

Grupo de Estudo de Operação de Sistemas Elétricos (GOP)

#### RELATÓRIO ESPECIAL PRÉVIO

JAYME DARRIBA MACEDO - ONS  
LUIZ GUILHERME BARBOSA MARZANO - CEPEL  
PAULO MAX MACIEL PORTUGAL - Furnas

##### 1.0 CONSIDERAÇÕES GERAIS

O Grupo de Estudo de Operação de Sistemas Elétricos - GOP - analisou os resumos recebidos e, após a classificação dos Relatores, 36 ITs foram aprovados pelo Comitê Técnico do XXV SNPTEE. Desta análise foi criado o Relatório Especial Prévio - REP – composto por breve relato do perfil dos ITs aprovados, perguntas e comentários aos autores dos ITs.

QUATRO ITs estão aderentes ao Tema Preferencial 1, Utilização de sistemas informatizados .

ONZE ITs abordam o Tema 2 - Operação do sistema de potência em condições normais e em contingências.

TRÊS ITs foram classificados no Tema 3 - Recomposição do sistema de potência. DOIS ITs foram classificados no Tema 4 - Operação em ambiente competitivo.

QUATORZE ITs foram classificados no Tema 6 - Planejamento e programação da operação.

Finalmente, DOIS ITs foram classificados no Tema 2 - Disponibilidade de ativos e penalidades.

O Relatório Especial Prévio - REP apresenta a grade de programação, um breve relato dos IT selecionados e perguntas previamente elaboradas pelos relatores.

Constatações Técnicas Prévias:

- Preocupação com atualização dos procedimentos de Black Start em usinas para fazer frente a grandes distúrbios;
- Procura de novas metodologias mais precisas de previsão de ventos, para o planejamento das Usinas eólicas;
- Surgimento de novas tecnologias de Realidade Virtual para operação a distância de subestações;
- Importância dos estudos de previsão e geração de cenários de vazões naturais às usinas hidroelétricas levando em consideração informações de chuvas, dados meteorológicos, e o possível impacto das mudanças climáticas;
- Necessidade de contínuo aprimoramento dos estudos de mecanismos de aversão ao risco aplicados ao problema de planejamento e operação hidrotérmica;
- Necessidade de realizar estudos de determinação da reserva operativa do sistema, frente ao crescimento da parcela de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira;
- Com a integração crescente as usinas eólicas aumenta também a importância de se rever o cálculo da reserva de potência Operativa.
- É crescente a necessidade de se dispor nos centros de controle de recursos avançados para avaliação das condições climáticas e para detecção de queimadas e de descargas atmosféricas;
- Em algumas áreas da rede de 138 kV de São Paulo tem-se verificado um aumento significativo dos níveis de curto circuito. As soluções a serem adotadas devem considerar a não degradação da segurança operativa da rede;
- Um questão que tende a se tornar cada vez mais importante: a capacidade operativa das linhas de transmissão.
- Com o dinamismo da regulação sobre desempenho da infraestrutura (em especial a Parcela Variável sobre Indisponibilidade que afeta as Transmissoras, o aperfeiçoamento dos processos gestão transversais destas Empresas tem se apresentado como uma solução eficiente para melhoria dos resultados.

## 2.0 CLASSIFICAÇÃO DOS INFORMES TÉCNICOS

Os ITs foram bem classificados, com a média das notas por parte dos relatores situando-se próxima a 8,0. A classificação dos ITs, de acordo com os temas preferenciais do GOP no XXIV SNPTEE, se apresentou da seguinte forma:

QUATRO ITs estão aderentes ao Tema Preferencial 1, Utilização de sistemas informatizados .

ONZE ITs abordam o Tema 2 - Operação do sistema de potência em condições normais e em contingências.

TRÊS ITs foram classificados no Tema 3 - Recomposição do sistema de potência.

DOIS ITs foram classificados no Tema 4 - Operação em ambiente competitivo.

QUATORZE ITs foram classificados no Tema 6 - Planejamento e programação da operação.

Finalmente, DOIS ITs foram classificados no Tema 2 - Disponibilidade de ativos e penalidades.

### 2.1 482 - Utilização de sistemas informatizados nas seguintes funções:

- 467 - Utilização do Sistema de Pré-Avaliação de Segurança no ONS
- 624 - Desenvolvimento e Utilização da Arquitetura OPC UA no Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia - SAGE
- 873 - Monitoração online de oscilações de potência do SIN utilizando integração SAGE-PacDyn com validações de PMU
- 1008 - Painel de Bordo - Uma Inédita Plataforma Computacional em Utilização no Novo Centro de Operação da Cemig-D

### 2.2 483 - Operação do sistema de potência em condições normais e em contingências:

- 124 - Reavaliação do critério para limitação dos esforços torcionais em unidades geradoras do Sistema Interligado Nacional - SIN em manobras de fechamento em anel
- 681 - MELHORES PRÁTICAS: REVOLUÇÃO NA ELETRONORTE NA GESTÃO DO DESEMPENHO OPERACIONAL, ESTATÍSTICA DE DESLIGAMENTOS FORÇADOS, ANÁLISE DE PERTURBAÇÕES E RECOMENDAÇÕES
- 729 - O desafio da gestão dos eventos de constrained-off eólico (curtailment) no Setor Elétrico Brasileiro vis a vis a experiência internacional.
- 796 - Desafios na operação dos Bipolos  $\pm 800$  kV Xingu/Estreito e Xingu/Terminal Rio
- 907 - Medidas de curto prazo para atendimento ao Sistema de Roraima
- 945 - ANÁLISE DO IMPACTO DE GERAÇÕES RENOVÁVEIS SOBRE A MARGEM DE ESTABILIDADE DE TENSÃO POR MEIO DE REGIÕES DE SEGURANÇA
- 1036 - Análise de estabilidade transitória da perda dupla da LT 500 kV Xingu - Tucuruí
- 1094 - AVALIAÇÃO DA PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO EÓLICA A PARTIR DA UTILIZAÇÃO DE REGIÕES DE SEGURANÇA ESTÁTICA
- 920 - Metodologia e critérios para determinação de níveis mínimos de inércia equivalente no SIN, em decorrência da integração das fontes eólica e solar em larga escala
- 607 - Análise da Operação de Grandes Geradores Síncronos Considerando os Parâmetros do Transformador Elevador e do Sistema de Potência.
- 1380 - VULNERABILIDADE DOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA FACE A AMEAÇAS CLIMÁTICAS: FUNDAMENTOS E PROPOSTAS PARA O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

### 2.3 484 - Recomposição do sistema de potência:

- 710 - Auto Recomposição de Sistemas de Transmissão - Aplicação do Conceito Self-Healing em Centros de Operação a partir de Sistemas Especialistas
- 281 - Modelo matemático para representação do fluxo de carga no simulador do sistema de controle computadorizado da SEMD - Subestação da Margem Direita da Itaipu Binacional.

### 2.4 485 - Operação em ambiente competitivo:

- 1165 - O impacto da geração distribuída fotovoltaica na curva de carga de energia elétrica

### 2.5 486 - Gestão da informação e qualidade na operação:

### 2.6 487 - Planejamento e programação da operação:

- 339 - Determinação do Despacho Seguro de Usinas Térmicas Utilizando a Região de Segurança do ORGANON
- 430 - Modelo de Otimização da Operação de Usinas Hidrelétricas Individualizadas associadas a usinas fotovoltaica, termosolar e eólicas.
- 453 - SISTEMA DE PREVISÃO DE VAZÕES POR CONJUNTO DA USINA DE ITAIPU: DESENVOLVIMENTO E PRIMEIRAS ANÁLISES
- 552 - HEURÍSTICA PARA UNIT COMMITMENT DE TURBINAS HIDRÁULICAS DISTINTAS QUE VISA MAXIMIZAR A EFICIÊNCIA DE GERAÇÃO DE UMA USINA HIDRELÉTRICA E MINIMIZAR O LIGAMENTO/DESLIGAMENTO DE MÁQUINAS CONSIDERANDO INDISPONIBILIDADES PROGRAMADAS
- 785 - PLANEJAMENTO ANUAL DA OPERAÇÃO DE CONTROLE DE CHEIAS EM APROVEITAMENTOS HIDRELÉTRICOS: ESTUDO DA ESTACIONARIEDADE HIDROLÓGICA
- 834 - Avaliação das Condições Futuras de Atendimento à Demanda Horária
- 910 - Planejamento da Operação da Interligação Norte-Sudeste com os Elos CCAT Xingu - Estreito e Xingu - Terminal Rio
- 926 - PRECIFICAÇÃO E DESPACHO ENERGÉTICO EM BASE HORÁRIA ATRAVÉS DE UM MODELO DE OTIMIZAÇÃO NÃO LINEAR
- 979 - Um modelo de unit commitment para o Programa Diário da Operação Eletroenergética do SIN coolimizada da energia e reserva de potência sob um critério N-K
- 1006 - Introdução do Conceito de Flexibilidade na Avaliação da Reserva Operacional

- 1176 - Incorporação de restrições operativas detalhadas utilizadas na elaboração do Programa Diário de Operação do Operador Nacional do Sistema (ONS) no modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo.
- 1288 - Representação de Usinas Hidrelétricas Individualmente e de Forma Agregada na Programação Dinâmica Dual Estocástica - A Abordagem Híbrida
- 908 - Modelagem da função de produção das usinas hidroelétricas considerando as características operativas das unidades geradoras
- 1160 - Programação Dinâmica Dual Assíncrona - aplicação ao problema de planejamento de curto/médio prazos da operação hidrotérmica
- 1343 - Despacho ótimo econômico de PCHs com unidades geradoras individualizadas usando programação linear inteira mista considerando PLD horário
- 1348 - PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO CONSIDERANDO INCERTEZAS DE DEFLUÊNCIA DE USINAS A MONTANTE OPERADAS POR OUTRAS EMPRESAS
- 1357 - IMPACTO DA MODELAGEM DA FUNÇÃO DE PRODUÇÃO HIDRELÉTRICA NO PROBLEMA DA PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO ELETROENERGÉTICA

#### 2.7 488 - Disponibilidade de ativos e penalidades:

- 652 - As mudanças na regulação do Setor Elétrico brasileiro e a busca pela qualidade da prestação dos serviços de transmissão na Chesf

### 3.0 RELATÓRIO SOBRE OS INFORMES TÉCNICOS

#### 3.1 - Utilização do Sistema de Pré-Avaliação de Segurança no ONS

JOAO TITO ALMEIDA VIANNA(1); JORGE LUIZ JARDIM(2); YASMIN MONTEIRO CYRILLO(3); NATÁLIA RIBEIRO DE MENEZES(4); DIOGO PEREIRA MARQUES CRUZ(5); ISAIAS DOS SANTOS SILVÉRIO LINO(6); ALEXIS CABANAS ESTEVES(7); - ONS(1);HPPA(2);ONS(3);ONS(4);ONS(5);ONS(6);ONS(7);

O Sistema de Pré-Avaliação de Segurança (SPAS) é um sistema que reúne dados operativos para um horário futuro e, a partir de uma rede de referência, gera um cenário de operação previsto. Por meio de análises de natureza estática e dinâmica, seu objetivo é prever condições de risco operativo com antecedência razoável, que permita a tomada de decisões que levem às condições para mitigar os efeitos dos riscos vislumbrados. O presente trabalho apresenta o estudo de ocorrência no SIN, no dia 08/04/2019, quando a região metropolitana do Rio de Janeiro foi acometida por grandes volumes de chuva.

Perguntas e respostas:

A) Qual a real perspectiva de adoção do sistema na operação?

O sistema foi concebido e desenvolvido para atendimento às demandas de tempo real e já encontra-se disponível para utilização neste ambiente. Devido ao impacto das decisões do ONS, seus profissionais buscam tomar decisões em tecnologias 100% provadas e que eles conheçam bem. É esse momento que vive o ONS, que chama essa etapa de maturidade da ferramenta. Uma reformulação recente na Diretoria de Operação do ONS tende a favorecer a velocidade deste tipo de processo, na medida em que anteriormente não havia um processo estruturado, com homem-hora dedicado a este tipo de atividade. Chama-se atenção para o fato de a ferramenta ter potencial para utilização em outras etapas da operação, como por exemplo a programação diária. Mais uma vez, é necessário amadurecer a ferramenta dentro do ambiente no qual ela será aplicada, de forma que as decisões tomadas sejam assertivas.

B) Que avaliação os autores fazem da efetiva aplicação da ferramenta em tempo real nas Salas de Operação do ONS? Que retorno têm recebido das equipes de Operação em Tempo Real?

O processo tem se dado por meio de profissionais-chave, com perfil alinhado com atividades de análise crítica dos resultados de uma ferramenta. Tipicamente as simulações são executadas no ambiente da sala de controle, sem ainda influenciar a tomada de decisão, como em um período de laboratório. Os resultados têm mostrado que os resultados da ferramenta refletem a tendência de comportamento do sistema no futuro próximo, às vezes sendo mais severa às vezes menos. Resultados selecionados são analisados cuidadosamente e eventuais ajustes da ferramenta ainda são desenvolvidos. O objetivo é obter a calibração correta para que os resultados sejam utilizados para uma tomada de decisão, sem a necessidade de uma análise profunda em tempo real (pois não há tempo hábil para tal). Ressalta-se que desenvolvimentos previstos no horizonte orçamentário do ONS tendem a melhorar ainda mais os resultados. O maior exemplo é o sistema de reprogramação de tempo real: hoje o SPAS utiliza a programação diária fechada em D-1 para realizar suas previsões. Com a estruturação de um sistema de reprogramação de tempo real, o SPAS poderá se alimentar dessa reprogramação mais atual e obter resultados ainda mais próximos da realidade.

C)

#### 3.2 - Desenvolvimento e Utilização da Arquitetura OPC UA no Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia - SAGE

RUY MAGALHÃES BRITTO(1); NIVALDO LAMBERT(2); AYRU L. OLIVEIRA FILHO(1); - CEPEL(1);Cepel / PUC-Rio(2);

Neste trabalho descrevemos como o OPC UA foi inserido na arquitetura original do SAGE, considerando aspectos tais como a integração com a base de dados de tempo-real, a exposição do modelo de dados para acessos externos e integração com os mecanismos de autorização e autenticação. A demanda para a integração de aplicações aos sistemas de tempo-real é crescente e envolve uma série de paradigmas, este trabalho apresenta uma alternativa padronizada, robusta e segura para tratar esse desafio, o OPC UA, um protocolo padrão de mercado para troca de dados na área de automação industrial e sistemas elétricos.

Perguntas e respostas:

A) Existem indicadores de ganho de eficiência devido a utilização da arquitetura OPC UA no SAGE?

Em termos de aquisição e processamento de dados o OPC UA é tão eficiente quanto os demais protocolos tradicionais disponíveis na biblioteca do SAGE, no entanto, enxergamos como grande ganho a capacitação do sistema SAGE para se integrar, de forma padronizada, a estruturas e novos equipamentos que estão surgindo devido à crescente digitalização das redes elétricas. Além disso, uma vez que o OPC UA tem tido forte aceitação como suporte à indústria 4.0, este novo desenvolvimento também habilita o SAGE a participar de redes de automação industrial inteligentes.

B) Quais os cuidados e as soluções em termos de segurança cibernética para a solução descrita pelo IT?

Por ser um padrão independente de plataforma, o OPC UA implementa sua própria camada de segurança baseada em uma infraestrutura de chave pública, que utiliza um padrão de certificados digitais x.509 e autenticação de endereços, autorização, criptografia e integridade de dados. Ou seja a norma do OPC UA se baseia nos padrões consagrados de segurança de TI (Confidentiality, Integrity and Availability) e essa tríade é contemplada na implementação do OPC UA do SAGE. Quanto aos cuidados, sempre indicamos aos usuários e desenvolvedores que utilizem as opções mais seguras disponíveis na arquitetura e que evitem implementações que não obriguem o uso das alternativas de segurança já que a norma também permite o uso sem autenticação. Como outros cuidados podemos citar a infraestrutura, no que tange a uma constante atualização de hardwares e softwares e também as pessoas como agentes importantes para proteger dados estratégicos, logo, a atualização e reciclagem dos funcionários é outro instrumento para melhorar a cibersegurança.

C)

A aplicação ocorreu em uma linha de transmissão eleita como piloto. O feixe laser do LiDAR tem formato triangular projetado ao solo. A priori os estudos indicavam que se bastaria um sobrevoo no sentido longitudinal da linha. Altitude de voo está diretamente correlacionado com a potência do feixe laser e quantidade de pontos que se pretende coletar e, esses, com a velocidade do drone. Após as análises, para esse caso em particular, determinou-se que o drone deveria voar a 30m de altitude e exatamente sobre linha limite que separa a faixa de servidão da área de vegetação. E, nessa configuração, o drone deve fazer a coleta de dados tanto na ida quanto na volta inclusive com a sobreposição de pontos.

#### 3.3 - Monitoração online de oscilações de potência do SIN utilizando integração SAGE-PacDyn com validações de PMU

MARCELO ROSADO DA COSTA(1); SERGIO GOMES JUNIOR(2); THIAGO JOSE MASSERAN ANTUNES PARREIRAS(3); TIAGO SANTANA DO AMARAL(4); ALEXANDRE GOMES LAGES(5); RENAN AUGUSTO DA COSTA LEITES(6); PAULO EDUARDO MARTINS QUINTÃO(6); HECTOR VOLSKIS(6); Rafael de Oliveira Fernandes(6); - CEPEL(1);UFF(2);CEPEL(3);CEPEL(4);CEPEL(5);ONS(6);

Este trabalho tem por objetivo apresentar em detalhes a nova integração entre o sistema SAGE e o programa PacDyn de forma a realizar a monitoração de oscilações naturais do Sistema Interligado Nacional (SIN), utilizando dados reais do SAGE executado no Centro Regional de Operação Sudeste – COSR-SE. Além disso, o artigo pretende ainda apresentar comparações dessa monitoração baseada na análise modal realizada no PacDyn com a análise de distúrbios baseadas em medições sincrofásorias. Essa análise é realizada por aplicativos do sistema CCPMS (Control Center Phasor Measurement System) do ONS.

Perguntas e respostas:

A) Quais os próximos passos para viabilizar a aplicação na operação em tempo real?

O desenvolvimento da integração PacDyn SAGE foi integralmente desenvolvida. O próximo passo seria instalar o PacDyn numa máquina a ser disponibilizada no ambiente do REGER e configurar o serviço de troca de mensagens entre os sistemas.

B) Dado que os resultados obtidos foram bastante satisfatórios, que forma de apresentação para os Operadores em Tempo Real pode ser proposta desta monitoração feita pelo PacDyn?

A apresentação seria na forma de gráficos da monitoração dos polos e das suas contingências a partir de acesso Web, permitindo assim uma maior mobilidade de visualização dessa monitoração. Além disso, essa informação é complementar as outras que o operador possui em tempo real.

C)

### 3.4 - Painel de Bordo - Uma Inédita Plataforma Computacional em Utilização no Novo Centro de Operação da Cemig-D

TIAGO VILELA MENEZES(1); MARCO AURELIO DA SILVA FERNEDA(2); ODIMAR JOSE BEZERRA(3); HUELITON PAZ DE OLIVEIRA(4); CARLOS JOSE DE ANDRADE(5); RAFAEL CARNEIRO MOTTA(6); Bruno Henrique da Silva(7); - Cemig D(1);Cemig D(2);CEMIG(3);Cemig D(4);Cemig D(5);Cemig D(6);Cemig D(7);

Este trabalho traz uma síntese das principais características da nova plataforma computacional – Painel de Bordo em uso no Centro de Operação - COD da Cemig-D desde 2016, destacando-se os benefícios da sua utilização na operação em tempo real. O Painel de Bordo traz ineditismo ao COD ao disponibilizar novas informações afetas ao sistema elétrico em uma única plataforma cooperativa, possibilitando análises e decisões antes inviáveis com os procedimentos tradicionais via sistema SCADA, principalmente em contingências do sistema elétrico.

Perguntas e respostas:

A) Quais os valores de DEC e FEC antes e após a adoção do Painel de Bordo?

B) Foi feita alguma avaliação de ganhos de resultado financeiro para a Empresa com a implantação do Painel de Bordo?

C)

### 3.5 - Reavaliação do critério para limitação dos esforços torcionais em unidades geradoras do Sistema Interligado Nacional - SIN em manobras de fechamento em anel

EDUARDO HENRIQUE MAFRA(1); MANOEL DE JESUS BOTELHO(2); ANDRE DELLA ROCCA MEDEIROS(3); ANDERSON ROTAY GASPARG(4); - ONS(1);ONS(2);ONS(3);ONS(4);

Os Procedimentos de Rede determinam que o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS deve realizar estudos para a definição das condições de manobra de fechamento em anel e em paralelo no Sistema Interligado Nacional – SIN e religamento automático tripolar em linhas de transmissão, de modo que esses eventos não resultem em esforços mecânicos excessivos nos eixos de unidades geradoras. Para tanto, são definidas máximas aberturas angulares, desvios de frequência e diferença de tensão entre os terminais a serem fechados, de acordo com critérios definidos no Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede. O critério que consta no Submódulo 23.3 é baseado na avaliação da variação instantânea de potência ativa (potência acelerante) de unidades geradoras. Para uma determinada diferença angular, desvio de frequência e diferença de tensão, caso a variação instantânea da potência ativa (AP) da unidade geradora seja igual ou inferior a 50% da sua potência nominal aparente, o fechamento em anel e em paralelo é permitido. Caso a variação instantânea da potência ativa (AP) da unidade geradora seja superior a 50% de sua potência nominal aparente, o agente proprietário da unidade geradora deve ser consultado a respeito da perda de vida útil do eixo decorrente dos esforços torcionais identificados. Se a perda de vida útil por fadiga cíclica acumulada no material do eixo for inferior a 0,01%, admite-se a manobra. O critério vigente tem sido aplicado igualmente para usinas hidrelétricas e termelétricas desde a década de 80 no Brasil, com base em estudos conduzidos por grupos de trabalho do Institute of Electrical and Electronics Engineers- IEEE, quando se identificou a possibilidade de risco de danos em usinas, notadamente de termelétricas compostas de turbinas de eixos longos e múltiplos estágios de pressão (2). Considerando que os critérios ora utilizados no Brasil são baseados em estudos das décadas de 70, colocou-se o interesse e a necessidade de revisitar a bibliografia à respeito deste assunto e de conhecer as metodologias e critérios atualmente utilizados por outros operadores de sistemas de transmissão (Independent System Operator – ISO; Transmission System Operator – TSO) do mundo, de modo a verificar o possível avanço e/ou alteração dos critérios e estudos que são realizados. Neste sentido, efetuou-se uma pesquisa bibliográfica das referências técnicas publicadas desde a década de 70, quando foram publicados os primeiros trabalhos sobre o assunto, até 2018. Além disso, a partir de discussões internas e do material da pesquisa bibliográfica, foi elaborado um questionário direcionado aos ISO/TSO de outros países, sobretudo no âmbito do GO15 – Reliable and Sustainable Power Grids e do CIGRÉ (International Council on Large Electric Systems). No questionário enviado aos operadores de sistemas elétricos foram solicitados esclarecimentos sobre os critérios utilizados para manobra de fechamento em anel e de religamento automático. Além disso, questionou-se a respeito dos tipos de estudos e modelagem adotados para a definição dos respectivos ajustes, quando aplicável. Ainda se indagou a respeito da adoção do religamento automático tripolar para linhas de transmissão eletricamente próximas a unidades geradoras e se há preocupação em relação ao tempo morto e ao terminal líder, no caso de falha do religamento pela permanência do defeito. Por fim foi solicitado esclarecimento em relação aos parâmetros que são solicitados para definição da suportabilidade dos geradores/turbinas e como são realizados os estudos elétricos (modelagem e tipo de análise). Por fim, a partir das respostas obtidas dos questionários enviados aos operadores de sistemas elétricos e da pesquisa bibliográfica, é apresentada uma síntese geral dos resultados obtidos e propostas algumas recomendações a partir das práticas de operação constatadas e que sejam consideradas aderentes SIN.

Perguntas e respostas:

A) Conforme mencionado pelos autores, o critérios definidos pelo grupo de trabalho são direcionados às termelétricas de grande porte, porém tem sido extrapolados para outras fontes. Já foram detectados problemas em função desta extrapolação? Quais problemas poderiam ocorrer?

B) Qual a expectativa de ganhos práticos com a flexibilização de critérios para as usinas hidrelétricas e aerogeradores?

C)

### 3.6 - MELHORES PRÁTICAS: REVOLUÇÃO NA ELETRONORTE NA GESTÃO DO DESEMPENHO OPERACIONAL, ESTATÍSTICA DE DESLIGAMENTOS FORÇADOS, ANÁLISE DE PERTURBAÇÕES E RECOMENDAÇÕES

YGHOR PETERSON SOCORRO ALVES DA CUNHA(1); RICARDO GUSMÃO DORNELLES(1); VITOR NUNES NISHIYAMA(1); RODOLFO MOACIR SEABRA JUNIOR(1); - ELN(1);

O setor elétrico brasileiro vem passando nestes últimos anos por diversas mudanças regulatórias com o objetivo de otimização da prestação dos serviços por parte dos agentes de transmissão e geração. Neste sentido a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL vem monitorando o desempenho dos agentes de transmissão em relação aos desligamentos forçados conforme metodologia estabelecida na Nota Técnica nº 217/2015 – SFE / ANEEL (Metodologia para o monitoramento contínuo e diagnóstico técnico preventivo das Distribuidoras e das Transmissoras de Energia Elétrica). Neste contexto cabe aos agentes de transmissão a busca de melhorar os resultados operacionais e evitar possíveis penalidades fruto de fiscalizações da ANEEL. De forma a disseminar as melhores práticas na gestão de processos da operação este trabalho descreve a experiência da Eletrobras Eletronorte na implantação do sistema Info\_Pos, sistema responsável pela gestão de perturbações. O processo de gestão de perturbações consiste na busca da ação de bloqueio a partir da investigação da causa da falha que originou o desligamento, da sua propagação, da consequência e das oportunidades para solucionar as anormalidades encontradas, bem como recomendar medidas corretivas e ou preventivas a serem adotadas, evitando a reincidência de desligamentos, avaliando o desempenho dos sistemas, equipamentos e das equipes envolvidas. O projeto Info\_Pos teve como principal objetivo melhorar o desempenho da Eletrobras Eletronorte quanto aos desligamentos forçados e principalmente auxiliar no processo de gestão de perturbações de acordo com a mudança estrutural implantada na empresa em abril/2017. As premissas deste projeto eram principalmente: necessidade de plataforma única de análise de modo a propiciar o compartilhamento de informações das perturbações promovendo maior interação entre as equipes de execução de manutenção e as equipes de engenharia de operação e manutenção da sede; atendimento aos prazos e requisitos regulatórios (SIPER/ONS); definição das responsabilidades entre as áreas executivas e de engenharia da sede e das unidades descentralizadas (regionais) da Eletrobras Eletronorte; fortalecimento do relacionamento técnico entre as diversas áreas da empresa; e principalmente a melhoria do desempenho operacional. O Info\_Pos é uma ferramenta computacional de gestão de perturbações que concentra as diversas informações das ocorrências (informações de tempo real, pareceres das equipes de manutenção, oscilografias, relatórios de inspeção de linhas e equipamentos etc) numa plataforma única de análise, no caso chamado de Relatório de Análise de Perturbação – RAP, propiciando as equipes de engenharia de operação e manutenção avaliar a causa origem e consequentemente propor as medidas corretivas/preventivas de modo a evitar reincidências. Este sistema é responsável pela estatística de desligamentos forçados como também da gestão das recomendações geradas a partir das análises realizadas. Este sistema foi implantado no início do ano de 2018. A partir do mapeamento dos problemas identificados na análise das estatísticas geradas subsidiou a diretoria de operação da Eletronorte a tomada de decisões importantes que levaram a melhora significativa no desempenho. Comprovando a efetividade do projeto, no ano de 2017 houve 564 desligamentos forçados, sendo que no ano de 2018 ocorreram 410 desligamentos, com uma redução de 154 eventos, representando uma redução percentual de 27,3% em relação ao período anterior.

Perguntas e respostas:

A) Os autores destacam a redução no número de desligamentos forçados. Outros índices de desempenho foram avaliados, por exemplo a redução da receita por penalidades associadas à parcela variável?

Houve aumento nas disponibilidade de linhas de 99,93% para 99,95%. Com relação a parcela variável houve a redução de 10% no ano de 2018 em relação a 2017.

B) Foi feita alguma avaliação de ganhos de resultado financeiro para a Empresa com a implantação destas práticas?

Conforme respondido anteriormente, houve redução dos descontos por parcela variável e é esperado aumento significativo para o ano de 2019. O resultado parcial do indicador de parcela variável até o mês de agosto de 2019 está em 1,34 %, ou seja com redução em torno de 40% em relação ao ano de 2018.

C)

**Comentário:** O artigo está com 12 páginas, mas consegui reduzir para 10 fazendo apenas o que recomendei aos autores.

### 3.7 - O desafio da gestão dos eventos de constrained-off eólico (curtailment) no Setor Elétrico Brasileiro vis a vis a experiência internacional.

VICTOR HUGO RIBEIRO DOS SANTOS(1); SINVALDO RODRIGUES MORENO(2); PRISCILA ROCHINHA LINO(3); PABLO MOTTA RIBEIRO(4); Gabriel Freitas Santos(5); - BROOKFIELD R.(1);BROOKFIELD R.(2);BROOKFIELD R.(3);BROOKFIELD R.(4);BROOKFIELD R.(5);

O índice de penetração da energia eólica no submercado Nordeste do Sistema Interligado Nacional apresenta-se superior ao apurado em países que lideram o ranking nesse mesmo indicador. A expressiva expansão de geração por meio de fontes intermitentes tem resultado em aumento na ocorrência de eventos de curtailment, que restringem a produção de energia dessas usinas. A experiência internacional tem revelado que a mensuração da energia frustrada, estatísticas dos eventos de curtailment e política de compensação aos geradores são importantes para induzir o apropriado nível de investimento em expansão e em reforços na rede de transporte pelo planejador do sistema elétrico.

Perguntas e respostas:

A) Com base na experiência internacional, qual a forma de ressarimento que os autores sugeririam para o SIN?

B) Como os autores avaliam a possibilidade do constrained-off ser encarado como uma contrapartida do despacho máximo das eólicas praticado na quase totalidade do tempo?

C)

### 3.8 - Desafios na operação dos Bipolos ±800 kV Xingu/Estreito e Xingu/Terminal Rio

ANA BARBARA FERNANDES NEVES(1); BERNARD FERNANDES KÜSEL(1); DELFIM MADURO ZARONI(1); EDINOEL PADOVANI(1); GUILHERME PEREIRA DE MELO AMBONI(1); KLEBER MELO E SILVA(2); ROBERTO LUIZ BERNARDO DA SILVA(1); - ONS(1);UnB(2);

Este trabalho apresenta as características e as lições aprendidas com a operação do bípolo ±800 kV Xingu/Estreito e os desafios esperados com a entrada do bípolo ±800 kV Xingu/Terminal Rio. São abordados aspectos referentes ao controle de tensão, o intercâmbio de potência ativa e reativa entre os bipolos e o sistema CA, a operação com tensão reduzida, os Sistemas Especiais de Proteção que envolvem os bipolos e o aumento de complexidade dos limites sistêmicos com a entrada dos bipolos. Adicionalmente, é apresentada uma avaliação dos impactos da integração dos bipolos ao SIN sem a expansão prevista na rede CA e as ações mitigadoras que foram implantadas e que estão planejadas para garantir a segurança da operação. A integração dos bipolos permite o escoamento da geração da região Norte do país, evitando maiores vertimentos turbináveis por limitações da transmissão no período úmido.

Perguntas e respostas:

A) Os autores mostram que num cenário Norte exportador, considerando que os bipolos transmitem potência nominal, o FNS é limitado a no máximo 53% de sua potência nominal. Que ações tem sido tomadas no sentido de minimizar esta limitação?

A solução estrutural é a entrada em operação da rede CA planejada, outras ações também minimizam tais restrições: entrada em operação do bípolo Xingu ? Terminal Rio e a recapacitação dos capacitores serie fixos da Interligação Norte Sudeste.

B) Que opções vêm sendo estudadas para prevenir as consequências da resposta dinâmica do sistema quando da ocorrência do problema descrito em curto-circuito em linhas de 500 kV da Região Sudeste?

Atualmente é exigido um número mínimo de UGs sincronizadas na região sudeste, limitações do recebimento da região sudeste em função do somatório de potência nos bipolos e limites de importação pela região sudeste. A solução estrutural são obras que agregam nível de curto circuito: 3 compensadores síncronos da SE Araraquara 2 e a entrada em operação em carga da SE Fernão Dias.

C)

### 3.9 - Medidas de curto prazo para atendimento ao Sistema de Roraima

JOÃO DANIEL DE ANDRADE CASCALHO(1); EDUARDO VINICIUS ACUNHA XAVIER(1); GUILHERME SILVA DE GODOI(1); JOÃO PAULO FERNANDES LIMA(2); REGIANE SILVA DE BARROS(3); FABRÍCIO ANDRADE MOURINHO(4); ALEXANDRE DE MELO SILVA(4); PAULO EDUARDO MARTINS QUINTÃO(4); LEANDRO DEHON PENNA(4); RENNYO KUNIZO NAKABAYASHI(5); RODRIGO SANCHEZ DELIA(5); ALINE COUTO DE AMORIM(6); GUSTAVO PIRES DA PONTE(6); JOSE FILHO DA COSTA CASTRO(6); MICHELE ALMEIDA DE SOUZA(6); VINICIUS FERREIRA MARTINS(6); - MME(1);ELN(2);CCÉ(3);ONS(4);AES(5);EPE(6);

As condições de atendimento do sistema Roraima, desde 2015, têm sido bastante críticas, com alto número de desligamentos com interrupção total das cargas do Sistema Boa Vista, sobretudo devido à topologia do sistema e à deterioração do desempenho da Interligação Brasil - Venezuela. Nesse sentido, foram avaliadas medidas operativas de curto prazo para reduzir o número de desligamentos totais das cargas. As análises contemplaram a implantação de sistemas especiais de proteção e utilização de sistemas de armazenamento de energia (SAE). Após a implantação das medidas reportadas neste informe técnico, foram evitados 17 blecautes.

Perguntas e respostas:

A) Qual o opinião dos autores com relação a importância da interligação Manaus-Boa Vista? Continua sendo importante viabilizá-la ou seria melhor caminhar para soluções alternativas?

A Interligação Manaus - Boa Vista continua sendo importante para aumentar a confiabilidade no atendimento às cargas de Roraima. Assim como observado nas interligações dos sistemas Manaus - Macapá e Acre - Rondônia, a conexão ao SIN proporciona melhor segurança no suprimento, com reflexos, inclusive, em aumento de carga nos primeiros anos. A Interligação também ocasionará redução dos custos operacionais, mesmo com o resultado recente do leilão de geração que irá substituir os atuais contratos de locação por contratos de longo prazo. A Interligação permitirá a exploração de potenciais energéticos de Roraima, como potenciais hidráulicos da Bacia do Rio Branco, em torno de 1100 MW. Adicionalmente, proporcionará a troca de energia entre Brasil e os demais países situados no norte da América do Sul em condições de mercado similares às atualmente praticadas com Argentina e Uruguai, diferente da atual condição em relação à energia oriunda da Venezuela.

B) Qual a avaliação feita pelos autores a respeito do desempenho do sistema, considerando as medidas apresentadas, na condição da interligação com a Venezuela inoperante, iniciada em março de 2019?

Nos primeiros 70 dias de 2019, período durante a operação com a Venezuela, houve 14 blecautes, tendo sido evitados outros 11. De março a outubro, houve 18 blecautes. A maior parte das interrupções durante o período sem a Venezuela se refere a desligamentos no sistema de distribuição em que houve perda de toda a usina de Monte Cristo, que é a contingência mais severa na atual configuração. Ainda houve 5 desligamentos com perda de blocos de geração, mas sem corte total de cargas, sendo que 1 blecaute foi evitado por atuação correta do ERAC após perda de bloco de geração na UTE Monte Cristo. Adicionalmente, não tem sido verificados cortes por variações das cargas ou perda de unidades geradoras e o último desligamento total foi em 23/08, o que mostra maior robustez do sistema atual quando comparado com a operação atendida pela Venezuela.

C)

### 3.10 - ANÁLISE DO IMPACTO DE GERAÇÕES RENOVÁVEIS SOBRE A MARGEM DE ESTABILIDADE DE TENSÃO POR MEIO DE REGIÕES DE SEGURANÇA

PAULO ANDRADE NOVAES(1); ANTÔNIO CARLOS ZAMBRONI DE SOUZA(2); FABIO DA COSTA MEDEIROS(3); - UNIFEI(1);UNIFEI(2);ONS(3);

Associado a presença marcante das fontes renováveis na Região Nordeste do Brasil está o problema de estabilidade de tensão da rede. Os recursos de controle destas fontes auxiliam na minimização dos efeitos causados pela instabilidade de tensão na tentativa de aumentar a margem de segurança do sistema. De modo a avaliar as condições de operação segura, para os diferentes cenários eletroenergéticos, se faz uso das regiões de segurança obtendo-se a sensibilidade dos impactos causados pelos diferentes níveis de geração diante de contingências, proporcionando um mapeamento representativo e seguro do sistema analisado.

Perguntas e respostas:

A) Os autores destacam os sérios problemas de suporte de reativo na região oeste da Bahia. Que ações tem sido tomadas no sentido de eliminar tais problemas?

No âmbito do planejamento é definido quais obras de transmissão são necessárias para atender o escoamento das gerações de uma determinada região e uma das premissas da Rede Básica é atender o critério N-1 conforme descrito pelos Procedimentos de Rede do ONS, todavia devido o descasamento dessas obras com a geração planejada pode gerar riscos para o sistema tanto em operação normal quanto em contingências. Para tais situações as principais ações que estão sendo tomadas é a implantação de Sistemas Especiais de Proteção (SEPs) para corte de geração de modo a manter a integridade do sistema até que estas obras entrem em operação.

B) Como está o ORGANON no que diz respeito à modelagem e representação dos recursos de controle de tensão que podem ser fornecidos pelos empreendimentos eólicos dada a importância de seu gerenciamento citada no Informe Técnico?

A modelagem dos parques eólicos via Organon parte da base de dados do ANATEM disponibilizada pelos agentes ao ONS, os quais são convertidos para a modelagem do ORGANON. Quanto aos recursos de controle de tensão, todos aqueles que são fornecidos na base de dados do ANATEM e estão habilitados no modelo, são representados no ORGANON, todavia existem trabalhos no ONS para simplificação destes modelos, sem perder a confiabilidade das respostas que estes geradores fornecem perante a dinâmica da rede além de reduzir o tempo de processamento. Neste processo de simplificação o Organon tem representado o modo que está habilitado "default" do fabricante para aquele tipo de máquina na base de dados do ANATEM, ou seja, o ORGANON não está, no momento, representando os controles que não estão habilitados.

C)

### 3.11 - Análise de estabilidade transitória da perda dupla da LT 500 kV Xingu - Tucuruí

ALEXANDRE DE MELO SILVA(1); GUILHERME SARCINELLI LUZ(2); Magda de Figueiredo e Silva(3); - ONS(1);ONS(2);ONS(3);

As condições de atendimento do sistema Amapá e Manaus, desde 2017, têm sido diretamente impactadas pela operação do elo de corrente contínua entre as subestações Xingu e Estreito. Até a entrada desse empreendimento, o elevado número de desligamentos com interrupção de cargas no referido sistema era provocado pela contingência das duas linhas de transmissão (LT) entre as subestações Xingu e Jurupari. Após a entrada do bípolo Xingu-Estreito, a contingência da LT 500 kV Xingu - Tucuruí é a contingência mais limitante para o atendimento das cargas do Amapá e Manaus considerando a operação do elo Xingu-Estreito nos dois sentidos, Xingu para Estreito e Estreito para Xingu. Além disso, o referido elo de corrente contínua estabelece uma conexão entre os subsistemas Norte, Nordeste e Sudeste, sendo assim, a contingência desse bípolo provoca limitações nas outras interligações entre esses subsistemas. Nesse sentido, foram avaliados os impactos da contingência dupla da LT 500 kV Xingu - Tucuruí na operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) e no atendimento às cargas do Amapá e Manaus

Perguntas e respostas:

A) Foram apresentados limites de fluxo associados a alguns cenários operativos. Qual a frequência de cenários operativos nos quais limitações de fluxos devem ser impostas?

B) Existem outras possíveis ações práticas de programação e operação em tempo real, além da imposição de limites restritivos, que mitiguem os efeitos verificados nos estudos?

C)

### 3.12 - AVALIAÇÃO DA PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO EÓLICA A PARTIR DA UTILIZAÇÃO DE REGIÕES DE SEGURANÇA ESTÁTICA

RICARDO MOTA HENRIQUES(1); JOÃO ALBERTO PASSOS FILHO(2); RANIELLI VIEIRA POMBO(3); TOBIAS LUIS MAURO BARATA(4); RODRIGO DIAS(5); FLÁVIO RODRIGO DE MIRANDA ALVES(6); - UFJF(1);UFJF(2);UFJF(3);UFJF(4);Petrobras(5);CEPEL(6);

O crescimento de um Sistema Elétrico de Potência (SEP) para atender ao aumento da demanda de energia elétrica implica na necessidade de operar estes sistemas cada vez mais próximos de seus limites físicos e operacionais, bem como no crescimento da oferta de energia através de fontes renováveis e sustentáveis. Neste contexto o Sistema Interligado Nacional Brasileiro (SIN) expandiu de forma significativa a participação das fontes renováveis, com destaque especial para as fontes eólicas. No fim de 2017 o SIN possuía 508 parques eólicos, com uma capacidade total instalada de 12,77 GW, que representavam 8,1% da geração total brasileira. A previsão nos próximos anos é de um crescimento ainda maior, em particular na região Nordeste, onde estudos apontam para um vasto potencial ainda inexplorado. Em função da complementariedade de regimes hidrológicos brasileiros e da redução da capacidade de armazenamento dos reservatórios devido à escassez das chuvas nos últimos anos, é necessário um planejamento rigoroso que leve em consideração intercâmbios de energia entre áreas com diferentes bacias hidrográficas, utilizando sempre que possível as novas fontes renováveis conectadas ao SIN com o objetivo de maximizar a energia armazenada nos reservatórios. É preciso estudar múltiplos cenários que incluam diferentes potenciais de penetração de geração eólica, tanto em operação normal quanto em situações de emergência, visando resguardar a segurança operativa do SIN. Estes estudos precisam de ferramentas computacionais capazes de avaliar os aspectos de segurança para diferentes níveis de penetração eólica em diversos pontos. Este trabalho tem por objetivo principal o uso da região de segurança estática (RSE) na avaliação de cenários de crescimento da penetração de geração eólica em um SEP, usando a ferramenta desenvolvida na plataforma computacional ANAREDE (ELETROBRAS CEPEL). A estrutura do estudo consiste basicamente em avaliar a máxima capacidade que um grupo de barras candidatas tem de escoar a potência ativa dos novos parques eólicos, observando dois aspectos: o crescimento simultâneo da injeção de potência nas barras candidatas com as fontes existentes até o seu limite, e o crescimento da injeção de potência nas barras candidatas reduzindo as fontes existentes, visando a questão da conservação da energia armazenada. Neste trabalho são apresentadas as premissas básicas que nortearam a estratégia para o crescimento da injeção de potência nas barras candidatas para os novos parques, bem como a influência destas injeções na RSE. São apresentados resultados para um sistema tutorial e para um caso de planejamento do sistema brasileiro.

Perguntas e respostas:

A) Os autores avaliaram o impacto da consideração da usina de Belo Monte nas regiões de segurança? Este impacto seria relevante?

Dentro do estudo de prospecção da região de segurança estática (RSE) como ferramenta de avaliação do impacto da penetração de novos parques eólicos em barras candidatas, a escolha dos grupos de geração G1 e G2 que irão compor a RSE, juntamente com a nova geração eólica (G3), é determinante na interpretação dos resultados. Nos resultados apresentados no artigo, a escolha das unidades geradoras térmicas ? UTE?s ? em G1 e das unidades hidráulicas ? UHE?s ? em G2 teve, como um dos seus objetivos, avaliar o quanto a penetração dos novos parques eólicos poderia contribuir para reduzir o despacho hidráulico e, consequentemente, a depleção dos reservatórios nas UHE?s consideradas em G2. As UHE?s selecionadas no estudo foram as usinas do Rio São Francisco, importantes no contexto da operação da região NE. Os estudos foram realizados com os casos de referência EPE para 2027, cargas LEVE e MÉDIA, para os cenários NORTE SECO e NORTE ÚMIDO. No cenário NORTE SECO, cargas LEVE e MÉDIA, Belo Monte está despachada com 1100 MW. Já no cenário NORTE ÚMIDO, cargas LEVE e MÉDIA, Belo Monte está despachada com 10780 MW. Nota-se que a usina de Belo Monte opera com despachos totalmente distintos, segundo a sazonalidade típica de sua operação. Assim o impacto da usina de Belo Monte está embutido nos resultados da RSE nos quatro cenários analisados.

B) Considerando a possibilidade de utilizar a ferramenta em Tempo Real, para definição de redespachos entre diferentes usinas eólicas já existentes na Região Nordeste, o tempo de processamento é adequado?

Apesar de o artigo explorar as vantagens do uso de uma região de segurança estática (RSE) no ambiente de estudos off-line, a vocação primeira deste tipo de ferramenta é a sala de controle, no contexto de tempo real. Dentro deste contexto, é necessário atender janelas de tempo que são definidas no âmbito dos centros de controle. O tempo de processamento está intimamente ligado a uma série de parâmetros como número de direções e contingências, passo de transferência de geração entre os grupos e a avaliação dinâmica do sistema, que é a ferramenta de maior custo computacional dentro de um sistema de avaliação de segurança dinâmica e estática para tempo real. Como o estudo realizado não tinha requisito de tempo de processamento, utilizou-se um maior número de direções e menores passos de transferência de geração, em benefício da precisão dos limites da RSE. Portanto o tempo de processamento foi maior do que o exigido para tempo real, mas a readequação dos parâmetros da RSE permite adequar seu tempo computacional as janelas de tempo no ambiente de tempo real.

C)

### 3.13 - Metodologia e critérios para determinação de níveis mínimos de inércia equivalente no SIN, em decorrência da integração das fontes eólica e solar em larga escala

ANTONIO FELIPE DA CUNHA DE AQUINO(1); ALEXANDRE AKIO NOHARA(1); ANDRE DELLA ROCCA MEDEIROS(1); ARLINDO LINS DE ARAUJO JUNIOR(1); FLAVIA MARIA CAVALCANTI FERREIRA(1); LEANDRO DEHON PENNA(1); LEANDRO OLIVEIRA DO NASCIMENTO(1); MANOEL DE JESUS BOTELHO(1); MARCELOS GROETAERS DOS SANTOS(1); MAURO PEREIRA MUNIZ(1); PAULO EDUARDO MARTINS QUINTÃO(1); RODOLFO GUILHERME DE SOUZA LEITE(1); SERGIO LUIZ DE AZEVEDO SARDINHA(1); - ONS(1);

Este Informe Técnico apresenta resultados do trabalho que está sendo desenvolvido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) visando estabelecer referências para o número mínimo de unidades geradoras síncronas em operação em cada período do dia, tendo como foco o desempenho elétrico do Sistema Interligado Nacional (SIN) e das áreas geoeletrônicas que o compõem. O objetivo é o de preservar a segurança elétrica na operação do SIN, tendo em vista a crescente participação da geração assíncrona (eólica e solar fotovoltaica) na matriz energética brasileira.

Perguntas e respostas:

A) É possível definir uma proporção de geração síncrona versus assíncrona a partir da qual começam a existir problemas relacionados à inércia equivalente do sistema? Como estaria o Brasil com relação a esta proporção?

O ONS está desenvolvendo estudos visando identificar limitações de caráter operacional que devem ser revistas e/ou impostas. Deve-se ressaltar que o estabelecimento de referências de inércia equivalente no contexto da segurança elétrica deve considerar diversos fatores, incluindo: (i) severidade das contingências de geração a serem analisadas (montante de geração perdida, possibilidade de abertura de interligações entre áreas do SIN, etc), (ii) inércia equivalente da parcela síncrona da geração, (iii) proporção da geração eólica com o recurso da inércia sintética ativado, etc.

B) Conforme citado no próprio paper, e de grande conhecimento por todos, há um elevado grau de integração eólica nos sistemas Nordeste e Sul. Está sendo prevista a implantação de um bipolo de corrente contínua que partirá da interligação Norte-Nordeste, mais em direção ao Nordeste. O ONS já avaliou ou pensou no impacto que esse elevado grau de penetração eólica no Nordeste pode ter na operação desse elo CCAT considerando a baixa geração hidráulica presente atualmente nessa região?

Para a operação segura deste elo será necessário estabelecer níveis mínimos de curto-circuito nas estações conversoras. Embora a expansão das interligações com a região Nordeste em 500 kV já contribuiu para a elevação desses níveis de curto-circuito, será necessário definir configuração mínima para os geradores síncronos da região Nordeste. Ressalta-se que essa estratégia pode esbarrar em obstáculos operacionais em períodos de baixas vazões na cascata do Rio São Francisco, como observado nos últimos anos. A hipótese de operar alguns dos geradores da região (que não foram projetados para operação como compensador síncrono) com vazão próxima de zero foi cogitada no passado, tendo sido realizados testes iniciais no campo. Ademais, no âmbito do planejamento, seria oportuno considerar modificações para operação como compensador síncrono em algumas das unidades geradoras da região, aproveitando períodos de retrofit das máquinas.

C)

### 3.14 - Análise da Operação de Grandes Geradores Síncronos Considerando os Parâmetros do Transformador Elevador e do Sistema de Potência.

ALVARO BATISTA CANCADO(1); MANOEL CÂNDIDO DE LIMA RAMOS(1); - CEMIG G.T(1);

Este artigo tem como objetivo mostrar, por meio da realização de simulações computacionais, que a operação plena dos geradores síncronos hidrelétricos, definida classicamente pelas suas curvas de capacidade, é limitada pelos equipamentos da unidade geradora e pelo próprio sistema elétrico de potência conectado à usina. Avalia-se o contexto do projeto das unidades geradoras dentro dos critérios estabelecidos pelos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema (ONS). Os resultados possibilitam uma seleção mais adequada dos parâmetros de projeto dos equipamentos para futuros empreendimentos, bem como a constatação de possíveis limitações para os empreendimentos já consolidados.

Perguntas e respostas:

A) Como levar em conta as limitações impostas pelo sistema conectado a usina na avaliação de viabilidade técnico-econômica de um novo empreendimento?

As limitações impostas pelo sistema conectado podem ser consideradas nos estudos de viabilidade técnico-econômica de um novo empreendimento através da prévia definição dos parâmetros dos geradores e dos transformadores elevadores, onde diversas soluções podem ser comparadas e a melhor do ponto de vista técnico e econômico pode ser escolhida. O perfil de tensão atual e futuro do sistema elétrico no ponto de conexão da usina deve ser previamente avaliado e levado em consideração nos estudos de viabilidade, impactando diretamente na escolha do fator de potência nominal dos geradores, na potência nominal e nas relações de transformação dos transformadores elevadores. Por exemplo, uma alteração do fator de potência nominal sobre-excitado dos geradores de 0.95 para 0.90 impacta em um custo adicional para o empreendimento de até 5% dos valores dos geradores e dos transformadores elevadores, além das perdas energéticas decorrentes do menor rendimento da unidade geradora e aumento dos custos das obras civis, o que pode ser determinante na análise dos estudos de viabilidade do negócio. Portanto, a seleção adequada do conjunto de parâmetros para os equipamentos em função da tensão sistêmica pode resultar em ganhos consideráveis nos custos de implantação e na eficiência energética de operação do empreendimento, impactando diretamente nos resultados e recomendações dos estudos de viabilidade técnico-econômica do empreendimento.

B) Os autores acreditam que essa nova forma de modelagem de curvas de capacidade de geradores síncronos levando em consideração a reatância do transformador elevador da usina pode ou deve substituir a forma atual de determinação dessas curvas?

Acreditamos que a atual forma de determinação das curvas de capacidade dos geradores deva ser mantida para a análise técnica do projeto do gerador, para fins de avaliação do seu projeto eletromagnético, seus limites térmicos e suas margens de estabilidade. No entanto, entendemos que a curva isolada do gerador deva ser inserida no contexto da

análise conjunta da unidade geradora, com o transformador elevador e o sistema elétrico, onde será avaliada a operação da unidade geradora conectada ao sistema, e observadas as suas possíveis limitações operativas. A partir daí pode ser tomada a decisão de escolha e especificação dos parâmetros dos equipamentos sob o ponto de vista técnico e econômico. Para fins de supervisão e controle na operação local ou remota das unidades geradoras, acreditamos que a curva conjunta proposta neste trabalho é a mais adequada, a qual considera a operação da unidade geradora como um todo, considerando as influências do transformador elevador e do sistema elétrico.

C)

### 3.15 - VULNERABILIDADE DOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA FACE A AMEAÇAS CLIMÁTICAS: FUNDAMENTOS E PROPOSTAS PARA O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

AFONSO HENRIQUES MOREIRA SANTOS(1); RICARDO ALEXANDRE PASSOS DA CRUZ(2); LUIS FERNANDO BADANHAN(3); CASSIA GABRIELE DIAS(4); PRISCILA DA SILVA TAVARES(5); LEOPOLDO UBERTO RIBERIO JUNIOR(6); ROBERTO DE MATTOS(7); JOSE WANDERLEY MARANGON LIMA(8); JOÃO CARLOS DE OLIVEIRA MELLO(9); BÁRBARA KAROLINE FLAUZINO(10); BENEDITO CLAUDIO DA SILVA(11); - iX(1);iX(2);MME(3);iX(4);iX(5);iX(6);iX(7);iX(8);iX(9);iX(10);UNIFEI(11);

Este trabalho apresenta um resumo do "Produto 2: Estado da arte da vulnerabilidade do setor elétrico", "Produto 3: Modelagem climática para a geração elétrica" e do "Produto 5: Análise da mudança climática junto ao planejamento de expansão de sistemas elétricos", do Contrato nº 12/2018, TDR nº 66, intitulado "Análise dos reflexos das mudanças climáticas nas metodologias de planejamento de sistemas elétricos" do Projeto META. O trabalho realizado indica a necessidade de se evoluir o planejamento do setor elétrico, de forma a incorporar os estudos de vulnerabilidade, notadamente aqueles ligados às mudanças climáticas.

Perguntas e respostas:

A) A vulnerabilidade de um sistema está associada a ameaças relacionadas a eventos extremos de baixa probabilidade de ocorrência. Até que ponto tais ameaças (de baixa probabilidade) devem ser levadas em conta, considerando a relação custo do sistema versus benefício da consideração da ameaça?

B) Como enfrentar o conjunto de incertezas na análise das Mudanças Climáticas para a utilização das ferramentas propostas? Em outras palavras, como encarar a possibilidade de "Mudança da Mudança"?

C) Os autores acham que a avaliação de custos dos impactos climáticos seria bem aceita como uma consideração no planejamento e na operação de sistemas elétricos, visto a dificuldade de se obter números palpáveis para essas análises?

### 3.16 - Auto Recomposição de Sistemas de Transmissão - Aplicação do Conceito Self-Healing em Centros de Operação a partir de Sistemas Especialistas

FÁBIO AUGUSTO DA SILVA ANTUNES(1); Paulo Marcio da Silveira(2); - CEMIG GT(1);UNIFEI(2);

O restabelecimento do Sistema Elétrico de Potência após perturbações é um processo crítico desempenhado por operadores de centros de operação, o qual exige agilidade e segurança, e é fortemente influenciado por fatores humanos tais como pressão e estresse. Decisões importantes devem ser tomadas a partir de um volume considerável de informações recebidas através de sistemas computacionais EMS/SCADA, e estas são cruciais para o sucesso do restabelecimento dos equipamentos e das cargas interrompidas. Em geral, procedimentos operativos de restabelecimento e de recomposição são utilizados para orientar as ações dos operadores, desde desligamentos simples até para blecautes gerais. Estes procedimentos são tradicionalmente compostos por diversos documentos que devem ser avaliados e entendidos pelos operadores durante a execução do processo, e estabelecem condições a serem obedecidas antes da execução de cada manobra. Conseqüentemente, o tempo gasto com a leitura e a compreensão impacta negativamente o resultado do restabelecimento. Além disso, qualquer avaliação ou decisão erroneamente tomada pode prejudicar todo o processo de restabelecimento. Este trabalho apresenta uma proposta de automação do processo de restabelecimento baseada no conceito Assisted-Healing. Será apresentada uma ferramenta desenvolvida especificamente com o propósito de automatizar as ações desempenhadas pelos operadores de centro de operação em favor da execução do restabelecimento. O sistema protótipo é capaz de obter e processar informações de tempo real a partir do EMS/SCADA e compara-las com as bases de conhecimento que contém todas as regras e condições a serem verificadas. O sistema também é capaz de enviar comandos de fechamento em disjuntores visando o restabelecimento de equipamentos desligados, respeitando a topologia e as restrições operativas existentes. A concepção desta solução demandou profundo entendimento sobre os diversos padrões e modelagens adotadas em alarmes, sinalizações de proteção, procedimentos operativos, topologias e configurações de subestações, bem como o desenvolvimento de uma estratégia para minimizar ações de manutenção sobre o sistema quando de mudanças nos procedimentos operativos, ampliações, ou alterações topológicas da rede de transmissão. Baseando-se na filosofia de Sistemas Especialistas, todo o conhecimento requerido é armazenado em bases de conhecimento. As lógicas de processamento fazem parte do motor de inferências, e dispensam manutenção, enquanto que as bases de conhecimento demandam atualização na medida em que os procedimentos operativos de restabelecimento e de recomposição passam por atualizações. A eficácia da proposta apresentada foi avaliada em um ambiente de simulação idêntico ao EMS/SCADA utilizado pelos operadores do COS da Cemig GT, no qual foram preparados cenários que reproduzem desarmes simples e múltiplos, envolvendo linhas de transmissão, transformadores e diversos outros equipamentos de extra alta tensão. Os resultados obtidos através do sistema protótipo mostram que a solução proposta é confiável e apropriada para fornecer diagnósticos concisos e executar automaticamente ações de restabelecimento, tanto em grandes perturbações, quanto em desarmes comuns do dia a dia do centro de operação.

Perguntas e respostas:

A) O PRECOND tem sido adotado pela CEMIG? Caso positivo, existe registro do ganho de desempenho? Caso o PRECOND não tenha sido ainda adotado oficialmente, qual a perspectiva de adoção?

B) Já existe alguma aplicação de automatismo de recomposição implantado com a utilização do sistema proposto ou sua aplicação é considerada sempre como de apoio à decisão?

C)

### 3.17 - Modelo matemático para representação do fluxo de carga no simulador do sistema de controle computadorizado da SEMD - Subestação da Margem Direita da Itaipu Binacional.

HENRIQUE GOMES RIBEIRO(1); BERNARDO PAULO TROST MORCELLI(1); MARCELO ALBERTO ROCA HAHN(1); - IB(1);

Para representar as variações de potência e tensão na subestação responsável por 7.000 MW, foi desenvolvido um modelo matemático. Este aplicativo é capaz de simular blocos de controle proporcional, integral e derivativo (PID), a fim de reproduzir a dinâmica do regime permanente de autotransformadores e linhas de transmissão. Para o fluxo de carga, foram desenvolvidos algoritmos que permitem ajustar a distribuição de potência ativa e reativa de acordo com as diversas topologias; para fins de treinamento ou análise de desligamentos programados. O ineditismo da proposta foi reproduzir as lógicas de controle, em um aplicativo usando linguagem Java.

Perguntas e respostas:

A) Os autores mencionam uma melhora nos indicadores de desempenho nas equipes de operação. Que indicadores são esses e respectivos valores históricos e atuais?

O principal indicador é o índice de falha humana, isto é, são os erros de manobras que podem causar impactos negativos na produção de energia, redução da confiabilidade das configurações, prejuízos em equipamentos ou danos ao meio ambiente. Este indicador é registrado com periodicidade anual. O indicador secundário é a quantidade anual de relatórios de eventos relevantes. Estes eventos são situações onde a disponibilidade de equipamentos ficou mitigada, ou suas redundâncias foram reduzidas. E também é considerado evento relevante, as manobras em desacordo à programação ou ao procedimento; que podem expor a produção de energia a um estado de vulnerabilidade não necessário. Os valores históricos para falha humana na Operação da Usina nos últimos cinco anos são: 1,0,1,0,0, e em 2019:1. E a quantidade de relatórios de eventos relevantes nos últimos 5 anos foi: 4,3,6,5,5, e para este ano: 3.

B) É citado que o índice de falha humana reduziu "consideravelmente" com a utilização de simuladores. Existem números disponíveis que avaliem a situação anterior e atestem as citadas melhoras?

Através do registro histórico do indicador de quantidades de falhas humanas verificadas na Operação da Usina; e analisando os períodos onde foram usados os simuladores; é possível relacionar que um dos fatores que contribuiu esta redução foi a aplicação do simulador nos treinamentos.

C)

### 3.18 - O impacto da geração distribuída fotovoltaica na curva de carga de energia elétrica

JÁSLIO DE AZAMBUJA BORGES(1); - CEEE-GT(1);

O aproveitamento do potencial de geração fotovoltaica de energia elétrica através da geração distribuída no país, impõe a necessidade de se reavaliar a forma de obtenção e cálculo da curva de carga. Como a mini e microgeração distribuída estão localizados dentro das Unidades Consumidoras, a carga atendida diretamente pela geração local não é contabilizada, a despeito de poder ser demandada do sistema em determinadas condições. Existem, portanto, duas curvas: a carga da rede e a carga total (a da rede mais a atendida localmente). Ambas devem ser contabilizadas e consideradas na operação e no planejamento do sistema elétrico de potência.

Perguntas e respostas:

A) Como a experiência do Operador Australiano pode contribuir de modo a minimizar o impacto do excesso de GD sobre a operação do sistema?

A primeira contribuição é demonstrar a necessidade de reconhecer o crescente impacto na curva de carga da rede da GD. Sem este reconhecimento, nenhuma medida será analisada e implementada. Algumas alternativas estão sendo estudadas na Austrália, segundo a fonte citada no Informe Técnico: - Buscar alternativas tecnológicas para que os equipamentos como inversores e sistemas de armazenamento possam ser de alguma forma coordenados pelo Operador do Sistema ou, alternativamente, penso, da Concessionária de Distribuição. Como cito rapidamente no item Propostas de Soluções, o estabelecimento de uma smart grid integrando os sistemas dos consumidores e das concessionárias é uma possibilidade concreta de solução. A adoção de protocolos padronizados de comunicação nos equipamentos utilizados nas unidades consumidoras, tais como Sunspec, é uma facilidade que auxilia na viabilização de conexões que permitam observabilidade e algum nível de controlabilidade. - Tarifas variáveis de energia (assunto muito mais amplo) também podem viabilizar incentivos para que o consumo massivo seja utilizado nos horários de maior disponibilidade de geração oriunda da GD. Este ponto me parece menos aplicável no país, pois os picos de demanda já praticamente coincidem com os de GD solar fotovoltaica. Com a integração dos veículos elétricos esta situação deve se tornar mais viável e, em um cenário de excesso de GD, parece ser razoável incentivar o abastecimento das baterias dos veículos ao longo do dia. Além disso, em uma rápida pesquisa adicional para responder essa pergunta, nota-se que a Austrália, especialmente o estado South Australia, tem investido em sistemas de armazenamento de

energia. Tanto centralizados, com baterias em grande escala (o referido estado tem um dos maiores sistemas em operação do mundo - 100 MW / 100 MWh) quanto em estudos para incentivar a aplicação e baterias em nível residencial. Todas as possibilidades elencadas acima podem/devem ser avaliadas, sem nenhum tipo de limitação, para viabilizar a mais adequada integração da crescente GD no Brasil.

B) Alguma avaliação foi feita considerando a utilização de armazenamento (baterias) associadas ao sistema de geração fotovoltaica distribuída?

Não foram analisadas no presente estudo a utilização de sistemas de armazenamento, tais como baterias. Destaca-se, no entanto, que a problemática da supressão repentina da irradiação solar pode ser tratada, ao menos parcialmente, por sistemas deste tipo.

C)

### 3.19 - Determinação do Despacho Seguro de Usinas Térmicas Utilizando a Região de Segurança do ORGANON

LUCAS WANDERLEY MOREIRA(1); MARCOS VINICIUS PIMENTEL TEIXEIRA(2); FERNANDO RAMOS LAGE(3); - CEFET-RJ(1);IME(2);ONS(3);

O método proposto no trabalho consiste em montar as chamadas regiões de segurança, através de simulações no programa computacional Organon, e utilizá-las para verificar a necessidade do despacho de determinada usina térmica. Estas devem ser despachadas de tal forma que não haja atuação de Sistema Especial de Proteção (SEP) e que seja preservada a segurança dos equipamentos da rede. O estudo de caso utilizado tem por objetivo analisar a qualidade do suprimento de energia elétrica aos estados do RJ e ES, onde são averiguados os efeitos da variação do despacho de geração das usinas térmicas conectadas à subestação de Macaé.

Perguntas e respostas:

A) Qual a perspectiva do método proposto ser utilizado oficialmente na operação do sistema?

Oficialmente, o ORGANON é considerado ferramenta de garantia da segurança do sistema. Alguns detalhes ainda precisam ser melhor consolidados, como por exemplo, a normatização mais clara da sua utilização para que todos os agentes comunguem do entendimento do uso. Atualmente a utilização do ORGANON na sala de controle para garantia da segurança é referenciada em documentos internos do ONS que não fazem parte do Procedimento de Rede. No caso específico do estudo em questão, a modulação de térmica seria facilmente justificada, uma vez que existe toda a possibilidade de rastreabilidade para futuras comprovações da necessidade de um redespacho.

B) De que forma, a análise através de Áreas de Segurança pode auxiliar na tomada de decisão em Salas de Controle quando mostra que o menor despacho, apesar de garantir mais confiabilidade à operação reduz bastante a área segura do nomograma?

Nesta questão cabe um pequeno entendimento: a redução da área segura não significa que o sistema está mais ou menos seguro. Uma redução da área de segurança ocasionada por redução de despacho quer dizer que a sistema de nomogramas opera com novo ponto de operação com menor quantidade de unidade geradora, o que acarretará menor possibilidade de excursão de geração e consequentemente redução da região. Quanto a tomada de decisão pode ser de forma direta ou indireta. No caso apresentado a decisão é de forma direta, ou seja, o valor de redespacho é lido diretamente no eixo da abscissa do ponto de operação até o início da região segura.

C)

### 3.20 - Modelo de Otimização da Operação de Usinas Hidrelétricas Individualizadas associadas a usinas fotovoltaica, termosolar e eólicas.

MATEUS HENRIQUE BALAN(1); DOREL SOARES RAMOS(1); LUIZ ARMANDO STEINLE CAMARGO(1); MARCELO DA MOTA LOPES(1); EWERTON GUARNIER(1); - USP(1);

Este trabalho analisa os benefícios de arranjos constituídos pelo acoplamento de usinas eólica, solar fotovoltaica e termosolar em reservatórios de UHEs existentes. Para mensurar os benefícios desenvolveu-se um modelo de otimização de simulação individualizada da operação de UHEs associado com as demais fontes de geração citadas. O modelo computacional possui duas funções objetivo: otimização da Geração Sistemática e Maximização da Carga Crítica. Dois estudos de caso ilustram a aplicação do modelo, um considera a associação de fontes citadas à UHE Emborcação e o outro a simulação de 152 UHEs com associação de uma usina termosolar na UHE Porto Primavera.

Perguntas e respostas:

A) Por que os autores não levaram em conta nas análises o ganho econômico obtido?

A análise dos possíveis ganhos econômicos é de fato muito importante e preve-se a incorporação desta vertente como trabalho subsequente, pois demanda implementações adicionais no modelo e análise regulatória que extrapolam o interesse principal do escopo deste IT. Como discussões necessárias podemos exemplificar: (i) O ganho em garantia física simulado não é aderente a regulação atual, sendo necessário ajustes para uma implementação real e possível avaliação econômica. (ii) Para avaliação dos ganhos sinérgicos das fontes é necessário a alteração regulatória uma vez que se implantado essas usinas renováveis hoje, a energia seria diluída entre todos os participantes do MRE e (iii) Um possível benefício do armazenamento da termosolar seria a maior capacidade de entrega em momentos de pico se a capacidade da linha na saída fosse aumentada, porém também é um benefício sem valor econômico na regulação atual.

B) Por que o trabalho analisou armazenamento apenas associado à usina Termo Solar? Não haveria ganhos maiores se associado às eólicas e às fotovoltaicas?

Ganhos com a instalação de armazenamento em UHEs com reservatórios só existiriam se houver a possibilidade de injetar na rede toda a potência nominal da UHE somada a potência do armazenamento considerando a valoração da entrega no horário de pico, uma vez que economicamente para questões de armazenamento é preferível utilizar o reservatório da UHE. Contudo, o IT teve foco na termosolar devido à pretensão de instalação de um protótipo de planta termosolar associada à UHE Porto Primavera, dentro da proposta do P

C)

### 3.21 - SISTEMA DE PREVISÃO DE VAZÕES POR CONJUNTO DA USINA DE ITAIPU: DESENVOLVIMENTO E PRIMEIRAS ANÁLISES

MARIANA MARIA WERLANG(1); AUDER MACHADO VIEIRA LISBOA(2); MARCELO BRAUER ZAICOVSKI(3); DANIEL FIRMO KAZAY(4); JOSÉ MARIANO QUEVEDO AGUADÉ(5); GIOVANNI GOMES VILLA TRINIDAD(6); ROBERTO HIROSHI TAKAHASHI(7); TANNIA MARIA ISABEL VILLANUEVA AGUERO(8); MARCELINO JOSE MARIA FARIÑA JARA(9); - ITAIPU(1);ITAIPU(2);ITAIPU(3);ITAIPU(4);ITAIPU(5);ITAIPU(6);ITAIPU(7);ITAIPU(8);ITAIPU(9);

Neste trabalho são apresentados o desenvolvimento e a avaliação do sistema de previsão de vazões por conjunto (ensemble) para a UHE Itaipu no período de 2016 a 2018. O sistema é baseado no modelo hidrológico MGB-IPH, alimentado por diferentes previsões numéricas de precipitação e executado diariamente pela manhã. Com base nos resultados do sistema, a equipe de hidrologia da Itaipu desenvolve uma previsão de consenso, que é utilizada para o planejamento da operação do reservatório de Itaipu. O objetivo deste trabalho é apresentar uma avaliação dos resultados do sistema em termos de medidas de desempenho para o período analisado.

Perguntas e respostas:

A) Qual tem sido o ganho, em termos de geração da usina de Itaipu, proporcionado pela adoção da previsão de consenso?

Para o período analisado, o desempenho da previsão de consenso mostra-se superior a todas as previsões individuais e também à média das mesmas, evidenciando o ganho com a adoção da previsão de consenso para todo o horizonte de previsão, principalmente para os três primeiros dias. A partir de uma previsão de afluências acurada, é possível definir a melhor estratégia de programação de geração, o que repercute na otimização do uso da água e das máquinas pela usina.

B) Qual a avaliação feita pelos autores a respeito do esforço adicional (ou redução) com a utilização da forma de previsão proposta?

O uso da previsão por conjunto aumenta o esforço para obtenção da previsão de afluências. O modelo hidrológico é rodado várias vezes para traçar o cenário previsto para esse dia. Esse esforço é recompensado pela melhor compreensão das incertezas da previsão associadas às previsões de tempo. Para equilibrar o esforço necessário para gerar as previsões ao benefício associado ao conhecimento das incertezas, é necessário se pensar em uma rotina de previsão com mais automação na rodada dos modelos.

C)

### 3.22 - HEURÍSTICA PARA UNIT COMMITMENT DE TURBINAS HIDRÁULICAS DISTINTAS QUE VISA MAXIMIZAR A EFICIÊNCIA DE GERAÇÃO DE UMA USINA HIDRELÉTRICA E MINIMIZAR O LIGAMENTO/DESLIGAMENTO DE MÁQUINAS CONSIDERANDO INDISPONIBILIDADES PROGRAMADAS

MATHEUS DE OLIVEIRA MENDONÇA(1); PEDRO HENRIQUE FERES CAMPOS(2); DOUGLAS ALEXANDRE GOMES VIEIRA(3); GUSTAVO RODRIGUES LACERDA SILVA(4); DIOGO CARNEIRO RIBEIRO BUENO MARTINS(5); EMERSON EUSTAQUIO COSTA(6); RODNEY REZENDE SALDANHA(7); - ENACOM(1);ENACOM(2);ENACOM(3);ENACOM(4);CEMIG GT(5);ENACOM(6);UFMG(7);

O unit commitment é um problema clássico de otimização que consiste basicamente na alocação de recursos para o atendimento de uma determinada demanda. No âmbito de geração hidrelétrica, consiste em produzir uma certa demanda de energia dividindo-a da melhor maneira entre cada unidade geradora (UG), satisfazendo diversas restrições físicas e operacionais. A resolução desse problema de maneira rápida e eficiente é essencial para o planejamento energético de curto prazo, portanto o trabalho em questão busca apresentar uma estratégia simples que seja capaz de resolver tal problema para uma usina ou cascata qualquer, considerando todas as particularidades envolvidas.

Perguntas e respostas:

A) Foi avaliado o ganho da abordagem proposta para alguma(s) usina(s) hidrelétrica(s) em relação a uma abordagem historicamente empregada?

Sim, foi feito um estudo comparativo. Como detalhado na Seção 4, a abordagem proposta (Abordagem 1) é comparada com abordagens que são usadas na prática por alguns operadores (Abordagens 2 e 3), além da comparação com o uso do coeficiente de produtividade (Abordagem 4), que é uma abordagem historicamente empregada. Os resultados do experimento para Três Marias mostraram uma maior eficiência de geração, como pode ser observado na TABELA 1, resultando em um volume útil final mais elevado para o atendimento de uma mesma demanda. A TABELA 2 também ressalta os ganhos diários acumulados ao longo de um mês. Em relação às abordagens de otimização tradicionais, a heurística proposta pelo trabalho possui garantias teóricas explicitadas na Seção 3.0, quando atendidas algumas premissas que comumente ocorrem na prática. Além disso, a heurística também se destaca pelo baixo tempo de execução, diferentemente de formulações matemáticas e soluções clássicas de otimização linear, inteira e/ou mista, propiciando o uso, inclusive, na operação em tempo real para a alocação online das unidades geradoras.



B) Além dos testes descritos, já existe alguma implementação prática da metodologia proposta em alguma usina hidrelétrica?

Sim. Atualmente a abordagem proposta encontra-se em uso em todas as usinas da CEMIG GT na etapa de programação diária da operação energética, integrando parte de um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (GT588 - <https://www.enacom.com.br/progen/>).

C)

### 3.23 - PLANEJAMENTO ANUAL DA OPERAÇÃO DE CONTROLE DE CHEIAS EM APROVEITAMENTOS HIDRELÉTRICOS: ESTUDO DA ESTACIONARIEDADE HIDROLÓGICA

PRISCILLA DAFNE SHU CHAN(1); FERNANDA DA SERRA COSTA(2); JORGE MACHADO DAMÁZIO(3); IGOR PINHEIRO RAUPP(4); DANIELA DE SOUZA KYRILLOS(5); OTTO CORRÊA ROTUNO FILHO(6); - CEPEL(1);CEPEL(2);CEPEL(3);CEPEL(4);CEPEL(5);COPPE/UFRJ(6);

O Setor Elétrico Brasileiro considera a prevenção de cheias na operação dos seus reservatórios disponibilizando, na estação chuvosa, volumes vazios em seus reservatórios. A metodologia de controle de cheias adotada baseia-se no pressuposto de que as séries temporais de vazões diárias do histórico de vazões naturalizadas, calculadas pelo Operador Nacional do Sistema, são sazonalmente estacionárias. Considerando que as mudanças climáticas e/ou de uso do solo possam estar alterando o regime hidrológico, o artigo investiga a estacionariedade de séries de vazões máximas diárias anuais afluentes às hidrelétricas da bacia do rio Paraná.

Perguntas e respostas:

A) Qual o impacto da indicação de não estacionariedade nas séries de vazões máximas sobre a alocação dos volumes de espera?

Uma forma de caracterizar os regimes de cheias é através da caracterização dos regimes de máximas vazões diárias e/ou máximos de vazões médias de diferentes durações. A não-estacionariedade em séries de vazões máximas numa certa bacia indica que o seu regime de cheias está se alterando ou sofreu alteração durante o registro histórico, o que, consequentemente, indica possíveis alterações nas necessidades de alocação de curvas de volumes de espera na bacia. Por exemplo, se a alteração for aumento na frequência de ocorrências de vazões superiores ao valor acima do qual ocorrem prejuízos, deve-se aumentar os volumes de espera.

B) Os fatores que contribuem para a não estacionariedade verificada em alguns casos (mudanças climáticas) têm trazidos consequências mais voltadas para os baixos níveis nos reservatórios. Se esta afirmativa é considerada correta pelos autores, por que investigar as não estacionariedades em estudos de Controle de Cheias?

Em geral, o esvaziamento e manutenção persistente de níveis baixos em grandes reservatórios se devem à ocorrência de longos períodos de aflúncias abaixo de seus valores médios. É o caso do esvaziamento dos reservatórios do setor elétrico brasileiro nas bacias do nordeste e do sudeste observado nos últimos anos, resultado da ocorrência, nestas bacias, de longos períodos de aflúncias mensais/anuais abaixo de seus valores médios. Vale observar que estudos prospectivos de mudanças climáticas para o Brasil têm indicado, apenas para a segunda metade do século XXI, redução de aflúncias anuais no rio São Francisco. As reduções recentes de aflúncia nesta bacia não são identificadas nestes estudos, e, portanto, não necessariamente ocorreram por conta de mudanças climáticas. Acrescenta-se que estes estudos indicam manutenção dos níveis de aflúncias anuais nas bacias do sudeste. Por outro lado, os mesmos estudos prospectivos indicam aumento de aflúncias anuais nas bacias do Sul, o que mostra que as mudanças climáticas podem trazer alterações em aflúncias mensais/anuais em diferentes direções para diferentes regiões. Quanto à oportunidade de investigar a presença de não-estacionariedades em séries hidrológicas para estudos de controle de cheias, cabe destacar que, numa mesma região, as alterações no regime hidrológico devido a mudanças climáticas podem ocorrer em diferentes direções conforme a escala temporal. Por exemplo, podem ocorrer reduções nas aflúncias médias mensais e aumento de aflúncias máximas diárias. Quando a operação do reservatório considera a geração de energia elétrica e o controle de cheias, as mudanças de regime das aflúncias mensais podem afetar as regras de operação para garantia de geração e as mudanças de regime de máximas diárias podem afetar as regras de operação para controle de cheias. Sendo assim, é importante investigar a não-estacionariedade das séries de máximos de aflúncias nas escalas temporais de 1 a 15 dias (dependendo da área de drenagem da bacia), visando estudos de controle de cheias, conforme o apresentado no trabalho.

C)

### 3.24 - Avaliação das Condições Futuras de Atendimento à Demanda Horária

MARIO JORGE DAHER(1); ALEX NUNES DE ALMEIDA(2); GABRIEL CAMPOS GODINHO(3); GABRIEL ROGATTO(4); MARIA APARECIDA MARTINEZ(5); VITOR SILVA DUARTE(6); - ONS(1);ONS(2);ONS(3);COPPE(4);ONS(5);ONS(6);

O objetivo deste trabalho é apresentar a nova abordagem adotada pelo ONS para a avaliações das condições futuras de atendimento à demanda horária (potência), cuja principal característica é o enfoque probabilístico, considerando cenários de geração das novas fontes intermitentes (solar e eólica), em base horária, e a variação horária da demanda. A partir dessa abordagem, estimam-se os riscos de não atendimento à demanda horária e estatísticas do custo operacional dos eventuais despachos termoeletrônicos adicionais aos definidos por ordem de mérito econômico, viabilizando assim a realização de estimativas em relação aos encargos de serviço de sistema.

Perguntas e respostas:

A) Como tem evoluído a questão associada a definição de um critério de garantia de suprimento de potência?

O Ministério de Minas e Energia instituiu através da Portaria MME nº 187, de 4 de abril de 2019, o Grupo de Trabalho para aprimorar propostas que viabilizem a Modernização do Setor Elétrico. As atividades desse grupo estão organizadas em Grupos Temáticos dentre os quais se encontra o grupo de "Critério de Suprimento", sob coordenação da EPE. No dia 17/07/2019, a EPE organizou o 1º Workshop de Critérios de Garantia de Suprimento, no qual foram apresentados a motivação para revisão dos critérios vigentes, bem como uma proposta para a revisão dos mesmos. Nesse evento, levantou-se a necessidade de se estabelecer um critério de garantia de suprimento buscando aderência entre o planejamento da expansão e os novos desafios em função dos novos paradigmas da operação do SIN.

B) Já existe legislação vigente que regulamente a adoção de enfoque probabilístico na avaliação do atendimento à demanda? Se sim, ela está adequada à luz dos resultados do estudo?

Atualmente não existe nenhuma legislação que regulamente a adoção do enfoque probabilístico na avaliação do atendimento à demanda. Essa avaliação é uma das atividades que integram o escopo do planejamento da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), no sentido de subsidiar as decisões com relação aos aspectos regulatórios e de investimentos que terão que ser direcionados para a garantia de atendimento a esse requisito.

C)

### 3.25 - Planejamento da Operação da Interligação Norte-Sudeste com os Elos CCAT Xingu - Estreito e Xingu - Terminal Rio

RAFAEL ZYMLER(1); ALEXANDRE DE MELO SILVA(2); MARIA ALZIRA NOLI SILVEIRA(3); PATRICIA SILVA NEVES(4); LUIZ FELIPE FERREIRA MARQUES DA SILVA(5); ANDRE MOREIRA DA CUNHA(6); ALEXANDRE RODRIGUES NUNES(7); MAGDA DE FIGUEIREDO E SILVA(8); - ONS(1);ONS(2);ONS(3);ONS(4);ONS(5);ONS(6);ONS(7);ONS(8);

Com o aumento da dimensão e complexidade do SIN, o planejamento da operação elétrica deve antever os diversos cenários de intercâmbios possíveis ao longo do ano e se preparar de modo a garantir a sua operação segura. A entrada em operação do primeiro Sistema CCAT com as duas estações conversoras na mesma área síncrona e em paralelo com um sistema CA incompleto, torna o planejamento da operação, a programação e a operação em tempo real muito complexas. Este trabalho visa apresentar as restrições de operação das interligações Norte/Nordeste/Sudeste-Centro Oeste e recomendar distribuições de fluxo entre os elos CCAT e as interligações Norte/Nordeste/Sudeste-Centro Oeste no cenário Norte exportador.

Perguntas e respostas:

A) Com que frequência tem ocorrido a circulação de potência entre as redes CA e CC?

A circulação de potência entre as redes CA e CC ocorre em geral na carga leve/mínima nos períodos secos na região Norte, pois nesses casos o intercâmbio na interligação é menor, aumentando as chances de ocorrer circulação no caso de uma variação na geração eólica por exemplo. No entanto, sua ocorrência é incomum e na maior parte dos casos pode ser evitada pela programação da operação. Em alguns casos, não é possível evitar a circulação e apesar de ser indesejada em função do aumento das perdas elétricas, pode não ser possível removê-la sem alterar a topologia do sistema, desligando por exemplo um polo ou bipolo. Nesse caso, deve ser ponderado se desligar este equipamento poderá prejudicar a confiabilidade do sistema, já que os problemas de circulação são temporários e podem ser resolvidos com despachos das usinas hidráulicas por exemplo.

B) Em que intensidade a consideração das perdas elétricas devem influenciar nas decisões de planejamento e operação em tempo real? Da mesma forma, qual o nível de preocupação a ser atribuído com as possíveis restrições de geração eólica na região Nordeste?

A operação visa atender a demanda de carga atendendo aos critérios de segurança estabelecidos nos procedimentos de rede. Como as perdas elétricas são pequenas se comparadas à carga do sistema, elas não tem uma influência significativa na operação em tempo real. No entanto, ela pode se tornar um pouco mais expressiva no caso de uma circulação de potência muito elevada, o que pode ser evitado com facilidade pela operação. As restrições de geração eólica no Nordeste atualmente se devem a atrasos de obras de transmissão, portanto não são vislumbradas restrições de escoamento dessa energia após a entrada em operação da rede de transmissão planejada.

C)

### 3.26 - PRECIFICAÇÃO E DESPACHO ENERGÉTICO EM BASE HORÁRIA ATRAVÉS DE UM MODELO DE OTIMIZAÇÃO NÃO LINEAR

RENAN DE PAULA MACIEL(1); SECUNDINO SOARES FILHO(1); GUILHERME MATHIUSI RAMALHO(2); EWERTON GUARNIER(2); DONATO DA SILVA FILHO(2); - UNICAMP(1);EDP(2);

Este informe técnico apresenta uma metodologia de despacho e precificação em base horária para o Sistema Interligado Nacional (SIN) baseada em modelos de otimização não lineares. A metodologia, denominada ODIN-H, foi testada em comparação ao modelo DESSEM utilizando dados da programação mensal da operação (PMO) não oficial (conhecida como operação sombra). O resultado do estudo de caso apresentado mostra que o modelo não linear apresenta um despacho hidrotérmico para o primeiro dia operativo onde todas as usinas hidrelétricas acompanham a carga, otimizando o rendimento dos conjuntos geradores e o valor da água consumida, e deixando a complementação termelétrica totalmente constante.

Perguntas e respostas:

A) Quais as considerações dos autores com relação a obtenção do PLD utilizando os modelos DESSEM e ODIN-H?

B) Como é o comparativo de tempo de processamento e sucesso de obtenção das soluções entre os dois métodos: ODIN-H e DESSEM?

C)

### 3.27 - Um modelo de unit commitment para o Programa Diário da Operação Eletroenergética do SIN cootimizada da energia e reserva de potência sob um critério N-K

EROS DANILO MONTEIRO DE CARVALHO(1); ALEXANDRE STREET DE AGUIAR(1); - PUC-Rio(1);

A Programação Diária do Operador Nacional do Sistema Elétrico estabelece o despacho centralizado da geração e das reservas de potência a fim de atender à demanda prevista de energia elétrica considerando os limites da rede elétrica, das tecnologias de geração e a incerteza de disponibilidade de equipamentos. O objetivo deste artigo é apresentar os resultados do modelo computacional programado em código aberto implementado na linguagem Julia. O modelo pertence à classe de modelos de unit commitment e considera a cootimização do despacho de geração e das reservas em cada gerador atendendo a critérios de segurança do tipo N-K.

Perguntas e respostas:

A) Quais as considerações dos autores com relação a obtenção do PLD utilizando o modelo proposto?

O trabalho desenvolvido tem por objetivo agregar pontos metodológicos do ponto de vista operativo, despacho e alocação de reservas, atendendo as restrições físicas das unidades geradoras e rede de transmissão. Uma segunda análise pode-se obter o cálculo do CMO. Nosso foco foi voltado para a operação.

B) Existe alguma avaliação entre o modelo proposto e os que são atualmente utilizados para solução de problemas de Unit Commitment que evidencie suas vantagens?

A comparação do modelo proposto com os demais modelos do setor não foi realizada. As contribuições deste trabalho agregam no ponto de vista metodológico de cootimização da energia e reservas, sendo a alocação de reservas de maneira endógena e ótima, com utilização de critérios de segurança de rede e unidades.

C)

### 3.28 - Introdução do Conceito de Flexibilidade na Avaliação da Reserva Operacional

SANDY TONDOLO DE MIRANDA(1); PEDRO C. C. VIEIRA(2); ERIKA PEQUENO(3); MAURO AUGUSTO DA ROSA(4); Leonel C. Magalhães(5); - UFSC(1);UFSC(2);UFSC(3);UFSC(4);INESCTEC(5);

Nos últimos anos a matriz energética mundial vem demonstrando um constante aumento de participação de fontes renováveis. As características de tais fontes de geração impactam sobretudo no planejamento a curto prazo, impondo incertezas à programação da operação do sistema elétrico. Neste contexto, a reserva operacional requer um nível elevado de flexibilidade que assegure uma operação econômica e viável, através do uso correto dos recursos. O presente trabalho propõe a introdução do conceito de flexibilidade da reserva operacional e a formulação do modelo matemático para a avaliação da adequação, considerando as reservas operacional a subir e a descer no cenário brasileiro.

Perguntas e respostas:

A) Os autores apresentaram uma análise da flexibilidade com base numa configuração de 2014 segundo uma estrutura barra única. Quais seriam os impactos da evolução da matriz elétrica desde 2014 até os dias atuais e também da consideração da transmissão sobre os resultados de flexibilidade ?

Na visão atual e futura do sistema elétrico nacional (SIN), os impactos da confiabilidade sob a consideração da capacidade da flexibilidade tendem a ser ainda maiores. Embora o SIN contemple uma matriz energética flexível devido as produções hídricas, as fontes intermitentes vem crescendo rapidamente no Brasil. Isso torna o sistema perceptível a variabilidade e incerteza, trazendo mais impactos no risco do sistema para modular a carga. A consideração da transmissão tem um papel fundamental na flexibilidade do sistema. A geração eólica, no Brasil concentrada no Nordeste, necessita de investimentos na capacidade e novas políticas de intercâmbios que atendam as variações bruscas em períodos inferiores a 1 hora deve, ser avaliadas no Brasil. Para atender o crescimento de geração eólica são necessários investimentos em ações operacionais (políticas de interligação, usinas reversíveis, etc) para assegurar um sistema flexível e confiável.

B) Como deve ser abordada a questão dos custos de operação frente ao conceito exposto de flexibilidade?

O conceito de flexibilidade exposto neste trabalho e baseado no detalhamento tecnológico que se pode alcançar quando se representa uma unidade produtora em ambientes de simulação. Neste trabalho, buscou-se dar maior aderência aos tempos envolvidos na operação de cada unidade produtora, desde a sua entrada em operação até paradas fortuitas causadas por eventos de falha. A resposta tecnológica de cada unidade produtora, define a flexibilidade do sistema produtor. Quando se leva esta avaliação para o ambiente de mercado, onde custos operacionais começam a ganhar importância, se observa uma latência entre o uso de Unidades Hídricas e Unidades Térmicas, principalmente devido as suas respostas tecnológicas. De fato, neste contexto, onde há predominância hídrica, o custo operacional tende a diminuir, pois haverá preferência na utilização das tecnologias hídricas. No entanto, observa-se em outros sistemas, onde há maior predominância térmica, que os investimentos em tecnologias que apresentem respostas para tomada de carga rápidas, são necessárias, principalmente para fazer frente ao crescimento eólico. Diante destas observações, pode-se dizer que em sistemas predominantemente hídricos, há maior encaixe de produção renovável, nomeadamente eólica, onde os custos operacionais tendem a diminuir, em função da combinação Hidro-eólica.

C)

### 3.29 - Incorporação de restrições operativas detalhadas utilizadas na elaboração do Programa Diário de Operação do Operador Nacional do Sistema (ONS) no modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo.

TIAGO NORBIATO DOS SANTOS(1); ANDRE LUIZ DINIZ(2); CARLOS HENRIQUE SABOIA(3); CARLOS EDUARDO VILAS BOAS(4); JOÃO MARCO FRANCISCHETTI FERREIRA(4); FABIANO MOURÃO(4); RENATO CABRAL(5); LUIS FERNANDO ELYS CERQUEIRA DA SILVA(6); CARLOS ALBERTO DE ARAÚJO JUNIOR(4); EROS DANILO MONTEIRO DE CARVALHO(4); ROGER ALOISIO KAMMLER(4); - CEPEL(1);CEPEL(2);CEPEL(3);ONS(4);CEPEL(5);CEPEL(6);

Atualmente para a Programação da Operação e formação de Preço do Sistema Elétrico Brasileiro, é utilizado como ferramenta de apoio o modelo DECOMP com uma base temporal semanal. Com o objetivo de uma maior aderência entre a operação e formação de preço, esta em desenvolvimento o processo denominado Preço Horário, para o qual está sendo aprimorado, com maiores detalhes do sistema, o modelo DESSEM. Neste trabalho são apresentadas as principais funcionalidades implementadas durante o desenvolvimento do Preço horário em conjunto do ONS, responsável pela programação da operação, e do CEPEL, desenvolvedor do modelo DESSEM

Perguntas e respostas:

A) Qual o impacto em termos de tempo computacional de se considerar tais restrições detalhadas?

B) Que barreiras ainda existem para a melhor determinação e compreensão do setor sobre o estabelecimento do Preço Horário?

C)

### 3.30 - Representação de Usinas Hidrelétricas Individualmente e de Forma Agregada na Programação Dinâmica Dual Estocástica - A Abordagem Híbrida

MARIA ELVIRA PIÑEIRO MAÇEIRA(1); ANDRE LUIZ DINIZ(2); CRISTIANE CRUZ(3); DEBORA JARDIM PENNA(4); ALBERT CORDEIRO GEBER DE MELO(5); THATIANA CONCEIÇÃO JUSTINO(6); FELIPE TREISTMAN(7); - CEPEL(1);CEPEL(2);CEPEL(3);CEPEL(4);CEPEL(5);CEPEL(6);CEPEL(7);

Discute-se a abordagem híbrida no modelo NEWAVE, i.e., a representação das usinas hidroelétricas individualmente no todo ou em parte do horizonte de planejamento. Tira-se proveito de ambas as modelagens - propiciando o alcance da acurácia necessária no cálculo da política de operação e sem aumentar demasiadamente o esforço computacional - pela consideração dos benefícios de uma representação individual das usinas hidroelétricas no horizonte mais próximo à tomada de decisão operacional, e tantos reservatórios equivalentes de energia quantos forem necessários para representar a diversidade hidrológica, nos estágios temporais posteriores. Estudos de caso com configurações reais do SIN são apresentados e discutidos.

Perguntas e respostas:

A) Quais os impactos da abordagem híbrida sobre os resultados do modelo DECOMP?

B) Há alguma previsão para que o modelo newave com representação híbrida seja o padrão dos estudos de planejamento da operação?

C)

### 3.31 - Modelagem da função de produção das usinas hidroelétricas considerando as características operativas das unidades geradoras

LILIAN TAKAHATA YOCOGAWA(1); LILIAN CHAVES BRANDÃO DOS SANTOS(2); ANDRE LUIZ DINIZ(2); - UFRJ(1);CEPEL(2);

A modelagem atual da função de produção hidroelétrica no modelo DECOMP relaciona a geração da usina com o turbinamento e o armazenamento, considerando o rendimento da turbina constante. Este trabalho propõe uma modelagem que considera as curvas colinas do conjunto turbina-gerador, que determinam sua eficiência em função do turbinamento e queda líquida, e as zonas proibidas de geração. Realizou-se um tratamento estatístico para obter uma curva colina com eficiências médias, mais adequada para

o despacho semanal. Através de algoritmos heurísticos, otimizou-se a distribuição da geração média da usina entre suas unidades geradoras. Apresentam-se resultados para usinas reais do sistema brasileiro.

Perguntas e respostas:

A) Quais os impactos em termos de tempo computacional da consideração das curvas colinas do conjunto turbina-gerador?

O cálculo das eficiências médias a partir da curva colina é um pré-processamento, sendo realizado antes do processo de otimização do modelo e somente uma vez, podendo ser válido para diversas execuções do modelo. Dessa forma, ele não impacta diretamente no tempo computacional associado ao processo de resolução do modelo.

B) A inserção da curva de colinas na modelagem da função da produção hidrotérmica das unidades geradoras pode trazer ganhos consideráveis na precisão da simulação mesmo considerando uma análise em modelos de longo prazo como descrito no paper?

Os resultados observados no desenvolvimento do trabalho mostraram que, apesar do modelo DECOMP considerar a variação da produtividade com a altura de queda, a consideração de um valor constante de eficiência das turbinas independente do ponto de operação da usina pode provocar resultados pessimistas ou otimistas de geração, mesmo em estudos de médio e longo prazo. Embora, individualmente para cada usina, possa não apresentar diferenças muito relevantes, ao olhar o sistema elétrico brasileiro como um todo, pode refletir em valores significativos. Sendo assim, conclui-se que há ganhos em considerar as eficiências médias no cálculo da função de produção em modelos de médio/longo prazo. É importante ressaltar que a precisão do modelo irá depender da qualidade e aderência do dado de entrada.

C)

Caso houvesse uma redução do repasse da CCC para subsidiar as tarifas dos sistemas isolados, sim, haveria um aumento tarifário que poderia incentivar a adoção de sistemas de GD. No entanto, não há previsão para tal redução. A cobertura dos custos de geração nos Sistemas Isolados é garantida pela Lei 12.111/2009.

### 3.32 - Programação Dinâmica Dual Assíncrona - aplicação ao problema de planejamento de curto/médio prazos da operação hidrotérmica

LILIAN CHAVES BRANDAO DOS SANTOS(1); ANDRE LUIZ DINIZ(1); - CEPEL(1);

Problemas planejamento hidrotérmico de curto/médio prazo podem ser modelados como um problema de otimização estocástica multi-estágios. Quanto maior o horizonte de tempo, dimensão do sistema, detalhamento na representação de incertezas, mais o modelo se aproxima da realidade, porém mais custoso é para resolvê-lo. Este trabalho propõe um método de solução para este problema, baseado na Programação Dinâmica Dual (PDD), porém mais naturalmente adaptável a ambientes multiprocessados, o que visa permitir uma resolução mais eficiente. A estratégia proposta, denominada Programação Dinâmica Dual Assíncrona (PDDA), é validada em estudos de caso de grande porte com o sistema brasileiro.

Perguntas e respostas:

A) Existe algum impacto da adoção da Programação Dinâmica Dual Assíncrona na reprodutibilidade dos resultados? Quais?

Os dois métodos propostos de Programação Dinâmica Dual Assíncrona, PDDA e PDDPA, possuem um comportamento diferente em relação à reprodutibilidade dos resultados. Ambos os métodos, se rodados com uma quantidade fixa de processadores reproduzem os resultados independente da máquina onde estão sendo rodados. No entanto ao alterar a quantidade de processadores, o método PDDPA, para obter melhor desempenho, muda a forma como as informações são transmitidas entre os processos, logo percorre caminhos diferentes até a solução, podendo obter resultados diferentes, dentro das tolerâncias numéricas impostas ao algoritmo. Já o método PDDA não altera a forma como as informações são transmitidas com a quantidade de processadores, logo reproduz exatamente os mesmos resultados, independente da quantidade de processadores.

B) Qual das programações descritas no paper pelos autores apresenta o melhor benefício em relação ao esforço computacional x velocidade e precisão dos resultados obtidos para os problemas do planejamento hidrotérmico?

Considerando o ambiente mono-processado, ou seja, uso apenas de um processador, o método tradicional PDD e o método PDDPA obtiveram resultados semelhantes em termos de esforço computacional e precisão. Considerando o ambiente multi-processado, os métodos assíncronos PDDA e PDDPA obtêm melhores resultados em relação ao esforço computacional, comparado a PDD tradicional, para a maior parte dos casos. O compromisso entre os dois métodos assíncronos se dá na escolha entre reprodutibilidade e tempo computacional, uma vez que o método PDDPA é o mais rápido para qualquer quantidade de processadores, porém não reproduz resultados, enquanto que o PDDA reproduz, mas é um pouco mais lento, quando a quantidade de processos é baixa.

C)

### 3.33 - Despacho ótimo econômico de PCHs com unidades geradoras individualizadas usando programação linear inteira mista considerando PLD horário

RAFAEL FREITAS FERREIRA(1); CASSIANO RICARDO PEREGO(1); GIULIANO PEREIRA(1); MARCIO RIBEIRO FAVERO(1); - ESUL(1);

De acordo com o procedimento de rede do Operador Nacional do Sistema (ONS), as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), que são as centrais hidrelétricas com potência entre 5 MW e 30 MW, com área de reservatório inferior a 13 km<sup>2</sup>, não conectadas à rede básica, não possuem relacionamento com o ONS, e assim, tem condição de determinar o próprio despacho [1]. Além disso, não há obrigatoriedade deste tipo de central hidrelétrica em participar do Mecanismo de Realocação de Energia, podendo o agente escolher expor-se ao risco hidrológico sob a possibilidade de obter maior rentabilidade. Alinhado às condições acima expostas, a possível entrada do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) em base horária, em Janeiro de 2020, vai introduzir nos operadores de PCHs, principalmente àqueles que têm contratos no Ambiente de Contratação Livre, novas oportunidades de incremento na lucratividade e incentivos ao aumento da competitividade [2]. Este informe técnico vai mostrar um comparativo de despacho hidrelétrico de uma das PCHs da Eletrosul considerando o PLD semanal, o PLD horário e o despacho puramente energético.

Perguntas e respostas:

A) A solução do modelo é função de várias premissas definidas pelo usuário, tais como meta da cota de montante, número máximo de partidas de cada UG e vertimento desejado. Como são definidas essas premissas?

As premissas foram impostas com base na atual política de operação.

B) Que conclusões podem ser tiradas sobre a decisão de participar ou não do MRE no cenário de PLD Horário? Em que a análise ajuda esta decisão?

O modelo leva em consideração que a PCH não seria participante do MRE. O modelo perde um pouco o sentido se a PCH está no MRE. Esta abordagem é importante se a empresa em algum momento deixar de participar do MRE.

C) Os autores pretendem, no curto ou médio prazo, ampliar a modelagem desse programa de despacho ótimo de PCHs para que o mesmo (programa) considere também os termos vigentes em contratos como funções limitadoras para o despacho ótimo de energia nas PCHs? Vale ressaltar, como os próprios autores afirmam, que empresas estão cobertas por contratos que devem ser respeitados e esses contratos podem impor funções que podem mudar os resultados das análises apresentadas no paper.

Por enquanto não há este tipo de incentivo pois, a decisão atual da empresa é permanecer no MRE.

### 3.34 - PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO CONSIDERANDO INCERTEZAS DE DEFLUÊNCIA DE USINAS A MONTANTE OPERADAS POR OUTRAS EMPRESAS

MATHEUS DE OLIVEIRA MENDONÇA(1); LAIS CLAUDINE SCHIAVO GOMES(2); PEDRO HENRIQUE FERES CAMPOS(3); EMERSON EUSTAQUIO COSTA(4); TAMARA SAMANTHA FERREIRA COELHO(5); DOUGLAS ALEXANDRE GOMES VIEIRA(6); DIOGO CARNEIRO RIBEIRO BUENO MARTINS(7); - ENACOM(1);ENACOM(2);ENACOM(3);ENACOM(4);ENACOM(5);ENACOM(6);CEMIG GT(7);

Ao analisar o problema da programação diária da operação energética em uma cascata de usinas hidrelétricas, um grande desafio é como considerar as incertezas que interferem na programação de cada usina. Nesse sentido, este trabalho caracteriza as incertezas presentes em cada parcela da afluência total das usinas analisadas: afluência natural incremental e defluências de usinas a montante operadas por outros agentes. Assim, é proposta uma ferramenta capaz de auxiliar na etapa de planejamento, possibilitando a obtenção de uma programação energética mais robusta. Os resultados mostram a viabilidade da estratégia proposta para duas cascatas distintas através de simulações com dados reais

Perguntas e respostas:

A) A partir de primeiro de Janeiro de 2020 o modelo DESSEM passa a ser utilizado oficialmente na programação diária da operação. Qual o impacto do uso oficial do modelo DESSEM sobre a incerteza na defluência das usinas a montante?

Tendo em vista que a incerteza está relacionada à diferença entre a produção energética programada e a real, a utilização do DESSEM afeta, a princípio, apenas a etapa de programação, sendo assim, a operação continua sujeita a incertezas. Atualmente, o processo de consolidação da programação de geração é feito por ferramentas de ajustes manuais a partir da demanda projetada e disponibilidades esperadas. O DESSEM busca melhorar a subjetividade dos ajustes na escala de 30 minutos, utilizando um modelo matemático de otimização na mesma escala. É esperado que o despacho fora da ordem de mérito diminua, porém dado que a operação das usinas hidrelétricas possui maior capacidade de absorver variações dos parâmetros de entrada projetados (carga verificada maior ou menor que o projetado, geração de fontes intermitentes, desligamentos não programados no sistema etc), os desvios tendem a continuar ocorrendo no futuro.

B) Como os autores avaliam as consequências deste tipo de erros, nem sempre considerados, no cenário e preços horários?

Em um cenário de preço horário, a incerteza entre as gerações programadas e verificadas permanece gerando distorções nas sinalizações e alocações de geração. Se trata do mesmo problema atual, porém dada a amplitude de preços durante o dia, a diferença do custo marginal de operação verificado para o período de ponta e o preço formado ex ante pode ser maior. Isto posto, uma análise detalhada das incertezas torna-se ainda mais importante. Considerando um cenário de modelo de formação de preço por oferta, os impactos são mais significativos. Os agentes podem precificar tais incertezas como um fator de risco, oferecendo preços maiores que os necessários. Ou mesmo, ficarem expostos devido a fatores de operação exógenos à sua geração, o que no limite, pode inclusive gerar judicialização do ambiente de contabilização.

C) Por que a defluência de usina a montante operada por outro agente é considerada uma incerteza e no caso de divergências entre os agentes que estão alocados em usinas numa mesma cascata, como se daria o tratamento da programação energética de curto prazo?

Considerar a defluência da usina a montante operada por outro agente como incerta é considerar que devido a demandas de tempo real (como exemplos: necessidade de alterar a geração no SIN, desvios de vazões afluentes, indisponibilidades não previstas, carga e geração de fontes não despachadas verificadas diferente do projetado) a geração

efetivamente realizada de tal usina pode divergir da geração programada, ou seja, o não cumprimento do PDP. Sendo assim, por não ser operada pelo mesmo agente da usina seguinte, tais condições operacionais não são compatibilizadas para o melhor uso da água em uma cascata. Para usinas mais próximas, em que há um tempo relativo de viagem d'água mais baixo, as variações do programa podem impactar ainda mais a operação, levando a vertimentos, paradas e partidas de máquinas não otimizadas. Entretanto, o agente pode realizar sua programação já considerando uma faixa de tolerância aceitável para a geração que torne o programa mais robusto aos possíveis desvios em relação ao programa da outra empresa, principalmente no que diz respeito a não violação de restrições operativas (ambientais, limitações de unidades geradoras etc). Esta tolerância deriva da consideração de incertezas em cima do valor previsto de geração/defluência da usina a montante em uma simulação da operação da cascata como um todo; ou simplesmente, ao considerar incertezas relacionadas a afluência da usina. Verifica-se então uma banda de cenários gerados pela variação da vazão afluente onde se preserva a não violação das restrições. Tal robustez tem seu maior impacto visto na operação, considerando que o valor a princípio programado pode ser mais facilmente praticado; restrições operativas, ambientais e elétricas são mais facilmente asseguradas. Há também a possibilidade de re-otimizar a operação em tempo real, em que se tem uma realimentação das informações como vazão afluente, níveis de reservatório, etc.

### 3.35 - IMPACTO DA MODELAGEM DA FUNÇÃO DE PRODUÇÃO HIDRELÉTRICA NO PROBLEMA DA PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO ELETROENERGÉTICA

GILSEU VON MUHLEN(1); ERLON CRISTIAN FINARDI(1); MURILO REOLON SCUZZIATO(2); - UFSC(1);IFSC(2);

Este trabalho apresenta uma comparação de diferentes modelagens para a função de produção hidrelétrica (FPH) aplicadas ao problema da Programação Diária da Operação Eletroenergética. A FPH é representada por meio de uma análise baseada em aproximações lineares por partes, com duas abordagens. A primeira faz uso de um algoritmo de Convex Hull (CH) para construir uma envoltória superior da FPH não linear original, a qual mantém a convexidade do modelo. Por sua vez, na segunda abordagem resolve-se um problema de programação quadrática inteiro misto (PQIM) para definir cada hiperplano. Neste caso, o objetivo consiste em minimizar a soma do erro quadrático (EQ) em relação a FPH não linear, sendo que restrições são incluídas no PQIM para assegurar a convexidade do modelo. As duas abordagens geram modelos de função de produção que representam as unidades geradoras (UG) de forma individualizada ou agregada, i.e., todas as unidades de uma usina representadas por uma única unidade equivalente. Assim tem-se diferentes formas para se considerar a FPH no problema, i.e., CH e EQ com representações agregadas e individualizadas das UGs. Para analisar o impacto dessas diferentes abordagens utiliza-se um sistema baseado no Sistema Interligado Nacional, composto por 152 UHEs, 132 usinas térmicas e 5 subsistemas.

Perguntas e respostas:

A) Os autores colocam que o modelo ph3 é o que apresenta melhor desempenho. Porém, este modelo considera a agregação das unidades geradoras. A partir da solução da PDE utilizando o modelo ph3, como tratar a questão da divisão do turbinamento entre as unidades geradoras de modo a evitar inviabilidades?

B) Dentre as diferentes modelagens apresentadas no paper, mais especificamente, qual seria a melhor modelagem para o tratamento da função de produção hidrelétrica ao problema da programação diária da operação eletroenergética discutida?

C)

**Comentário:** Houve mudança no título do artigo. O título que consta no documento submetido é "IMPACTO DA MODELAGEM DA FUNÇÃO DE PRODUÇÃO HIDRELÉTRICA NO PROBLEMA DA PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO ELETROENERGÉTICA", diferente do que consta no sistema.

### 3.36 - As mudanças na regulação do Setor Elétrico brasileiro e a busca pela qualidade da prestação dos serviços de transmissão na Chesf

ANGELA CRISTINA DE SOUZA LEITAO GUIMARAES(1); CLÁUDIO PEGADO DE ARAÚJO(1); PEDRO HENRIQUE BURLE DE SOUZA(1); - CHESF(1);

A Resolução Normativa ANEEL n° 270/2007 estabeleceu as primeiras disposições relativas à qualidade da prestação do serviço de transmissão no Brasil. Desde então, a regulação vem sofrendo aprimoramentos que afetaram o planejamento da Operação e Manutenção das empresas, requerendo uma maior capacitação das suas equipes e novas estratégias para a sua gestão de ativos. Este trabalho tem o objetivo de fazer uma análise sobre as principais mudanças regulatórias que afetaram o planejamento de intervenções ao Sistema, até a implantação da ReN n° 782/2018 e ainda apresentar as melhorias implementadas pela Diretoria de Operação da Chesf e os seus resultados.

Perguntas e respostas:

A) Que ações a CHESF tem tomado para procurar se antecipar com relação a insegurança regulatória?

As mudanças regulatórias do Setor Elétrico são precedidas de Consultas Públicas e/ou Audiências Públicas, promovidas pela ANEEL. Para contribuir positivamente sobre as propostas do Regulador, a Chesf participa de grupos de estudo e forças-tarefas com outras empresas do Setor, através de iniciativas particulares ou das associações setoriais, como a ABRATE. Internamente, para diminuir os impactos causados por eventuais mudanças na regulação, a equipe de qualidade da operação da Chesf mantém fóruns mensais com as equipes técnicas, fazendo o alinhamento sobre as dificuldades e necessidades de ajustes nos seus processos. No planejamento, são realizados realinhamentos periódicos das intervenções sob três horizontes: mensal, trimestral e anual.

B) Que tipo de iniciativa contempla a necessidade de priorizar a prestação de serviço, em especial no aspecto da segurança operativa, frente à demanda de minimizar indisponibilidades dos equipamentos (ex. pressa na liberação de equipamentos em falha)?

Os resultados de disponibilidade sustentada da Chesf ao longo dos anos revelam o nível de amadurecimento das suas equipes técnicas. Entretanto, este é um trabalho que requer investimentos prévios. Até a chegada do momento de uma intervenção programada ou de urgência/emergência foram investidas horas de treinamentos em manutenção, simulação de contingências para operadores de sistema e de instalação, elaboração de roteiros de manobras mais eficientes, além de estudos para o uso de novas técnicas e tecnologias. Apropriar os técnicos envolvidos, sobre conhecimentos regulatórios e os impactos nos seus processos, também é essencial para sua responsabilização nos negócios da empresa.

C)

## 4.0 TÓPICOS PARA DEBATE

O GOP realizará, em conjunto com o GDS e o GDI, um Painel Técnico intitulado "Desafios para o desempenho do Sistema Interligado Nacional, decorrentes do aumento da geração renovável intermitente integrada em todo Sistema e propostas de solução". Os palestrantes convidados e confirmados são: Ciceli Martins Luiz - CEMIG; Sergio Luis Varricchio - CEPTEL; Flávio Guimarães Lins - ONS e Carlos Alberto Calixto Mattar - ANEEL.

## 5.0 CONSTATAÇÕES FINAIS 1

Destacamos a segurança do sistema como uma preocupação que se mantém e a reprodutibilidade de soluções como um aspecto que ganha cada vez mais importância. São frequentes problemas de programação energética e hidrologia.

## 6.0 CONSTATAÇÕES FINAIS 2

São crescentes a expectativa e a busca de conhecimento mais detalhado do DESSEM neste momento que antecede sua entrada em operação oficial. Os novos empreendimentos de interligação entre as regiões Norte e Sudeste (bipolos do Xingu) despertam interesse.

## 7.0 CONSTATAÇÕES FINAIS 3

O desenvolvimento de novas e mais modernas ferramentas de tempo real vem exigindo melhor capacidade analítica dos operadores da sala de controle para permitir o máximo aproveitamento de seus resultados. Mudanças na regulamentação e clima continuam trazendo desafios