabilidade de tensão, conforme apresentado no artigo. De que forma os autores acreditam que esse problema possa ser resolvido? No artigo fica subentendido que poderia ser resolvido pela resposta rápida de frequência na lógica da inércia sintética em quatro possibilidades. O efeito das quatro possibilidades não seria qualitativamente equivalente ao que é praticado hoje, ou seja, injetar potência quando a frequência cai? Não teria o mesmo problema?

O artigo demonstra que o aumento de potência ativa de forma abrupta, provocada pela ação da inércia sintética conforme atualmente preconizado no Submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede (injeção de um montante de potência ativa pré-definida de acordo com uma banda morta de frequência), poderá influenciar de forma negativa a estabilidade de ângulo e de tensão.

Para um sistema elétrico como o brasileiro, em que a taxa de variação da frequência é bastante reduzida, os fenômenos de estabilidade angular e de tensão podem ser bem separados do fenômeno de estabilidade de frequência. Isto fica evidente nas

análises realizadas atualmente pelo ONS.

Diante disso, os autores acreditam que uma injeção de potência ativa de forma mais suave, proporcional ao desvio do sistema em relação as condições nominais, evitará um aumento abrupto da potência ativa nos segundos iniciais do evento. Com essa atenuação da resposta inicial, o sistema poderá ser capaz de suportar o transitório inicial, nos quais os limites de estabilidade angular e de tensão são mais críticos sem um grande incremento de potência ativa, e, com a evolução do desvio de frequência do sistema, realizar um aumento progressivo da potência ativa a fim de reduzir o desvio carga x geração.

Logo, apesar das funções parecerem semelhantes, a adoção de uma estratégia o outra, dentre as quatro apresentadas no IT, pode provocar trajetórias distintas no comportamento dinâmico do SIN. A depender do desvio de frequência e dos ajustes utilizados nas estratégias, pode-se sequer ser necessário chegar à injeção máxima de 10% da potência nominal do parque como é preconizado nos Procedimentos de Rede vigentes.

Destaca-se que atualmente encontra-se em curso uma análise do Operador para confirmar as expectativas e análises iniciais.

Título - Análise de Eventos de Falha de Comutação no SIN

Entidade(s) - Operador Nacional do Sistema Elétrico, Universidade Federal de Santa Catarina

Autor(es) - Guilherme Sarcinelli Luz, Joyce Meireles Siqueira, Marcelo Carreiro de Saboia, Diego Issicaba, Antonio Felipe da Cunha de Aquino, Suelaine dos Santos Diniz

Resumo

Os sistemas de transmissão em Corrente Contínua (CCTA) baseados em conversores a tiristores (tecnologia LCC), como é o caso dos atuais bipolos do Sistema Interligado Nacional (SIN), estão sujeitos a falhas de comutação (FC) durante eventos de falta no sistema CA. A FC em cada bipolo causa uma interrupção temporária de potência cujo montante total de energia não transmitida (ENT) se torna relevante para a estabilidade do SIN.

Atualmente o ONS calcula os tempos de FC em cada bipolo, para um conjunto de faltas mais relevantes no SIN, utilizando o programa PSCAD, cujos modelos dos bipolos são os mais fidedignos, e considerando sistemas equivalentes representativos do SIN de quatro cenários de operação. Esses tempos calculados são aplicados nas simulações com os programas de estabilidade eletromecânica (Anatem e Organon) de modo a se definir tanto os limites de transmissão para o planejamento da operação como os limites para a operação em tempo real. Tendo em vista que os programas PSCAD e Anatem possuem abordagens matemáticas distintas e os modelos, embora próximos, não são igualmente fiéis ao campo, os tempos de FC são compatibilizados de modo que a ENT seja equivalente para cada bipolo e cada falta.

De forma a avaliar, de maneira mais realista, o impacto desses eventos no SIN e fornecer subsídios para as análises dos modelos utilizados nas simulações, foi realizado um levantamento das FC em cada um dos bipolos ao longo dos meses

entre março e agosto de 2024 e realizada a reprodução em PSCAD de alguns desses eventos.

Perguntas e Respostas

Na avaliação dos autores, de acordo com os resultados obtidos, há um risco real de colapso sistêmico por multifeed no cenário atual? A escolha de tecnologia dos próximos bipolos pode ser impactada pelo risco de multifeed, ou este seria considerado baixo?

Entendemos que sempre haverá um risco de colapso sistêmico por multiinfeed, caso o sistema seja colocado a operar fora dos limites estabelecido pelos estudos de estabilidade realizados pela equipe de planejamento do ONS. A Energia interrompida pode ser muito alta (até 20GW) quanto maior for a potência em cada um dos 6 bipolos (2 associados às usinas de Itaipu, 2 associados às usinas do Madeira e 2 às de Belo Monte/Tucuruí). A escolha da tecnologia dos próximos bipolos será determinante para a flexibilização dos limites de transmissão do SIN, respeitados os critérios de segurança elétrica.

Em que medida a utilização de três métodos distintos para detecção de falhas (SOE, PMU e oscilografia) melhora a acurácia e a confiança no diagnóstico de eventos críticos como falhas de comutação?

O monitoramento dos eventos de falha de comutação de cada um dos bipolos em meio a uma série de registros de tantos equipamentos torna-se um grande desafio. A instalação de um sistema via PMU visa agilizar essa identificação. Contudo, as oscilografias obtidas pelo sistema tradicional, onde as correntes nas válvulas são analisadas ainda é o mais decisivo para a confirmação do evento. O SOE é uma indicação fácil de ser obtida, mas pode não sinalizar em função de falhas no sincronismo horário e dependência dos sistemas SCADA. A consistência dos 3 meios oferece maior confiabilidade para decisão de buscar os registros oscilográficos e só se deter na análise dos eventos mais relevantes.

Qual o critério adotado na Tabela 3 para indicar que houve falha de comutação se esta não foi detectada pelo próprio sistema de detecção do fabricante? Oscilografias ou PMU? Qual foi o padrão ouro adotado?

A Tabela 3 apresenta todos os eventos identificados pelo novo sistema (denominado PMU-Multiinfeed) que ainda se encontra em processo de validação. Espera-se que ele possa ser utilizado futuramente com boa confiabilidade de modo a agilizar a análise do fenômeno multiinfeed com respostas mais rápidas e em tempo real. As oscilografias disponibilizadas pelos agentes (ou fabricantes) serão sempre as mais determinantes para a constatação do evento. Entretanto, vale informar que o novo sistema PMU-Multiinfeed deverá futuramente estar fornecendo as informações mais relevantes disponibilizadas nessas oscilografias, embora com uma taxa de amostragem menor.

Título - Impacto da conexão de um bipolo HVDC VSC no desempenho de falhas de comutação de um bipolo LCC conectado eletricamente próximo

Entidade(s) - Operador Nacional do Sistema Elétrico

Autor(es) - Fernando Cattan Jusan, Luis Arthur Novais Haddad, Guilherme Sarcinelli Luz

Resumo

Este trabalho investiga o impacto da conexão de bipolos VSC-HVDC no SIN em um cenário com múltiplas alimentações HVDC eletricamente próximas (multi-infeed) e tem como objetivo avaliar os efeitos sobre o desempenho dos demais bipolos LCC-HVDC quanto a ocorrência de falhas de comutação e recuperação de potência, bem como as consequências para o desempenho dinâmico do SIN como um todo. O estudo foi conduzido a partir da substituição de bipolos do sistema de transmissão HVDC do Madeira por um modelo VSC-HVDC genérico. Devido à imunidade a falhas de comutação e à capacidade de prover suporte dinâmico de potência reativa e regulação da tensão AC, os conversores VSC-HVDC podem contribuir significativamente para a mitigação dos impactos causados por distúrbios na rede.

A primeira etapa do estudo consiste na análise da energia não transmitida (ENT), por meio de simulações no programa PSCAD, utilizando um equivalente de grande porte do SIN. Os resultados indicaram que, de forma geral, a presença de conversores VSC-HVDC reduz a ENT associada não somente a esses bipolos, mas também aos bipolos LCC-HVDC vizinhos. Posteriormente, o impacto da redução da ENT total dos bipolos HVDC sobre um limite de intercâmbio regional do SIN também foi avaliado no artigo. O estudo foi realizado com o programa ORGANON empregando uma metodologia de transposição e ajuste dos tempos de falha de comutação, baseada no caso de maior ENT total encontrado no PSCAD. Os resultados demonstraram melhorias relevantes no desempenho dinâmico do sistema, com redução dos afundamentos de tensão e maior robustez frente a contingências severas.

Os resultados reforçam a importância da diversificação tecnológica na expansão do sistema de transmissão HVDC no Brasil, incorporando progressivamente sistemas VSC-HVDC, para reduzir a vulnerabilidade do SIN a falhas de comutação na presença de múltiplos inversores HVDC, viabilizando, assim, maiores transferências de potência entre regiões com segurança elétrica.

Perguntas e Respostas

Na Figura 10(a) e 10(b) é apresentada a tensão de Tijuco Preto para as configurações C0 e C1 para dois valores de intercâmbio (8.200 MW e 9.800 MW). O caso de 9.800 violou minimamente o critério (0,6 pu) com uma tensão de aproximadamente 0,595 pu. Os autores afirmam que com isso, aumentou-se a margem do intercâmbio de 1600 MW. Para quantificar essa margem não precisaria achar o intercâmbio que produzisse exatamente o 0,6 pu de tensão, para verificar o real ganho de margem? Porque talvez com um intercâmbio de 9.600 MW, se o afundamento ficasse ligeiramente acima de 0,6 pu, a margem seria 200 MW e não 1.600 MW, concordam? E no intercâmbio de 8.200 MW a dinâmica não foi mais favorável no caso C0 sem VSC?

Na verdade o critério de afundamento de tensão não é 0.6 pu, e sim 0.7 pu após a eliminação da falta, conforme descrito no artigo. Tradicionalmente, o critério de 0.7 pu sempre foi utilizado para o sistema de 765 kV, mas recentemente foi estendido para todas as barras do sistema, em função das mudanças das características do sistema, dos fenômenos observados e do aumento das incertezas de modelagem, particularmente relacionadas às proteções de inversores de GD e MMGD, e à modelagem da carga. Na figura 9(a), o caso C0 opera no limite (tensão = 0.7 pu) enquanto o caso C1 opera com folga em relação ao limite (tensão = 0.77 pu). Já na figura 9(b), o caso C0 viola o limite (tensão = 0.595 pu), enquanto o caso C1 está no limite (tensão = 0.7 pu).

Não foi apresentado um caso de efetiva instabilidade sem bipolo VSC. Em tese, embora o VSC possa reduzir a ENT, caso não haja uma instabilidade, não haveria um problema real de operação. Realmente não ocorreu instabilidade em todas as simulações realizadas? Isto foi buscado?

O caso mostrado é apenas um exemplo, para um dado intercâmbio (RSE) em um único ponto de operação (carga, somatório de bipolos, nível de MMD, etc.). O cálculo de limites de transmissão não necessariamente requer que a simulação chegue de fato à instabilidade. Os critérios de desempenho dinâmico são indicadores quantitativos para caracterizar o risco de instabilidade, considerando as incertezas envolvidas nas simulações. Os limites de transmissão, por sua vez, são calculados exatamente para garantir a operação segura do sistema. Dentro desse contexto, os resultados mostram simplesmente que a substituição de apenas um bipolo do SIN por VSC melhora significativamente o desempenho dinâmico do sistema, aumentando a margem de estabilidade, e permitindo a aumento do limite de intercâmbio. Aumentar os limites de intercâmbio tem uma série de benefícios, como otimizar a utilização dos recursos energéticos, reduzir o custo de operação e reduzir o curtailment.

Na avaliação teórica do artigo, substituiu-se um ou dois bipolos do Madeira por correspondente de tecnologia VSC. Na prática, um bipolo VSC com transmissão aérea pode utilizar diferentes tecnologias para eliminação de curto na linha de corrente contínua, seja utilizando uma topologia bem mais cara do tipo Full Bridge, por disjuntor CA ou disjuntor CC. Qual a visão dos autores sobre as tecnologias atuais de eliminação desse tipo de defeito em bipolos VSC?

A utilização de submódulos full-bridge (FB) permite a interrupção da corrente de curto-circuito por meio de ações de controle, a partir da inversão temporária da tensão CC (semelhante a um LCC), e o rápido restabelecimento da transmissão (restart), ~350ms. É, portanto, a forma mais adequada do ponto de vista técnico para a aplicação em linhas aéreas. No entanto, o custo é muito elevado, como destacado na própria pergunta do REP. Uma variação dessa solução é a utilização de válvulas mistas, compostas em parte por submódulos full-bridge, e parte por submódulos half-bridge (HB), como é empregado em projetos chineses. A solução utilizando disjuntores CC é uma tecnologia bastante recente, e com pouca experiência no mundo, principalmente relativa ao desempenho e requisitos de manutenção dos disjuntores. Do ponto de vista da velocidade do restart, é um pouco mais lento que a solução FB (500~600ms), porém mais rápida que a solução utilizando disjuntores CA. É também uma solução cara. Por fim, a solução mais simples e barata, é a eliminação da falta a partir da abertura dos disjuntores CA. Essa solução, por outro lado, é a que possibilita um restart mais lento (~1000ms), além de ter o inconveniente de se ter que energizar o transformador e o conversor durante o religamento. A escolha da tecnologia adotada vai depender de análise econômica e das características do sistema onde o sistema HVDC será conectado. Se o sistema não suporta o religamento lento após o curto-circuito na linha CC de um polo, uma solução baseada em submódulos FB, mistos (FB/HB) ou em disjuntores CC é recomendada. Por outro lado, se a perda temporária de um polo não é uma contingência significativa para o desempenho do sistema, a utilização de submódulos half-bridge associada a uma estratégia de abertura dos disjuntores CA, é a melhor solução técnico econômica. Na opinião do autor, essa última solução é a mais adequada à realidade do SIN-BR pelos motivos apresentados.

Título - Oscilações observadas no SIN introduzidas por fontes conectadas via inversores: principais desafios e soluções identificadas

Entidade(s) - Operador Nacional do Sistema Elétrico

Autor(es) - Marcelo Carreiro de Saboia, Bruno Pestana Rosa, Dilton Serra Seca Vasconcelos Filho, Lucas Borré Lobo, Paulo Eduardo Martins Quintao

Resumo

A expansão da geração renovável junto ao Sistema Interligado Nacional (SIN), aumentando a penetração de fontes conectadas via inversores (IBR) que apresentam comportamento dinâmico distinto das usinas síncronas convencionais tem imposto novos desafios para a operação segura e estável do SIN.

Este artigo apresenta uma análise técnica de oscilações de potência observadas em IBR, mais especificamente em usinas fotovoltaicas de grande porte, entre 2023 e 2024. Foram identificadas três situações distintas em plantas conectadas ao SIN, nas quais ocorreram oscilações de baixa frequência (0,03 Hz a 0,06 Hz), causadas por inadequações na parametrização dos controladores de planta (PPC), falhas em estratégias de transição entre modos de controle e imprecisões na implementação de mecanismos de anti-windup.

As medidas corretivas envolveram ajustes nos ganhos dos controladores, alterações nas faixas de atuação dos limitadores e atualização de lógicas nas malhas de controle. Testes subsequentes evidenciaram que as modificações aumentaram significativamente a robustez e estabilidade das usinas, mesmo em condições adversas.

O trabalho reforça a importância da compreensão aprofundada dos controles das IBR e da adoção de boas práticas de projeto, comissionamento e operação. As lições aprendidas contribuem para o aprimoramento nas análises das perturbações causadas por IBR frente ao crescimento relativo de fontes renováveis no SIN.

Perguntas e Respostas

Houve tentativa de reprodução dos eventos, por exemplo, no Anatem ou PacDyn? Há intenção de reproduzir os fenômenos em simulações digitais?

Até o momento não houve tentativa de reprodução dos eventos, devido em especial à divergência entre os modelos Anatem enviados ao ONS e o comportamento real dos equipamentos observado na ocorrência de 15/08/2023. Essa discrepância persiste, uma vez que os modelos da época ainda não foram revalidados.

Após o referido evento de 15/08/2023, o ONS estabeleceu um novo processo de validação, que exige o envio de modelos PSCAD previamente validados. Com a construção de uma base de dados de transitórios eletromagnéticos, será possível realizar análises de desempenho em PSCAD, viabilizando avaliações adicionais no sentido de reproduzir oscilações.

Na opinião dos autores, a quantidade de PMUs disponíveis no SIN seria suficiente para acompanhamento de oscilações provenientes de cenários de alta penetração de fontes variáveis? Como está sendo realizado o planejamento da expansão de PMUs no sistema?

A falta de monitoramento adequado das usinas eólicas e fotovoltaicas dificulta a

análise do desempenho dinâmico dessas usinas durante o evento. O monitoramento atual ainda é insuficiente para caracterizar de forma detalhada o comportamento dinâmico de usinas eólicas e fotovoltaicas. Para mitigar essa limitação, após o evento de 15/08/2023 o ONS estabeleceu duas ações principais: (i) Obrigatoriedade de instalação de PMUs nos pontos de acoplamento comum (PAC) dessas usinas; e (ii) Definição de requisitos técnicos para os RDP, assegurando registros detalhados de oscilações de tensão e frequência.

Essas medidas estão em fase de implementação. Uma vez concluídas, ampliarão significativamente a observabilidade do sistema e permitirão análises mais consistentes dos fenômenos descritos.

Como é realizada a validação dos modelos e ajustes de controle fornecidos pelos fabricantes ou agentes ao longo da operação da planta? Qual a opinião dos autores sobre como garantir que os mesmos modelos e ajustes do campo são utilizados na operação real das plantas?

O evento de 15/08/2023 marcou uma mudança na estratégia do ONS. Antes dele, a validação dos modelos Anatem fornecidos pelos agentes era restrita à fase de comissionamento, baseada em testes de campo, com limitações para avaliar funcionalidades complexas, o que levou a diversos problemas de representatividade dos modelos.

Para contornar essa situação, passará a ser necessário, ainda durante a fase de estudos pré-operacionais, o fornecimento de um modelo PSCAD do equipamento real, acompanhado de um relatório de validação baseado em testes de laboratório e/ou simulações Hardware in the Loop (HIL). O modelo ANATEM do equipamento real, por sua vez, deverá ser validado em relação a esse modelo PSCAD. Essa abordagem garante que o desempenho do equipamento seja modelado e validado com precisão antes do comissionamento, reduzindo riscos e incertezas durante a operação e assegurando que os modelos ANATEM utilizados nas simulações do ONS sejam verdadeiramente representativos do desempenho real dos equipamentos instalados em campo.

Durante a fase de comissionamento a parametrização inicial do modelo fornecida para realização dos estudos pré-operacionais deve ser validada de acordo com os resultados dos testes reais e parametrização final dos equipamentos em campo. O roteiro de testes de comissionamento também foi revisado, ampliando o escopo de testes para permitir uma validação mais precisa dos modelos matemáticos. Foram incluídos novos ensaios para aferir com maior fidelidade os tempos de reação, resposta e comunicação dos controladores, além da exigência de monitoramento de variáveis adicionais e testes específicos para verificar a robustez dos parâmetros de controle a variações no nível de curto-circuito da rede.

Título - Metodologia para aprimoramento da Segurança Elétrica da Região Nordeste através da instalação de Compensadores Síncronos em pontos estratégicos

Entidade(s) - Operador Nacional do Sistema Elétrico, Fundação Universidade Federal do ABC

Autor(es) - João Pedro Rego Carvalho, ALEXANDRE DANTAS FONSECA DOS ANJOS, Nathalia de Souza Feitosa, Felipe Diógenes de Mendonça, Pedro Henrique Lourenço dos Santos, Fabricio Andrade Mourinho, Ahda Pionkoski Grilo Pavani

Resumo

O aumento da penetração de fontes de geração conectadas por inversores nos sistemas elétricos modernos tem alterado significativamente o desempenho dinâmico desses sistemas, tornando-o cada vez mais dependente do comportamento dessas fontes. No Brasil, a perturbação de 15/08/2023 evidenciou que o controle de tensão e o suporte de potência reativa de usinas eólicas e fotovoltaicas durante contingências ficaram muito aquém do desempenho indicado pelos modelos matemáticos fornecidos pelos agentes proprietários dessas usinas, o que vem gerando uma série de implicações para a operação do SIN. Neste contexto, com o intuito de aprimorar a segurança elétrica do SIN, este trabalho apresenta uma metodologia para subsidiar a indicação de compensadores síncronos em pontos estratégicos, baseada em avaliações dos índices de Short Circuit Ratio (SCR) e Multi-Infeed Short Circuit Ratio (MISCR) e em simulações de estabilidade transitória iterativas. Com base nos resultados obtidos, foi indicada a quantidade necessária de compensadores síncronos, bem como as subestações mais promissoras para sua implantação, de modo a viabilizar, de forma segura e eficiente, um aumento na capacidade de escoamento de geração elétrica renovável variável na região Nordeste.

Perguntas e Respostas

A seleção para instalação de compensadores síncronos foi baseada em índices estáticos de sensibilidade de magnitude de tensão e proximidade de máquinas síncronas. Os autores concordam que os índices propostos não levam em conta a dinâmica do controle de tensão das máquinas? Por exemplo, máquinas com reguladores mais eficientes tendem a possuir um melhor controle de reativo, com maior margem de colapso de tensão dinâmico. Qual a visão dos autores sobre esse aspecto?

Sim. Os índices estáticos de triagem não levam em conta a dinâmica do controle de tensão das máquinas síncronas. No entanto, a metodologia proposta no trabalho envolve tanto a utilização desses índices quanto simulações de estabilidade no domínio do tempo. Dessa forma, as simulações de estabilidade contemplam essas dinâmicas ao representar a modelagem das máquinas síncronas, das usinas eólicas e fotovoltaicas, equipamentos FACTS, entre outros.

Regiões com baixa inércia podem possuir grande variação de frequência frente às variações climáticas de vento e sol, e não necessariamente possuem SCR tão baixo. O critério de seleção para instalação de compensadores síncronos considera de alguma forma a variação de frequência do sistema?

Não. A metodologia proposta é baseada em índices de triagem com foco na estabilidade de tensão e em simulações de estabilidade no domínio do tempo. Cumpre ressaltar que o SIN é um sistema interligado de grande porte, de modo que os efeitos associados às variações climáticas de vento e sol não impactam de maneira significativa a frequência elétrica do sistema. Vale comentar que a operação do SIN é realizada de forma a garantir que a reserva de potência operativa girante disponível em cada instante considere a variabilidade das fontes eólicas e fotovoltaicas, não tendo sido registrado, até o momento, impacto adverso significativo na frequência elétrica do SIN decorrente dessas variações climáticas.

Na metodologia proposta, como considerar o controle de tensão das próprias renováveis, distinguindo da capacidade das usinas hidráulicas ou térmicas? O controle da renovável pode contribuir ou não na melhoria da margem de estabilidade e pode atuar de forma rápida ou muito lenta. Como diferenciar estas características em índices estáticos?

A definição utilizada neste trabalho para avaliação dos índices estáticos não considera a contribuição das fontes renováveis para a potência de curto-circuito do sistema. De forma conservadora, os índices têm como objetivo realizar uma triagem dos pontos mais críticos. A metodologia híbrida proposta ainda contempla simulações de estabilidade no domínio do tempo, as quais podem capturar diferentes modelos das fontes renováveis variáveis e das máquinas síncronas tradicionais. Assim, seria possível, por exemplo, que barramentos com menores índices estáticos não fossem classificados como prioritários para instalação de um compensador síncrono, caso os IBRs conectados a esse barramento possuíssem controles de tensão rápidos e eficazes. Por outro lado, outros barramentos com índices maiores poderiam ser classificados como mais estratégicos para a instalação de um CS, em razão da qualidade do controle de tensão dos IBRs mais próximos a esse barramento. Essa hipótese poderia ser evidenciada a partir da metodologia híbrida apresentada neste trabalho.

Título - Operação stand-alone do Back-to-Back do Complexo HVDC do rio Madeira com a UHE Jirau durante o período seco

Entidade(s) - CENTRAIS ELETRICAS DO NORTE DO BRASIL S/A, Operador Nacional do Sistema Elétrico

Autor(es) - Filipe Rodrigues Lopes, Paulo Fischer de Toledo, Paulo Eduardo Martins Quintao, José Jorge Corrêa Tavares, ULISSES GOMES GALVAO

Resumo

Este trabalho apresentará os resultados dos estudos elétricos que estabeleceram os novos requisitos operativos para a operação conjunta do elo de corrente contínua Back-to-Back com a UHE Jirau, e posteriormente com ambas as usinas, visando superar a restrição energética severa no Rio Madeira, a partir da experiência de cenário crítico ocorrido em 2023.

Durante o período seco deste ano, o número de unidades geradoras disponíveis na UHE Santo Antônio reduziu para valores inferiores ao mínimo definido em Projeto Básico para operar com o Back-to-Back.

A operação do Back-to-Back com a UHE Jirau, por sua vez, também era proibitiva, em decorrência do risco de ocorrência do fenômeno de ressonância na rede de 500 kV, onde estão conectados as usinas e o elo de corrente contínua do Rio Madeira. E a previsão da afluência do Rio Madeira para o ano de 2024 indicava um cenário ainda pior.

Para superar os desafios impostos pelo cenário energético, foi necessário um esforço conjunto entre Eletrobras Eletronorte e Hitachi Energy para o desenvolvimento e implantação da solução, sob coordenação do ONS e cooperação dos agentes de geração.

A solução primordial consistiu na instalação de reatores manobráveis no barramento 500 kV da SE Coletora Porto Velho, aliado à profundas modificações no sistema Master Control do Rio Madeira, de forma a atribuir requisitos mínimos de topologia para diversas configurações da rede CA adjacente ao elo CC. Dessa

forma, foi possível atender o sistema Acre-Rondônia com segurança e confiabilidade durante todo o período seco de 2024 e para posteriores condições de esgotamento energético da região.

Perguntas e Respostas

As alterações do master foram incluídas na base de dados de estabilidade? Foram realizadas simulações no Anatem?

Para estudos complexos de rede, como aqueles relacionados ao fenômeno de ferro-ressonância, é essencial o uso de ferramentas especializadas como o PSCAD. Esse software permite uma representação mais precisa de fenômenos eletromagnéticos rápidos e transitórios, sendo especialmente eficaz na análise de interações harmônicas. Com isso, proporciona maior nível de detalhamento e confiabilidade nos resultados obtidos.

Em contrapartida, o programa ANATEM é voltado para estudos dinâmicos de transitórios eletromecânicos, caracterizados por fenômenos de baixa frequência, como oscilações de geradores, perda de sincronismo e estabilidade de tensão em sistemas elétricos. Por essa razão, o ANATEM não é adequado para a análise de fenômenos como a ferro-ressonância.

Neste trabalho, os estudos tiveram como objetivo identificar e validar configurações de rede seguras para a operação do sistema Back-to-Back, de modo a evitar a ocorrência de ferro-ressonância. Para isso, foi utilizado o PSCAD, por ser a ferramenta mais apropriada para esse tipo de análise.

Com base nos resultados obtidos, foram implementadas as lógicas de operação correspondentes às configurações validadas, além da coordenação com a rede associada ao Complexo Madeira, por meio do sistema de controle Master Control. Essa etapa foi conduzida utilizando o RTDS — réplica do Complexo Madeira localizada no prédio do ONS-RJ, que inclui o detalhamento do Master Control — permitindo a validação do comportamento dos sistemas de controle em ambiente de simulação em tempo real.

O fenômeno da ferorressonância é acompanhado de colapso dinâmico do back-to-back. O CCC tipicamente tem como vantagem a menor ocorrência de ferorressonância pelo menor montante de compensação shunt. Como foi comprovado que o fenômeno em questão era ferorressonância e não instabilidade dinâmica do back-to-back? Reajustes de controle também poderiam resolver o problema, ao invés dos reatores?

O fenômeno de ferro-ressonância ocorre em circuitos elétricos que combinam capacitância com indutância de magnetização não linear, geralmente associados a transformadores e reatores. Esse tipo de ressonância é, em geral, desencadeado por perturbações transitórias, como a eliminação de faltas sistêmicas ou a energização de equipamentos por meio de disjuntores.

A identificação da ferro-ressonância pode ser realizada por meio de simulações de transitórios eletromagnéticos e análises no domínio da frequência, utilizando varreduras que permitem obter o perfil de impedância em função da frequência.

Todos esses estudos foram conduzidos, confirmando a ocorrência do fenômeno em

diferentes configurações operacionais da rede no sistema integrado Back-to-Back com a rede conectada.

Foi avaliada uma alternativa envolvendo modificações no sistema de controle dos conversores. No entanto, essa abordagem não se mostrou eficaz nem segura para mitigar a instabilidade harmônica, razão pela qual foi descartada.

Mencionou-se que a solução pelo transformador não respeitaria o critério (n-1) por ser um atendimento radial. Não deveria haver uma margem de unidades geradoras e reatores para uma eventual falha dos mesmos, para respeitar o critério (n-1)? Por exemplo, se o sistema operasse com 15 unidades, como na direita da Figura 2, caso falhasse uma unidade, o sistema não poderia entrar em ferroressonância, como na esquerda da Figura 1 com o próprio transitório da perda de unidade geradora? Como se daria essa retorno do sistema ao estado seguro, após contingência, e em que temporização?

Nos estudos realizados, foram identificados os requisitos mínimos de configuração da rede necessários para garantir a operação segura do sistema Back-to-Back. Esses requisitos estão diretamente relacionados a fatores como:

- Número de geradores em operação nas usinas de Jirau e/ou Santo Antônio;
- Quantidade de transformadores elevadores (TRUGs) associados aos geradores;
- Número de circuitos de transmissão entre as usinas e a estação conversora;
- Quantidade de filtros CA conectados aos blocos do Back-to-Back.

Foi adotado o critério de contingência (n-1) para os geradores, permitindo a perda de uma unidade sem necessidade de alteração automática no modo de operação da transmissão. O mesmo critério foi aplicado à perda de circuitos de transmissão, atendendo aos requisitos de segurança, uma vez que a indisponibilidade de um circuito contribui para evitar a ocorrência de ferro-ressonância.

Além disso, situações envolvendo reatores na estação conversora ou TRUGs compartilhados por múltiplos geradores exigem atuação do sistema Master Control. Nesses casos, são necessárias ações específicas de reconfiguração da transmissão para garantir a estabilidade e evitar o surgimento do fenômeno de ferro-ressonância

Título - Estratégia de controle coordenado entre STATCOM e HVDC-LCC para melhoria da resposta dinâmica frente a distúrbios na rede CA

Entidade(s) - BELO MONTE TRANSMISSORA DE ENERGIA SPE, Instituto Militar de Engenharia, State Grid Brazil Holding

Autor(es) - JEFFERSON MENDES AMANCIO, Paulo César Pellanda, Marcos Vinícius Pimentel Teixeira, EDUARDO DE MEDEIROS BRANDI, VALDEMAR ALBERNAZ FERNANDES

Resumo

Nos últimos anos, o Brasil tem expandido sua rede elétrica com a implantação de links em ultra-alta tensão em corrente contínua. As topologias atualmente empregadas no Sistema Elétrico Brasileiro são caracterizadas por conversores de fonte de corrente (Current Source Converters – CSC), baseados em tiristores

comutados pela rede (Line Commutated Converters – LCC), cuja operação é fortemente dependente da tensão no ponto de acoplamento, tanto em amplitude quanto em fase. O avanço e a crescente penetração desses sistemas HVDC-LCC formaram uma malha que predominantemente escoava energia para o centro consumidor Sudeste, criando cenários de proximidade física e elétrica entre os elos, nos quais se observam interações de controle conhecidas como fenômenos de multiinfeed.

Neste contexto, este trabalho propõe uma estratégia de controle coordenado entre um STATCOM (compensador síncrono estático) e o sistema HVDC de Belo Monte 1, visando mitigar fenômenos de instabilidade comumente observados. Simulações realizadas em PSCAD, utilizando um modelo detalhado do Bipolo 1 da BMTE e a rede equivalente, demonstram que a atuação conjugada do STATCOM com o HVDC resulta em melhorias significativas no perfil de tensão e na mitigação de falhas de comutação. Foram avaliados cenários com o STATCOM conectado na barra de Estreito, considerando o fluxo de potência no sentido Xingu–Estreito. Os resultados indicam que a integração coordenada desses sistemas contribui para aumentar a resiliência e a estabilidade do sistema elétrico.

Perguntas e Respostas

Como a atuação coordenada entre STATCOM e HVDC-LCC contribui para mitigar falhas de comutação no lado inversor de sistemas de transmissão em corrente contínua?

O STATCOM pode trabalhar ativamente suportando o perfil da tensão no ponto de acoplamento do HVDC, especialmente no lado inversor, mantendo patamares desejáveis ou dentro de limites suportáveis - de forma que o ângulo de extinção se mantenha acima do ângulo mínimo. Essa interação de forma coordenada e em tempo real com o HVDC pode trazer robustez ao propósito de falha comutação, pois a natureza deste tipo de evento é extremamente rápida e portanto a atuação isolada do STATCOM, embora seja também de rápida compensação, pode não ser suficiente. É importante que o controle seja dimensionado de forma preditiva e com entradas de informação cruzada para que os controles do STATCOM e do HVDC possam trabalhar coordenadamente. Adicionalmente STATCOM com capacidade de injeção de potência ativa, pode ajudar amortecer oscilações de forma coordenada em condições de falta no lado CA, melhorando o perfil de recomposição do HVDC do ponto de vista de tempo e oscilação. Este cenário tem forte aplicação em redes multi infeed evitando efeitos cascatas.

Quais são as principais vantagens do uso de STATCOMs em sistemas com forte presença de elos HVDC-LCC, especialmente sob a perspectiva de resposta a distúrbios transitórios?

Como vantagens, temos: Estabilizar a tensão no ponto de acoplamento durante distúrbios no lado CA atuando mais rapidamente que os compensadores síncronos. A rapidez na compensação traz benefícios em redes com links em corrente contínua evitando efeitos cascatas. É importante salientar que o STATCOM não resolve casos de distúrbio severos no sentido de mitigar por exemplo, falhas de comutação - no entanto, sua atuação pode ser importante para evitar falhas de comutação consecutivas. Adicionalmente a atuação do STATCOM pode ajudar de forma significativa na recomposição após recuperação de um distúrbios transitório, levando os links a reestabelecer a potência de pré-falta em 95% de forma mais acelerada e também evitando o afundamento severo da potencia transmitida durante a

recuperação. Para cenários de estudo de multi infeed o STATCOM pode ajudar a desacoplar interações entre os elos HVDC, reduzindo o risco de falha em cascata. Na operação dos elos de corrente contínua do complexo de Belo Monte é visto um acoplamento de tensão na barra de Xingu que causa interação com o lado CC, refletindo em falhas de comutação. O STATCOM neste cenário pode ajudar a desacoplar esta interação. O STATCOM pode também ajudar em cenários de falta monofásicas no lado CA e compensar o desequilíbrio e a interação resultante no lado CC de segundo harmônico - evitando oscilações características de potência deste tipo de evento. Portanto o STATCOM, traz versatilidade principalmente pelo seu tempo de resposta e possibilidade de controles coordenados com outros dispositivos que utilizam eletrônica de potência. Importante também citar, que as novas famílias de STATCOM dos principais fabricantes, estão vindo com capacidade de injeção de potência ativa por um curto período de tempo, o que pode contribuir de forma muito singular para a recuperação do sistema pós falta.

Quais critérios técnicos devem ser considerados para a alocação ótima de STATCOMs em sistemas complexos como o SIN, de modo a maximizar a estabilidade e resiliência frente a falhas CA e CC?

Os critérios de alocação ótima de STATCOM no sistema deve levar em consideração uma análise detalhada de sensibilidade, selecionando os pontos mais vulneráveis com propensão a problemas de instabilidade de tensão e balanço de potência reativa que maximizem a robustez global, sempre confrontando a capacidade em MVar necessária para correção. Em geral as barras com menor potência de curto circuito e adicionalmente nas proximidades de elos de corrente contínua podem trazer grandes benefícios globais. Destaca-se que para controles coordenados de STATCOM com HVDC, nos moldes da proposição estudada no artigo submetido é necessário que sejam geograficamente/eletricamente próximos (vizinhos), pois o impacto dos tempos de comunicação entre controles podem inviabilizar o objetivo central para mitigação de eventos transitórios. Tecnicamente pode ser avaliado também a disposição de infraestrutura existente para possíveis interações de controles de outra natureza e sistemas especiais de proteção. Em síntese, a instalação de STATCOMs em pontos de baixa potência de curto-circuito, combinada com a análise de vulnerabilidades do sistema e a proximidade de conversoras HVDC, representa uma abordagem que maximiza a estabilidade e a resiliência da rede frente a falhas tanto no lado CA quanto no lado CC.

Título - Avaliação do desempenho de modelos de aerogeradores através de comparações com curvas reais de perturbações

Entidade(s) - Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul do Brasil - Eletrobras CGT Eletrosul, CENTRAIS ELETRICAS BRASILEIRAS SA ELETROBRAS

Autor(es) - ARIENE PRADO PAVAN, Julian Luiz Reis, Giovanni Baptista Fabris, Valdei Gonçalves dos Santos

Resumo

A inserção de fontes alternativas no Sistema Interligado Nacional (SIN) tem tornado cada vez mais complexa a operação para os agentes de geração e para o Operador Nacional do Sistema (ONS). As fontes alternativas de energia solares e eólicas já representam cerca de 37% da matriz energética brasileira (dados do ONS de março de 2025).

A conexão dessas fontes ao SIN ocorre comumente através de inversores de potência eletrônicos que possuem respostas dinâmicas bastante distintas do controle clássico das máquinas síncronas. Essa particularidade tem trazido inúmeros desafios ao ONS para realização dos estudos de planejamento da operação, pois dependem de uma resposta fidedigna entre os modelos dinâmicos de simulação e a resposta dos controles e dinâmica dos geradores eólicos e fotovoltaicos implementados em campo.

A discussão sobre a representação fiel dos modelos matemáticos nos programas de simulação tornou-se essencial após o evento de 15 de agosto de 2023, quando foram constatadas diferenças significativas entre o comportamento dos controles reais e resultados de estudos.

A partir deste evento o ONS exigiu dos agentes o fornecimento dos modelos matemáticos de simulação dos geradores eólicos e fotovoltaicos e sua validação com dados de campo, dados de laboratório, dados de simulações em escala real de tempo (RTDS – Real Time Digital Simulation) ou ainda dados de sistema malha fechada do tipo HIL - Hardware In the Loop .

Neste artigo é apresentada uma proposta de análise de desempenho da resposta de modelos de aerogeradores, utilizando comparações com registros de perturbações da subestação coletora de um Conjunto Eólico. A partir dos dados dessas perturbações são realizadas simulações de transitórios eletromecânicos utilizando o ANATEM, que reproduzem o evento para comparação entre simulação e medição.

Esta proposta é colocada como uma alternativa ou uma complementação ao trabalho de validação de modelos matemáticos, atualmente exigida pelo ONS.

Perguntas e Respostas

Na avaliação dos autores, os resultados das comparações se mostraram satisfatórios. Qual foi o critério adotado para tal conclusão? Há curvas em que houve atuação em sentidos opostos (Figura 4 - Potência reativa e Figura 9 - potência reativa, entre 2,65 e 2,75 segundos).

De maneira geral, grande parte dos resultados se apresentaram satisfatórios. O critério adotado para a conclusão foi a comparação visual. Posteriormente a este trabalho, foram levantados índices de correlação entre as curvas, os quais não foram apresentados neste momento.

A “Figura 4 – Potência Reativa” foi o caso em que houve divergência relevante entre as curvas, no instante da falta e imediatamente após eliminação do defeito, sendo relatado ao Fabricante. Já a “Figura 9 – Potência Reativa”, apesar de apresentar diferenças nas respostas, a tendência das curvas é semelhante, porém com tempos de atuação de controle distintos (na prática a recuperação da potência reativa apresenta-se mais rápida do que na simulação).

2) Quais são os riscos operacionais associados à discrepância entre a resposta real dos aerogeradores e os modelos utilizados nos estudos do ONS, especialmente em eventos de curta duração como afundamentos de tensão?

A discrepância entre os modelos utilizados nos estudos do ONS e o comportamento real dos aerogeradores pode acarretar riscos operacionais relevantes, como por exemplo:

Se os modelos não refletirem adequadamente a capacidade de suporte à rede, bem como os tempos de atuação dos controles dos conversores (ou seja, se o modelo

não representar a resposta real do aerogerador sob falta), isso pode levar à superestimação da contribuição dos parques eólicos durante distúrbios, comprometendo a segurança operativa. Outro ponto é a ausência da representação fiel dos sistemas de proteção das máquinas nos modelos matemáticos, pois durante afundamentos de tensão, na prática, podem ocorrer desligamentos em cascata, reduzindo abruptamente a geração, agravando o risco de colapso na rede.

3) Com base na avaliação dos autores, seria possível generalizar o comportamento dinâmico dos três modelos diferentes, como uma coisa só, i.e. gerador eólico, ou seria mais adequado tratar cada topologia como uma dinâmica específica. Adicionalmente, gostaria que os autores comentassem se, com base nas curvas reais de perturbações e modelos simulados, se os geradores são capazes de contribuir para a “inércia do sistema” ou não.

Através dos resultados obtidos neste trabalho, é possível observar que há diferenças significativas nas respostas dinâmicas dos três modelos (fabricantes) apresentados. Desta forma não é adequado generalizar o comportamento como se fosse uma dinâmica única. Portanto, tratar cada topologia separadamente é o mais recomendado para análises de estabilidade e controle, especialmente em estudos de resposta a perturbações.

Em relação à contribuição para a inércia do sistema, nenhuma das máquinas do Conjunto Cerro Chato possuem a funcionalidade de inércia sintética, e ainda 70% dos aerogeradores são do tipo “Full Converter”, ou seja, totalmente desacoplados da rede.

Título - Análise Dinâmica do Blecaute Parcial do SIN em 15 de Agosto de 2023: Lições Aprendidas e Ações Tomadas

Entidade(s) - Operador Nacional do Sistema Elétrico

Autor(es) - Bruno Pestana Rosa, ALEXANDRE ANDRADE TORRES, Denise Borges de Oliveira, Dilton Serra Seca Vasconcelos Filho, Marcelo Carreiro de Saboia, Paulo Eduardo Martins Quintao, Tatiana Maria Tavares de Souza Alves

Resumo

O blecaute parcial ocorrido no Sistema Interligado Nacional (SIN) em 15 de agosto de 2023 evidenciou fragilidades relevantes na modelagem e no desempenho dinâmico de fontes conectadas via inversores (IBR). O evento foi iniciado com a abertura indevida de uma linha de transmissão de 500 kV que, embora estivesse operando dentro dos limites estabelecidos, resultou em um colapso de tensão na região Nordeste. A sequência de desligamentos em cascata culminou na perda de sincronismo entre subsistemas e na interrupção de mais de 23 GW de carga, afetando amplamente o fornecimento de energia elétrica no país.

A análise conduzida pelo ONS revelou que os modelos de simulação superestimavam a capacidade de suporte dinâmico de potência reativa das usinas eólicas e fotovoltaicas. A discrepância entre a resposta simulada e a real foi determinante para a gravidade do evento. A partir de registros PMU e oscilografias, foi possível ajustar os modelos e reproduzir com maior precisão a dinâmica observada.

Diante desse cenário, foram adotadas ações estruturais e operativas, como a

revisão dos requisitos técnicos para IBR, reforço no processo de validação e comissionamento, reformulação do processo de integração dessas fontes, solicitação de modelos EMT e aumento da observabilidade do sistema. Este artigo documenta os fenômenos observados, as lições aprendidas e as medidas adotadas para reforçar a segurança operativa do SIN frente ao novo paradigma da elevada penetração de IBR.

Perguntas e Respostas

As fontes eólicas e solares introduzem uma diversidade muito grande de possibilidades de pontos de operação, com grande diversidade de carregamento das linhas de transmissão, múltiplas possibilidades de sobrecarga, e potencialmente com diversas possibilidades de riscos de colapso de tensão dinâmico ou excursões indesejadas de frequência. De que forma os autores propõem enfrentar esse desafio de cobrir nas análises e simulações tantas possibilidades de situações críticas?

De fato, a integração crescente de fontes eólicas e solares amplia significativamente a diversidade de pontos de operação do sistema, trazendo múltiplas possibilidades de carregamento, sobrecarga e riscos associados a colapso de tensão dinâmico ou excursões indesejadas de frequência. Entretanto, é importante destacar que a operação do SIN sempre envolveu uma ampla gama de condições de operação possíveis. A experiência acumulada mostra que sabemos trabalhar com essa diversidade. O que muda no contexto atual é a escala do problema: o número de cenários a considerar aumentou.

Isso implica que o processo de geração e avaliação de cenários precisa ser ainda mais criterioso, intensivo e sistemático. Ou seja, ampliar a sensibilidade das análises sobre o comportamento do sistema, aplicar métodos de triagem para identificar quais cenários de fato representam condições críticas, e garantir que estes sejam tratados de forma aprofundada nas simulações dinâmicas.

Em resumo, não se trata de um desafio inédito, mas sim de um aumento na complexidade. O caminho para enfrentá-lo é refinar o processo de seleção e análise de cenários, de modo a garantir que os mais críticos sejam devidamente capturados e estudados.

Qual a opinião dos autores sobre a utilização de simulações no PSCAD na validação de modelagem CDU mencionada no artigo? Não pode trazer um grau de detalhamento indesejado ao modelo Anatem, potenciais problemas numéricos ou dinâmicas de alta frequência espúrias pela não consideração dos transitórios eletromagnéticos da rede em programas de estabilidade? Como balancear a aderência à realidade de um modelo com um grau de detalhamento excessivo e inadequado para um programa de análise de estabilidade?

Estamos plenamente cientes das diferenças entre os ambientes de simulação e dos riscos de trazer um detalhamento excessivo ao modelo RMS. Por isso, a metodologia de validação adotada pelo ONS já considera níveis distintos de profundidade:

Validação de Nível 1 (PSCAD x HIL): aqui os testes são muito mais completos, justamente para capturar as dinâmicas de transitórios eletromagnéticos e

comportamentos em alta frequência que um programa EMT é capaz de reproduzir. Essa etapa garante que os modelos EMT utilizados tenham aderência ao comportamento real dos equipamentos.

Validação de Nível 2 (PSCAD x ANATEM): nesta fase, o foco passa a ser nas dinâmicas que efetivamente impactam um programa RMS de estabilidade eletromecânica, como o ANATEM. Naturalmente, nem todas as malhas de controle e efeitos de alta frequência precisam ser representados, mas sim aquelas que têm influência nas variáveis e fenômenos de interesse. Trata-se de uma solução de compromisso entre garantir uma representação mais fiel das dinâmicas mais rápidas, introduzidas pelos controladores com menores constantes de tempo oriundas da eletrônica de potência, mas ainda pertinentes para uma simulação de estabilidade eletromecânica.

Na prática, durante o próprio processo de validação, as malhas relevantes para o modelo RMS acabam sendo identificadas: sempre que há divergências significativas entre o desempenho do modelo PSCAD e o modelo ANATEM, investiga-se a causa e, quando necessário, o nível de detalhamento do modelo RMS é ajustado. Dessa forma, busca-se o equilíbrio entre aderência à realidade e adequação ao propósito do programa de estabilidade.

Como resolver o problema de correção de modelagem de uma geração já presente no sistema? Em campo pode haver seleção de malhas de controle e que não necessariamente correspondem às utilizadas em uma medição ou que correspondem à base de dados utilizada na simulação. Há alguma campanha específica de validação geral das plantas com acompanhamento do ONS, para garantir que o que foi entregue como modelo validado, realmente opera da forma documentada?

No primeiro momento, o objetivo principal é garantir que os modelos da nossa base de dados de transitórios eletromecânicos representem de forma aderente os equipamentos de cada fabricante, com suas características individuais corretamente modeladas. Sobre a seleção de malhas, a experiência mostra que dificilmente há uma grande customização das malhas mais críticas em campo, sendo usado primariamente uma configuração padrão definida por cada fabricante. Dessa forma, ao garantirmos aderência com o modelo referência do fabricante, estamos garantindo também aderência com a planta em campo. Não obstante, há também os testes reais, que visam corroborar os resultados das validações para aqueles testes viáveis de serem realizados in loco.

Lembrando que existe também o requisito de envio do modelo parametrizado exatamente de acordo com cada planta, e mesmo após esse processo, com o aumento da observabilidade desses conjuntos a partir da instalação de PMU e configuração de RDP, torna-se um processo de rotina a verificação do desempenho desses conjuntos em campo e a comparação com o desempenho de seus modelos de simulação.

Título - Simulação Híbrida para Verificação da Aderência dos Modelos de Reguladores de Velocidade em Eventos Sistêmicos no SIN

Entidade(s) - Operador Nacional do Sistema Elétrico, OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELETRICO ONS

Autor(es) - Rafael Bertolini de Paiva, Lucas Borré Lobo, LUCAS EDUARDO DE SOUZA, Bruno Pestana Rosa, Leonardo Costa dos Santos, Marcelo Carreiro de Saboia

Resumo

A representação adequada da regulação primária de frequência, prevista no Submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede, é essencial para os estudos de planejamento e operação do SIN. Este trabalho propõe uma metodologia baseada em simulação híbrida que permite avaliar a fidelidade dos modelos dos reguladores de velocidade (RV), a partir de eventos reais registrados por PMU. A metodologia foi aplicada a diferentes usinas, demonstrando seu potencial para identificar falhas de modelagem, divergências nos ajustes de banda morta e estatismo, e propor correções validadas em conjunto com os agentes. Os resultados reforçam a importância de manter modelos aderentes às respostas reais das unidades geradoras, contribuindo para decisões operativas e aprimoramento da base de dados do ONS.

Perguntas e Respostas

Transitoriamente a potência ativa de um gerador não corresponde à potência mecânica, o que explicaria os atrasos e as diferenças entre a medição do sistema SCADA e a potência mecânica. Existe alguma intenção dos autores de melhorar a metodologia para uma validação mais precisa, utilizando por exemplo medições com maior taxa de amostragem fora do sistema SCADA?

Transitoriamente a potência ativa (SCADA) e a potência mecânica (modelo) não coincidem, mas em eventos de longa duração — superiores a 300 segundos — suas respostas tendem a ser equivalentes no contexto do SIN, permitindo identificar inconsistências de modelagem. A metodologia, ainda que qualitativa devido às limitações do SCADA, mostra-se eficaz para detectar falhas evidentes. De forma mais assertiva, a aplicação massiva de PMU nas centrais elétricas poderá viabilizar análises com maior precisão e em escala ampliada.

Como os autores veem uma possível validação do regulador de tensão por simulação híbrida?

A simulação híbrida já se mostrou eficaz na verificação de modelos de reguladores de velocidade. Entretanto, sua aplicação aos reguladores de tensão encontra limitações práticas, pois os dados do SCADA não possuem resolução adequada para conclusões robustas acerca da modelagem. No processo de validação de ensaios de campo, contudo, essa técnica é utilizada de forma recorrente a partir dos registros obtidos in loco, permitindo ajustes e correções dos modelos de AVR. Cabe destacar que, caso estivessem disponíveis registros de PMU das unidades geradoras, com a taxa de amostragem e resolução superiores desses equipamentos, seria possível estruturar uma abordagem sistemática e em larga escala também para os reguladores de tensão.

Seria possível alguma extensão do trabalho para monitoramento de problemas de modelagem nas eólicas e fotovoltaicas?

Sim. Embora o artigo trate exclusivamente de unidades síncronas e da resposta da regulação primária via reguladores de velocidade, a lógica pode ser estendida a fontes renováveis. A resposta primária de parques eólicos e solares é realizada

pelos PPC (Plant Power Controllers), que, de modo análogo ao RV, devem atuar proporcionalmente às variações de frequência. Dessa forma, a simulação híbrida poderia ser adaptada para avaliar a aderência dos modelos desses controladores, utilizando registros reais de eventos para comparar o aporte de potência ativa em regime transitório e permanente.

4.0 – Constatações

A transição energética exige o aprimoramento de ferramentas e modelos que representem fielmente o comportamento dinâmico dos IBRs. A aderência entre modelo e equipamento depende de testes de campo abrangentes e da integração contínua entre agentes, fabricantes e o operador do sistema.

A transição energética exige o aprimoramento de ferramentas e modelos que representem fielmente o comportamento dinâmico dos IBRs. A aderência entre modelo e equipamento depende de testes de campo abrangentes e da integração contínua entre agentes, fabricantes e o operador do sistema.

A mitigação de fenômeno de multi-infeed em corrente contínua continua sendo uma preocupação. O planejamento de bipolos VSC, STATCOM e compensadores síncronos são possíveis formas de mitigação.

A mitigação de fenômeno de multi-infeed em corrente contínua continua sendo uma preocupação. O planejamento de bipolos VSC, STATCOM e compensadores síncronos são possíveis formas de mitigação.

Com a expansão de IBRs desde o último SNPTEE, passou a surgir a preocupação com problemas associados oscilações subsíncronas que devem passar a ser monitoradas, simuladas e mitigadas.

Com a expansão de IBRs desde o último SNPTEE, passou a surgir a preocupação com problemas associados oscilações subsíncronas que devem passar a ser monitoradas, simuladas e mitigadas.