

Grupo de Estudo de Planejamento de Sistemas Elétricos (GPL)

## RELATÓRIO ESPECIAL PRÉVIO

Valdson Simoes De Jesus - ELETROBRAS  
Paulo Cesar Magalhães Domingues - MME  
Fernando Rodrigues Alves - CHESF

### 1.0 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Dos 74 resumos enviados, foram aprovados 36 e encaminhados 31 Informes Técnicos. Observou-se um grande interesse no tema planejamento energético com enfoque nas questões de atendimento a ponta, representação das usinas eólicas e biomassa para os estudos de planejamento da oferta. Na área de transmissão os temas foram variados incluindo planejamento da transmissão e distribuição e o planejamento do sistema de transmissão considerando a integração de usinas intermitentes (eólicas, biomassa, etc) e geração distribuída.

### 2.0 CLASSIFICAÇÃO DOS INFORMES TÉCNICOS

Os Informes Técnicos foram classificados em 06 grupos de acordo com os temas abordados: **Metodologias para previsão de mercado de energia elétrica e alocação de perdas; Planejamento da oferta; Planejamento da transmissão e distribuição, Tarificação da Transmissão e Impactos regulatórios e ambientais.**

No primeiro grupo foram considerados os informes técnicos que abordam técnicas de previsão de mercado e alocação e definição de responsabilidades em sistema de distribuição. O segundo grupo aborda os aspectos do Planejamento da oferta considerando a diversificação da matriz energética por meio de fontes convencionais e não-convencionais, riscos, atendimento a demanda máxima e planejamento integrado da geração e transmissão. O terceiro grupo enfoca a integração de geração eólica e PCH, metodologias de planejamento da distribuição, impacto da geração, redes inteligentes e ampliação de grandes troncos de transmissão. No quarto grupo são apresentadas metodologias para a tarifa de uso do sistema transmissão. No quinto grupo são abordadas questões sobre mitigação ou realocação de riscos de atrasos da transmissão devido a questões ambientais e questões regulatórias e ambientais para integração energética entre países.

#### 2.1 212 Metodologias para previsão de mercado de energia elétrica.

#### 2.2 213 Planejamento da oferta considerando a diversificação da matriz energética.

- 123 - IMPACTOS DA INSERÇÃO MASSIVA DE FONTES INTERMITENTES DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NA OPERAÇÃO DE SISTEMAS INTERLIGADOS
- 167 - APLICAÇÃO DA TEORIA DE PORTFÓLIO DE MARKOWITZ PARA OTIMIZAÇÃO DA CARTEIRA DE INVESTIMENTOS DE GERAÇÃO EÓLICA E PCHS NO BRASIL
- 230 - VARIABILIDADE DO RECURSO EÓLICO E POSSÍVEIS IMPACTOS NO SIN
- 237 - OS CRITÉRIOS ENERGÉTICO-ECONÔMICOS UTILIZADOS NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: REFLEXÕES SOBRE ALGUNS MITOS E A NECESSIDADE DE UMA NOVA AGENDA.
- 246 - PROPOSTA DE INSERÇÃO DO ARMAZENAMENTO NÃO CONVENCIONAL NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO
- 258 - OS CUSTOS INTRÍNSECOS DA EXPANSÃO DA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA ATRAVÉS DE FONTES INTERMITENTES
- 272 - MATRIZ ENERGÉTICA EM 2030: PROJEÇÃO DOS INVESTIMENTOS NECESSÁRIOS E ADEQUAÇÃO A MUDANÇAS CLIMÁTICAS
- 362 - USINAS HÍBRIDAS EÓLICO-FOTOVOLTAICAS: ESTUDOS DE CASO COM FOCO NA COMPLEMENTARIEDADE ENTRE FONTES
- 401 - ESTUDO DE DISPONIBILIDADE DE INJEÇÃO DE POTÊNCIA PARA ORIENTAÇÃO AOS ACESSANTES QUANTO AO PONTO DE CONEXÃO
- 414 - PROPOSTA DE UMA NOVA FUNÇÃO DE ACOPLAMENTO HIDRÁULICO ENTRE RESERVATÓRIOS EQUIVALENTES EM PROBLEMAS DE PLANEJAMENTO HIDROTÉRMICO DE MÉDIO PRAZO
- 429 - APRIMORAMENTOS NA METODOLOGIA DE SUPERFÍCIE DE AVERSÃO AO RISCO (NOVA SAR) PARA O PROBLEMA DE PLANEJAMENTO DE MÉDIO/LONGO PRAZO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS.
- 432 - ESTUDO E INSERÇÃO DA GERAÇÃO DE SÉRIES SINTÉTICAS PARA A ENERGIA EÓLICA NA OTIMIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL
- 452 - AVALIAÇÃO DO IMPACTO DO AUMENTO DA PARTICIPAÇÃO DE FONTES INTERMITENTES E SAZONAIS SOBRE A OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO
- 460 - ANÁLISE DE ATENDIMENTO À PONTA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO CONSIDERANDO CONCEITOS DE CONFIABILIDADE MULTI-ÁREA
- 533 - AVALIAÇÃO DO EFEITO DE SECAS SEVERAS NO BRASIL E DE MECANISMOS QUE REDUZEM O IMPACTO AOS AGENTES DO SETOR

#### 2.3 214 Planejamento da transmissão considerando incertezas

- 107 - CONEXÃO DE PARQUES DE GERAÇÃO EÓLICA AO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL
- 139 - CONFIABILIDADE DE REDES DE TRANSMISSÃO E SUBTRANSMISSÃO CONSIDERANDO FALHAS EM EQUIPAMENTOS DE SUBESTAÇÕES: UMA FERRAMENTA PARA O PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS
- 295 - OS DESAFIOS SUPERADOS NO PLANEJAMENTO DA SOLUÇÃO MTS - MIXED TECHNOLOGY SUBSTATION NA SUBESTAÇÃO GRAVATÁ 2
- 305 - PERSPECTIVAS DA GERAÇÃO EÓLICA NO BRASIL: A QUESTÃO DA TRANSMISSÃO COM ENFOQUE NAS INSTALAÇÕES COMPARTILHADAS DE GERAÇÃO
- 375 - EXPANSÃO DA INTERLIGAÇÃO ENTRE AS REGIÕES N/NE E SE/CO: CONDICIONANTES DE SUA CONCEPÇÃO E BENEFÍCIOS PARA O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL
- 393 - RECAPACITAÇÃO DOS BANCOS DE CAPACITORES-SÉRIE DA INTERLIGAÇÃO NORTE-SUL: PROPOSIÇÃO DE AMPLIAÇÃO DA CAPACIDADE DESSA INTERLIGAÇÃO A CUSTOS COMPETITIVOS

- 413 - REFORÇOS CONJUNTURAIS PROPOSTOS AO CMSE PARA ALIVIAR O ATRASO DE OBRAS DA TRANSMISSÃO
- 428 - UMA PROPOSTA DE UTILIZAÇÃO DO HVDC DE FURNAS NA SUBESTAÇÃO DE FOZ DO IGUAÇU TRANSMITINDO ENERGIA DE ITAIPU 60HZ
- 440 - DESAFIOS PARA A EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO PARA ATENDIMENTO ÀS REGIÕES METROPOLITANAS - CASO DA GRANDE SÃO PAULO.
- 453 - REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES (REI) E OS REATORES COM SATURAÇÃO NATURAL (RSN): ESTADO DA ARTE E PERSPECTIVAS DE UTILIZAÇÃO NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

#### 2.4 215 Desafios na integração de grandes blocos de geração

- 66 - VIABILIDADE DE INSERÇÃO DE UM SISTEMA 1000 KV NA REDE ELÉTRICA BRASILEIRA
- 323 - AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA DA FONTE EÓLICA DA REGIÃO NORDESTE E SEU IMPACTO NA TRANSMISSÃO
- 386 - PERSPECTIVAS DE INSERÇÃO DE NOVOS ELOS CCAT NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL, CONSIDERANDO UM NOVO CENÁRIO CRÍTICO.
- 394 - OS DESAFIOS PARA INSERÇÃO GRANDES BLOCOS DE ENERGIA RENOVÁVEIS NA REGIÃO NORDESTE
- 439 - CONTROLE DE DESPACHO DE POTÊNCIA DE GERADORES DISTRIBUÍDOS E ARMAZENAMENTO EM UMA MICRORREDE

#### 2.5 216 Tarifação da transmissão e da distribuição, valoração das perdas e custos de referência

- 241 - ANÁLISE DAS REPERCUSSÕES QUE ALTERAÇÕES NAS REDES ELÉTRICAS DE DISTRIBUIÇÃO PROVOCAM NOS SINAIS LOCACIONAIS DA TARIFA DE USO DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO
- 536 - ATIVOS DEPRECIADOS NO SETOR DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

#### 2.6 217 Novas metodologias para avaliação e monitoramento de impactos socioambientais

- 314 - UMA ANÁLISE CLIMÁTICA E ENERGÉTICA SOBRE A REDUÇÃO DAS VAZÕES DO RIO SÃO FRANCISCO E SEU IMPACTO NO SIN

#### 2.7 218 Integração eletro-energética na América Latina:

### 3.0 RELATÓRIO SOBRE OS INFORMES TÉCNICOS

#### 3.1 - IMPACTOS DA INSERÇÃO MASSIVA DE FONTES INTERMITENTES DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NA OPERAÇÃO DE SISTEMAS INTERLIGADOS

JR, F.A.D.A.P.(1);BARBOSA, P.S.F.(2);FILHO, M.D.A.L.(3); - SINERCONSULT(1);UNICAMP(2);VENIDERA(3);

As fontes intermitentes de energia elétrica possuem diversos atributos: baixa intensidade de carbono, possibilidade de expansão modular, eficiência em responder a incentivos públicos, custos decrescentes e sua contribuição para a segurança energética pela diversificação. Esta contribuição no entanto deve ser entendida com restrições, pois uma penetração acentuada irá requerer operação mais complexa, startups mais frequentes, carga mínima assegurável de térmicas sendo demandadas com maior frequência e maior custo operativo (aumento do uso de combustíveis e custos transversos entre diferentes usinas). O artigo aborda a complexidade crescente deste contexto discutindo alternativas que irão se apresentar para minimizar dificuldades consideradas.

Perguntas e respostas:

A) O autor poderia destacar qual seria o impacto de uma possível concentração de FI em determinadas regiões?

Países e regiões que possuem uma diversidade geográfica contam com o fator de diversidade da intermitência dos ventos e ou das fontes de insolação. Este fator é tão relevante que existem diversas experiências que tentam minimizar o risco da intermitência pela diversificação de investimentos utilizando-se técnicas de otimização de carteiras desenvolvidas por Markowitz e utilizadas frequentemente no mercado financeiro. A título de exemplo citamos a recente tese de doutorado apresentada na Escola Politécnica da USP sobre este assunto: Aplicação da Teoria de Portfólio de Markowitz para a Geração de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos Eólicos no Brasil (autoria Franklin K. Miguel). Além disto, levando-se em conta o sistema elétrico brasileiro, que é quase que totalmente interligado, o impacto por conta da adoção da energia eólica concentradas em algumas regiões (como é o caso da região nordeste e sul) traz imensos desafios para a operação. Isto ocorre pois, uma vez que um dado subsistema possuir predominantemente FIs, os intervalos de tempo que estas FIs não estiverem produzindo energia deverão ser supridos por outras fontes convencionais ou através de intercâmbio. A experiência internacional mostra que a utilização de fontes convencionais nestes intervalos de tempo é sempre muito cara e, no caso do Brasil, por conta do potencial hidrelétrico, a utilização do intercâmbio seria uma opção potencialmente viável. Entretanto, como se sabe, no Brasil os subsistemas são interconectados por poucas grandes linhas de transmissão, o que gera, por outro lado, um desafio para o Operador Nacional do Sistema (ONS) que, por questões de segurança do sistema, preferirá evitar o carregamento excessivo destas linhas de transmissão.

B) Considerando o sistema brasileiro, qual das alternativas apresentadas é mais promissora? Sistemas de transmissão mais robustos?

A questão colocada é de alta complexidade, mas certamente tornar os sistemas de transmissão mais robustos representa uma alternativa de grande importância em prazos mediatos, ainda mais quando se leva em conta que as hidrelétricas têm potencial de atuarem como o complemento perfeito às FIs (por conta da rápida resposta de despacho) desde que não existam restrições de transmissão. Entretanto, estudos publicados pelo NREL em 2012 (Renewable Electricity Futures Study ? Vol. I-IV) indicam que as estratégias irão necessitar de amplo espectro de alternativas. A diversidade de fontes de geração, o desenvolvimento de técnicas complexas para otimização da operação, tecnologias de armazenamento, e regulações que incentivem a Resposta da Demanda também precisarão ser contempladas. Para se ter a dimensão da importância dessa questão, o referido estudo contempla ainda cenários de alteração demográfica visando contar com alterações da concentração urbana futura nas considerações desse sensível equilíbrio.

C) Por ser o Brasil um país de dimensões continentais, com fontes intermitentes diversificadas e de comportamentos distintos por região, é possível afirmar que o impacto da inserção dessas fontes na operação do sistema elétrico não é um problema tão grande quanto parece, pois os processos de produção de energia elétrica são complementares. Qual a opinião dos autores? Realmente São complementares?

Não resta dúvida que o Brasil tem sido privilegiado pela nossa abundância de fontes alternativas e que em muitos casos apresentam características de complementaridade. No entanto a elevada concentração de usinas eólicas na região Nordeste, aliás onde deverá ocorrer a maior parte das expansões dessas energias intermitentes (considerada também as fontes solares) levam a uma ampliação do risco. Conveniente para caracterização dessa situação nos reportarmos a apresentação de Alessandra Maciel de Barros no ?Brazil Wind Power-2017? ? Integração de Fontes renováveis não despacháveis no SIN, que identifica situações de dependência das fontes eólicas que em situações pontuais chega a patamares da ordem de 60% de todo o abastecimento da região Nordeste. Finalmente, vale destacar que esta complementariedade só poderá ser explorada mediante inexistência de restrições de transmissão e tornar um sistema de potência com poucas ou nenhuma restrição de transmissão é física e economicamente inviável.

**Comentário:** Solicita-se ao autor enviar versão sem estar no modo revisão.

#### 3.2 - APLICAÇÃO DA TEORIA DE PORTFÓLIO DE MARKOWITZ PARA OTIMIZAÇÃO DA CARTEIRA DE INVESTIMENTOS DE GERAÇÃO EÓLICA E PCHS NO BRASIL

OENING, A.P.(1);MARCILIO, D.C.(1);DETZEL, D.H.M.(1);MEDEIROS, L.D.(1);MIGUEL, F.K.(2);MANSUR, A.R.(2); - LACTEC(1);COPEL(2);

Este estudo tem como objetivo aplicar a teoria de portfólios de Markowitz para a definição da quantidade de energia a ser contratada por pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e geradores eólicos distribuídos pelo Brasil, visando obter uma carteira otimizada de empreendimentos com a mínima volatilidade de geração. Os resultados obtidos demonstram que a carteira formada pela composição conjunta entre as usinas eólicas e PCHs tem desempenho superior, ou seja, aumento da expectativa de geração ou redução do risco se comparada com as carteiras obtidas para cada tipo de fonte individualmente.

Perguntas e respostas:

A) Os autores consideraram a alocação na curva de carga de cada uma das fontes analisadas, ou apenas a diversificação espacial e complementaridade? Considerando a impossibilidade de uso de térmicas à gás, a eólica e solar poderiam ser alternativas seguras de expansão?

Não foi considerada a alocação na curva de carga das fontes analisadas, somente a diversificação espacial e a complementaridade de geração entre as duas fontes. A questão comparativa entre térmicas e fontes renováveis não foi abordada nesse estudo.

B) No estudo elaborado, qual o percentual ideal de participação de PCHs e eólicas numa carteira de projetos otimizada?

O percentual ideal de participação de cada tipo de fonte considerada no estudo depende do risco e do retorno desejado. Por exemplo, a carteira que apresenta o menor risco (retorno) possui 9% de participação de fontes eólicas e 92% de PCHs. Conforme o risco aumenta, a participação de eólicas cresce, até atingir o valor máximo de 75% de eólicas versus 25% de PCHs.

C) Os autores avaliaram os custos de geração das diferentes carteiras, visando obter, não apenas a carteira com a mínima volatilidade de geração, mas também a de

menor custo?

Não, esse estudo foi realizado somente considerando a geração das plantas, não foram avaliados os custos de geração das fontes.

### 3.3 - VARIABILIDADE DO RECURSO EÓLICO E POSSÍVEIS IMPACTOS NO SIN

SOUZA, G.B.H.D.(1);LOPES, J.C.(1);ROSA, F.A.F.(1); - EPE(1);

Este trabalho analisa a variabilidade, em intervalos de 10 minutos e de 1 hora, da geração eólica na região Nordeste do Brasil. Verifica também a frequência e duração dos períodos de baixa geração (calmarias) e o efeito da dispersão geográfica da geração eólica através de simulações da geração baseadas em medições anemométricas realizadas em parques eólicos entre janeiro de 2012 e dezembro de 2015, visando ressaltar seus possíveis impactos no planejamento e na operação do sistema. Os resultados apresentados mostram a importância da distribuição espacial dos parques eólicos na atenuação da variabilidade e da calmaria da fonte. A redução da variabilidade foi observada com a diminuição de uma máxima variação, em intervalos de 1 hora, de 29% da potência simulada para a configuração com parques na Bahia, Ceará e Rio Grande do Norte, para uma máxima variação de 22% da potência simulada para uma configuração com maior dispersão geográfica incluindo parques na Bahia, Ceará, Pernambuco, Piauí e Rio Grande do Norte. Para essas configurações obteve-se uma redução da calmaria de 25 ocorrências de geração até 5% da potência instalada para somente 3 ocorrências na configuração com maior dispersão geográfica. Também foi observado um efeito positivo na disponibilidade da geração e no seu valor de potência graças à dispersão geográfica. Esse ganho foi de em média 6% da capacidade instalada em geração entre as probabilidades acumuladas de 5% e 95%, quando comparadas as configurações mais e menos dispersas geograficamente.

Perguntas e respostas:

A) Foram apresentados resultados de simulações com duas configurações diferentes, uma com menor e outra com maior dispersão geográfica, porém a potência considerada em cada configuração não foi a mesma. Foi feita alguma simulação mantendo a mesma potência nas duas configurações?

A maior potência é justamente o resultado da agregação de mais parques. Vale indicar que o agrupamento com menos parques e menor potência é um subconjunto do agrupamento com maior potência. Contudo, não foi efetuada nenhuma simulação com a mesma potência.

B) Os resultados apresentados no trabalho foram de simulações feitas para o ano de 2015. Foram feitas simulações para outros anos para ver se o resultado se mantém?

Não foram feitas mais simulações pois somente tínhamos dados para a configuração com maior número de parques para 2015.

C) Qual o impacto na variabilidade e na calmaria, se no estudo fossem incluídos os parques eólicos do Rio grande do Sul?

Os parques do Rio Grande do Sul ainda não foram avaliados nesta perspectiva conjunta por dois motivos, o primeiro por estarem em outro subsistema e o segundo por terem um regime de ventos bem distinto do nordeste, onde já observamos maior variabilidade do recurso. Contudo a avaliação é válida e deve ser feita em breve.

### 3.4 - OS CRITÉRIOS ENERGÉTICO-ECONÔMICOS UTILIZADOS NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: REFLEXÕES SOBRE ALGUNS MITOS E A NECESSIDADE DE UMA NOVA AGENDA.

DUARTE, L.C.G.(1); - GPM(1);

A presente IT não tem a finalidade de definir os critérios a serem utilizados pelo Planejamento da Expansão de Geração de Energia Elétrica (PEGEE), mas sim convidar os profissionais, acadêmicos e demais interessados a refletirem se os critérios hoje usados são suficientes para a configuração de um sistema que, gradativamente, está diminuindo a sua vantagem comparativa representada pela regularização plurianual e que está aumentando as participações tanto de usinas termoeletricas, com predominância de suprimento a gás natural, quanto fontes alternativas de energia (eólica, solar e biomassa). Talvez uma parte da resposta esteja nos fundamentos que deram origem as atuais abordagens.

Perguntas e respostas:

A) Como no informe técnico privilegiaram-se as métricas relacionadas à energia, gostaria da opinião do autor sobre propostas relacionadas à operação, ao planejamento e a comercialização que poderiam minimizar o crescente problema enfrentado no atendimento da ponta do Sistema Elétrico Brasileiro.

Com um passado representado por estruturas monopolísticas e verticalmente integradas, um planejamento centrado e recursos hídricos abundantes possibilitaram que fosse desenvolvido um sistema hidrotérmico, com predominância hidroelétrica associada a uma capacidade de regularização plurianual de um conjunto de reservatórios. Tal fato favoreceu a ideia de construção de grandes projetos hidroelétricos em razão de economias de escala. Esta vantagem comparativa implicou que a expansão da geração de energia elétrica fosse proveniente da construção de barragens e usinas ao invés da demanda máxima. Sendo assim, os estudos de confiabilidade no segmento de geração privilegiaram o nível hierárquico zero (NH0) em relação ao nível hierárquico 1 (NH1). O primeiro leva em conta apenas a disponibilidade das fontes primárias de geração (água e combustíveis) e tem como indicador mais usual o risco de déficit de energia. Já o segundo contempla a disponibilidade de equipamentos de geração ou transmissão, variações de carga ou perda de potência nas centrais hidroelétricas causadas pelo deplecionamento dos reservatórios no período seco. Neste caso, o indicador mais usual é a probabilidade de déficit de potência ou de interrupção por falta de capacidade geradora (LOLP ? Loss of Load Probability). Apesar das metodologias para o cálculo de disponibilidades e suprimentos de energia e potência terem sido desenvolvidos concomitantemente nas décadas de 1970 e 1980, com as participações dos planejamentos de operação (Grupo Coordenador para Operação Interligada-GCOI) e expansão (Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos ? GCPS). Desta maneira, o que se viu foi uma maior importância no cálculo da oferta de energia e como a mesma seria rateada no conjunto de usinas que forma o sistema. Como consequência aconteceu uma discórdia entre os planejamentos de expansão da geração (abordagem energética) e transmissão (abordagem elétrica) quanto a questão da confiabilidade uma vez que o último privilegiou a confiabilidade de potência. Portanto, tornou-se complicado um comportamento agregativo geração-transmissão em busca de uma otimização global. A mudança para um Sistema Hidrotérmico, com diminuição crescente de capacidade de regularização e a inserção de fontes intermitentes de energia fez com que a análise de atendimento de ponta começasse a ser preocupação da EPE a partir de 2016. Entretanto, como informa o agente planejador, devem ser realizados novos estudos que garantam atendimento a qualquer hora do dia e não apenas para a demanda máxima. Por fim, cabe destacar que a Nota Técnica no 5/2017 do Ministério de Minas e Energia, Proposta de Aprimoramento do Marco Legal Brasileiro, contempla um mercado de capacidade ou o que passou se chamar de separação entre lastro e energia. Neste caso, a capacidade de geração (lastro) é contratada de forma mandatária enquanto o qual complementar a remuneração obtida no mercado de energia. Desta maneira, os consumidores contratam antecipadamente o lastro e têm a liberdade de contratar ou não a energia.

B) Qual a opinião do autor sobre a utilização de mecanismos de aversão a risco como o CVAR e a SAR nos Programas Decenais de Expansão e na metodologia de definição da Garantia Física de aproveitamentos Hidroelétricos. Não estaríamos fugindo da Otimização Energética do Sistema com metodologias conjunturais de curto prazo?

O desenvolvimento de mecanismos de aversão a risco utilizados na Indústria de Energia Elétrica Brasileira (IEEB) tem como objetivo a segurança do sistema. Dado que o despacho da geração é realizado de maneira centralizada as métricas Custo Marginal de Operação (CMO) e Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) são resultados de uma cadeia de modelos que utilizam a otimização estocástica. Tal ferramenta matemática tem como objetivo criar uma política ótima de operação que, a partir de um conjunto de possíveis cenários de afluência aos reservatórios, minimize a soma do custo esperado de geração térmica e do custo econômico de déficit. A primeira representação de mecanismo de aversão a risco utilizada pela IEEB, conforme apresentado num excelente artigo da PSR (Energy Report: Formação de preço com aversão ao risco), está relacionado ao prêmio de risco obtido quando se calculava o Custo Implícito do Déficit de Energia (CIDE). Este era calculado a partir da igualdade entre os custos marginais de expansão e operação advinda por meio de simulações, que ajustavam o programa de obras ao risco anual de déficit de energia pré-estabelecido (5%). Com a inserção de competição no segmento de geração tal cálculo sofreu descontinuidade e o custo de déficit de energia começou a ser apresentado de maneira explícita. O raciocínio de energia em 2001 ensejou a introdução de mecanismos de aversão a risco nos modelos utilizados pela IEEB. Começou-se primeiro com a Curva de Aversão à Risco (CAR), o Procedimento Operativo de Curto Prazo (POCP), Conditional Value at Risk (CVAR) e a Superfície de Aversão a Risco (SAR). Os procedimentos de CAR, POCP e SAR representam uma metodologia de reserva energética de segurança. A desvantagem do CAR de não representar de forma correta os intercâmbios de energia entre regiões foi resolvido tanto pela PSR (SAR) quanto pelo ONS (POCP). Sua diferença está em razão da SAR ser representado no cálculo de política ótima. Já o CVAR não se preocupa com modificação no custo de déficit (CIDE) ou nas decisões operativas (CAR, POCP e SAR) e sim nas probabilidades dos cenários de vazão. Sendo assim, é escolhido um parâmetro que representa um conjunto de séries que resultariam em déficits (?) os quais são valoradas pelo parâmetro ? (cf: Edvaldo Santana ? CAR, POCP, CVAR e SAR: entre guepardos, antílopes e cachorros loucos). Tudo sinaliza que a IEEB irá utilizar o SAR. Entretanto, quaisquer um desses mecanismos apresentam vulnerabilidades quando aplicadas num ambiente em que existe uma centralização excessiva da formação do preço spot como acontece na IEEB (cf: Edvaldo Santana ? Risco hidrológico versus risco regulatório). Além disso, os vários procedimentos apresentados derivam de modelos de aversão a risco utilizados no mercado financeiro. Estes obedecem as hipóteses de eficiência de mercado onde o grau de aversão ao risco depende de decisões individuais e não a partir do comportamento de um operador que será responsável, por exemplo, de calibragens de parâmetros (CVAR) os quais podem não representar as expectativas dos geradores hidráulicos e aumentos nos custos do sistema. Quando esta técnica foi aplicada resultou em condições de suprimento críticas no biênio 2014-2015. Cabe observar que mesmo no mercado financeiro as hipóteses dos mercados eficientes, onde os agentes ao tomarem uma decisão seguem um padrão axiomático, racional e maximizador, são rejeitados pela ótica da economia e finanças comportamentais. Neste caso, Kahneman e Tversk mostraram que em diversos casos os agentes podem apresentar mais aversão as perdas do que a riscos (cf: Prospect Theory: An Analysis of Decision Under Risk). Outra questão que merece reflexão está relacionada as características físico-operativas dos empreendimentos hidroelétricos e, em particular, a produtividade. Espera-se que a proposta recente de reforma na organização da IEEB possa ser o caminho de uma transição energética que reduza o planejamento centralizado e que possa inserir mais ativamente o mercado financeiro (bancos, seguradoras, BM&FBOVESPA) no intuito de oferecer instrumentos de proteção. Tal fato, poderá ajudar na difusão de geração descentralizada, em novos modelos de negócio, na redefinição do papel do consumidor, etc. Sendo assim, possibilitará uma redução nas variáveis políticas que proporcionaram o desenvolvimento de metodologias conjunturais.

C) Como o autor vê a influência nos custos da expansão decorrente da principal mudança, que consistiu na introdução do critério probabilístico em substituição ao determinístico? Com as perspectivas de diversificação da matriz elétrica nacional, em particular o aumento da penetração da geração distribuída, que modificações o autor vê como necessárias aos critérios atuais e sua evolução futura?

Até a primeira metade da década de 1980 o critério de garantia de suprimento, chamado de critério tradicional, era baseado na energia firme e no período hidrológico crítico o qual estabelecia a garantia total de atendimento caso ocorresse vazões iguais ou superiores que as registradas no passado (comportamento passado se repete no futuro). Tal procedimento implica um risco implícito de não atendimento aos requisitos de energia. A partir de 1986 é estabelecido o critério de energia garantida a um risco de déficit pré-fixado. Esta metodologia feriu o critério tradicional em razão da utilização de programação dinâmica estocástica o qual estabelecia as regras de operação térmica e intercâmbio entre subsistemas ao invés de curvas-guia. Conforme comentado no IT o valor estabelecido foi de 5% a.a.. Sendo assim, a estimativa do custo de expansão era calculada a partir de uma visão marginalista. Entretanto, dada a especificidade do sistema elétrico brasileiro (predominância hídrica e grande capacidade de regularização) o método do custo marginal puro proposto por Steiner (USA) e Boiteux (França) foi adaptado e chamado de Custo Incremental Médio de Longo Prazo o qual era calculado pela razão entre a soma do operador valor presente (taxa de desconto de 10% a.a.) dos acréscimos dos custos anuais (investimento, operação e manutenção, geração térmica esperada e déficit esperado) e do acréscimo de energia garantida a um risco pré-fixado de 5% a.a.. Portanto, o custo de déficit de energia era calculado implicitamente (Custo Implícito de Déficit de Energia) a partir da igualdade entre os custos marginais de curto prazo (Custo Marginal de Operação) e de longo prazo (Custo Marginal de Expansão ? CMEX). Este procedimento foi utilizado até 1998 com algumas mudanças no ambiente computacional (MSSSE, DHT e Newave). A partir deste momento foi descontinuado uma vez que a parcela mais importante, acréscimos anuais de investimento, era de difícil obtenção tendo em vista a reforma que o setor estava passando e estas informações eram consideradas estratégicas pelas empresas. Cabe também comentar que na primeira metade da década de 1990 já havia pesadas críticas a respeito por um lado da taxa de desconto adotada que privilegiava projetos hidroelétricos de grande porte e, por outro lado, a métrica do risco de déficit de energia não indicava a profundidade do corte de carga, isto é, a frequência era computada tanto para um corte ameno quanto severo. Tentou-se então trabalhar com uma metodologia baseada em planejamento com incertezas onde a função objetivo de custo mínimo fosse substituído por uma função objetivo que minimize ao máximo o arrependimento. Porém tal procedimento não vai adiante em razão do processo de privatização. Com a substituição do Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas (GCPS) Elétricos pelo Comitê Coordenador do Planejamento de Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE) tem-se a utilização do Custo Médio Ponderado de Geração por fonte o qual mais tarde deu origem ao do Valor Normativo como proxy do custo de expansão. Finalmente, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), substituída do CCPE, adota um método empírico baseado em leilões. A mudança por um Sistema Hidrotérmico-Eólico com predominância hídrica, mas com redução da capacidade de regularização implica na necessidade de uma discussão mais aprofundada a respeito das metodologias utilizadas tanto na de Garantia Física quanto no Custo Marginal de Expansão. O fato da Comissão de Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP) está incorporada a EPE e esta apresenta atualmente uma Governança Corporativa que incentiva a participação dos agentes (eg.: workshops e consultas públicas); bem como a Proposta de Aprimoramento do Marco Legal Setor Elétrico Brasileiro consubstanciada na Nota Técnica no 5/2017 do Ministério de Minas e Energia, cria uma grande oportunidade de discutir tanto o critério de garantia física quanto as metodologias dos custos marginais de operação e de expansão. Um ponto que deve ser discutido é a volta do critério determinístico tanto para a disponibilidade de geração quanto no cálculo do custo marginal de expansão. Neste caso, o CMEX pode ser representado como valores das variáveis duais de um problema de otimização inteira mista (Carlos Seabra de Almeida Junior ? Proposta Metodológica para o Cálculo do Custo Marginal de Expansão do Sistema Interligado Nacional - Tese de Doutorado ? COPPE/UFRJ ? março de 2017.

### 3.5 - PROPOSTA DE INSERÇÃO DO ARMAZENAMENTO NÃO CONVENCIONAL NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO

SANTOS, S.P.D.(1); AQUINO, R.R.B.D.(2); Neto, O.N.(2); - CHESF(1); UFPE(2);

A ascensão de dispositivos como baterias, usinas de bombeamento hidráulico e ar comprimido são promissoras ao atendimento dos requisitos operativos do atendimento a curva de carga do Brasil. A abordagem sistêmica é complexa e deve estar fundamentada no arcabouço técnico-regulatório adequado. Perante o exposto, será apresentada uma proposta para avaliação dos possíveis benefícios e restrições do armazenamento de energia no sistema interligado. Um estudo de caso para a inserção dos dispositivos de armazenamento foi realizado para a região Nordeste, considerando o plano decenal da expansão e alocação horária nas curvas de carga para o ano 2024. Os principais benefícios da inserção do armazenamento são uma melhoria na distribuição do fluxo no sistema, reduzindo as possíveis restrições de transmissão, auxílio no controle de tensão além dos requisitos de reserva no balanço carga-frequência.

Perguntas e respostas:

A) Os resultados do estudo indicaram a alternativa de armazenamento de ar comprimido como a mais econômica. A alternativa de usina reversível provavelmente não seria adequada por conta da localização e, por fim as baterias provavelmente não são ainda realizáveis na potência de 400 MW. Diante deste panorama, o quão distante ainda estamos de aplicar e contar com os benefícios destes serviços, em termos de redução de custo e maturidade tecnológica? Considerando a importância do de baterias, quais as expectativas de redução de custo do armazenamento visualizadas? Seriam estas aplicáveis apenas à micro geração?

A aplicação de sistemas de armazenamento no SIN ainda apresenta grandes limitações, principalmente no ponto de vista regulatório, porém, a persistente busca por fontes geradoras renováveis deve acelerar o processo de amadurecimento tecnológico e regulatório. Com relação as baterias, há boas perspectivas de redução dos custos pela introdução de novos materiais diferentes do Lítio em sua composição, podendo baratear os custos. O que pode acelerar a redução de custos é a indústria automotiva, pois em breve deverá achar uma solução para os veículos elétricos. A geração distribuída pode ser catalisador deste processo, mas não acredito que seja competitivo em relação ao armazenamento em larga escala.

B) O aspecto da capacidade de controle carga-frequência do sistema será vital quando o sistema for dominado por fontes alternativas, com consequente redução da inércia do sistema e capacidade de reserva. Os autores já avançaram no estudo da aplicação de armazenamento neste sentido? Quais experiências poderiam partilhar?

Sim, estamos realizando uma adequação dos métodos de otimização dos requisitos de reserva operativa de longo prazo, utilizando simulação horária da curva de carga, da transmissão para a redução das incertezas na previsão da operação das fontes renováveis da região Nordeste do Brasil. Como resultados observa-se que a reserva operativa é o elemento chave na manutenção do equilíbrio carga-geração em virtude de variações de fontes renováveis, devendo ser calculada através do conjunto carga, geração e intercâmbio, considerando a diversidade dos padrões envolvidos. A complementação da reserva atualmente está sendo feita por outras regiões através do intercâmbio. O uso do sistema de transmissão foi adotada mas evitada por diversos lugares na literatura, seja por questões de confiabilidade ou pelos elevados custos de investimentos. A recomposição da reserva local é o caminho natural para a redução das incertezas das renováveis.

C) Os autores entendem ser factível atualmente a representação da geração das fontes intermitentes em base horária no modelo de otimização energética do Newave?

O Newave foi concebido como ferramenta de otimização hidrotérmica para períodos de médio e longo prazo, em base mensal. Fica muito difícil adaptar esta ferramenta para a simulação horária individualizada, sendo este o papel do DECOMP e DESSEM que ainda não se encontra em uso comercial. Estes últimos, por sua vez, ficam com a tarefa complexa de individualizar as funções de custo futuro do Newave em função dos acoplamentos espaciais entre as usinas. O Newave poderá ser usado na ausência de uma ferramenta de planejamento individualizada horária desde que acoplado a DECOMP/DESSEM.

### 3.6 - OS CUSTOS INTRÍNECOS DA EXPANSÃO DA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA ATRAVÉS DE FONTES INTERMITENTES

BOSA, D.A.(1); KLINGELFUS, A.T.(1); VIZONI, D.L.(1); - Tradener Ltda.(1);

A penetração de fontes intermitentes na matriz elétrica traz inúmeros desafios para a operação do sistema, é de fundamental necessidade a representação desta geração no planejamento da operação. Do ponto de vista comercial, a não consideração da reserva de potência imputa sobreoferta nos modelos computacionais, assim sendo, a diferença entre a geração necessária para atendimento da demanda e a planejada acaba sendo remunerada via encargos. Este trabalho discute e analisa maneiras de representar esta variável no planejamento da operação e na formação do preço da energia elétrica, além de evidenciar os expressivos montantes transferidos para os encargos, cobrado de todos os consumidores de energia elétrica do país.

Perguntas e respostas:

A) Os encargos de serviços e sistemas têm o objetivo de remunerar os custos associados à manutenção da confiabilidade, estabilidade e qualidade do sistema e são pagos por todos os agentes de consumo, na proporção de seu consumo. Deslocar o encargo para o PLD, não oneraria apenas quem está exposto ao PLD e muitos dos que se beneficiam com a estabilidade e confiabilidade do sistema deixariam de pagar pelo encargo?

Na visão dos autores este assunto é bastante polêmico, pois o mercado de energia elétrica brasileiro hoje é 70% regulado (ACR), ou seja, o PLD baliza apenas as negociações de compra e venda no mercado livre de energia (ACL) e da forma como o mercado esta desenhado hoje este deslocamento do encargo oneraria principalmente o ACL, pois o ACR não possui sinal econômico para o consumo (apenas o mecanismo de bandeira tarifária), apenas recebe o rateio dos encargos proporcionalmente ao seu consumo. Mas supondo que o mercado fosse 100% livre e o PLD fosse o principal sinal de preço para o mercado consumidor de energia, essa consideração seria bastante interessante, principalmente com apreçamento horário. No âmbito deste trabalho, o objetivo de se considerar a reserva de potência na etapa de planejamento da operação (etapa em que calcula-se o PLD) é o primeiro passo para uma futuro apreçamento da energia elétrica em base horária. Neste momento, seria possível se instaurar um mercado de capacidade funcional, com mecanismos econômicos para resposta da demanda e o principal deles, um mercado de energia elétrica totalmente livre e regido pelas leis de oferta/demanda com leilões de compra e venda de energia, capacidade, e resposta da demanda.

B) Ao realizar a simulação apresentada, indica-se que foram retirados 5% da potência dos empreendimentos despachados centralizadamente. Essa redução foi definitiva e para todo o horizonte de simulação, de forma que, mesmo havendo necessidade, esses 5% de potência não estariam disponíveis?

A modelagem proposta considera a redução na disponibilidade de potência máxima em 5% para todo o horizonte de estudo, porém, este artifício seria utilizado apenas para o balizamento do planejamento da operação e formação de preços. Na etapa de operação do sistema em tempo real, o operador usa diversos outros modelos para coordenar a operação hidrotérmica, portanto essa consideração não afetaria a atual política de operação em base diária e semi-horária.

C) Os autores colocam a modelagem do sistema como uma das causas dos descompassos entre a programação diária do despacho e a realidade do sistema. Pergunta-se o que poderia ser melhorado nos modelos computacionais atualmente utilizados para reduzir essas diferenças? Na parte da conclusão, afirma-se que ?a discrepância entre a percepção de risco do ONS na etapa de operação em tempo real e a dos modelos computacionais na etapa de planejamento da operação provou-se cada vez maior com o passar do tempo?. Que outras variáveis, além da reserva operativa, poderiam aproximar a programação do despacho hidrotérmica da efetiva operação do sistema?

Atualmente critica-se muito o fato da energia elétrica brasileira ser precificada em base semanal e em apenas 3 patamares de carga. A precificação da energia elétrica

em base horária reduziria, e muito, o descompasso apontado entre o planejamento semanal da operação e a programação diária do despacho. Entende-se que o resultado da programação do despacho hidrotérmico é tão assertiva quanto a qualidade dos dados que abastecem os modelos, neste sentido, se não podemos acertar a natureza dos ventos, das vazões e da carga, que pelo menos precisemos a energia com dados medidos de maneira ex-post. Em contrapartida ao nosso atual modelo, o ideal seria um apreamento day-ahead, horário e de balanço, etapas onde os geradores ofertariam suas disponibilidades de geração/potência ao mesmo em que os consumidores ofertam suas necessidades de compra, o preço seria formado pelo encontro das duas curvas de bid-ask.

### 3.7 - MATRIZ ENERGÉTICA EM 2030: PROJEÇÃO DOS INVESTIMENTOS NECESSÁRIOS E ADEQUAÇÃO A MUDANÇAS CLIMÁTICAS

MOTTA, V.N.(1);GONÇALVES, F.D.S.F.(2);CUNHA, P.C.F.D.(3);RESENDE, L.D.O.(4); - FGV(1);FGV(2);FGV(3);FGV(4);

Este trabalho buscou analisar o potencial de expansão da matriz elétrica brasileira, com base nas metas de redução de emissões de gases de efeito estufa definidas na 21ª Conferência das Partes (COP 21). A projeção da demanda e da matriz renovável para 2030 deram suporte às análises acerca dos investimentos necessários a cada fonte, em diferentes cenários, dentre os quais, foram incluídos impactos de programas de eficiência energética. Por fim, um estudo de caso simulando a inserção e exclusão do aproveitamento do potencial hídrico da região amazônica, propõe uma reflexão sobre o impacto das restrições ambientais na expansão da matriz.

Perguntas e respostas:

A) Para um dado plano de expansão, temos diversos cenários de hidrologias possíveis. No cálculo da emissão, utilizou-se o valor esperado dos cenários hidrológicos, ou usou-se apenas um único cenário?

Embora tenham sido avaliados diversos cenários hidrológicos possíveis, apenas os resultados de expansão para o pior cenário hidrológico esperado foi apresentado no artigo.

B) Os autores informaram no trabalho que utilizaram um modelo de otimização que considera, como dados de entrada, a velocidade do vento e a irradiação solar. Explique melhor este modelo e como as usinas intermitentes são modeladas.

O modelo é similar ao NEWAVE, no que se refere a restrições e função objetivo. Dessa forma, ele busca minimizar o custo de operação (térmicas) e de expansão do sistema, sendo restrito por questões hídricas e questões elétricas. A geração das possíveis usinas de expansão é restrita ao fato destas usinas terem sido construídas ou não. Já para as usinas intermitentes, foram obtidas séries históricas de irradiação solar e velocidade de vento, assim como dados de produtividade de usinas fotovoltaicas e eólicas. Dessa forma, foi possível obter a geração para 1 MW de potência. No modelo, onde as séries de geração são inseridas para 1MW de potência, os valores de potência instalada ao longo do tempo foram computadas, onde as séries de geração foram multiplicadas pela potência instalada. Partindo desse raciocínio, tais usinas foram modeladas da seguinte forma: - Operação - Calcula-se a geração ao longo do tempo para os diversos cenários climáticos e esta é descontada diretamente na demanda; - Expansão - São modeladas como usinas fio d'água, isto é, geram tudo que possuem capacidade de gerar, sendo essa geração máxima diferenciada por cenário climático.

C) Os autores acham que, de fato, as ações de eficiência energética poderão evitar, a longo prazo, a implantação de usinas hidrelétricas na Amazônia ou apenas postergar o aproveitamento dos recursos hídricos na região? Considerando a impossibilidade de uso de térmicas à gás, a eólica e solar poderiam ser consideradas alternativas seguras de expansão?

Os autores acreditam que, a longo prazo, depois de 2050, estes recursos hídricos precisarão ser aproveitados, a eficiência energética apenas posterga esta implantação. Independentemente das restrições ambientais, os autores não consideram uma impossibilidade no uso das térmicas a gás e mesmo assim atender aos compromissos de redução e emissões. Entretanto, se considerada essa hipótese, o papel de compensar os efeitos da intermitência deveria ser desempenhado pela fonte hidráulica. Nesse caso as políticas de operação deveriam ser revistas, bem como equacionadas soluções complementares para a geração de base, tal como a nuclear, de forma que a fonte hidráulica fosse disponibilizada para atendimento da intermitência das fontes eólica e solar, garantindo a segurança na expansão.

### 3.8 - USINAS HÍBRIDAS EÓLICO-FOTOVOLTAICAS: ESTUDOS DE CASO COM FOCO NA COMPLEMENTARIEDADE ENTRE FONTES

Ponte, G.P.d.(1);RUSCHEL, C.S.(2);SOUZA, M.A.D.(3);ROSA, F.A.F.(4);SOUZA, G.B.H.D.(5);ALMEIDA, J.H.M.(6);AMORIM, A.C.D.(7);XIMENES, J.S.(8); - EPE(1);EPE(2);EPE(3);EPE(4);EPE(5);UFMG(6);EPE(7);EPE(8);

Este Informe Técnico apresenta uma proposta de metodologia para avaliação de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas, sob o ponto de vista energético, com base em estudos de caso para diferentes locais e configurações. Foi avaliada a geração de usinas próximas entre si, em locais com disponibilidade de dados anemométricos e solarimétricos, considerando como premissa o compartilhamento do ponto de conexão. Os resultados obtidos apontam para a importância da discretização dos dados utilizados, bem como sinalizam que as características dos recursos energéticos locais e o dimensionamento de cada usina são fatores que influenciam sensivelmente o perfil de complementariedade da produção de energia.

Perguntas e respostas:

A) Na opinião do autor que ações, investimentos tecnológicos e incentivos do governo precisariam ser implementados para os projetos híbridos ganharem importância na matriz elétrica nacional?

Entende-se que investimentos tecnológicos podem auxiliar na redução do curtailment de usinas híbridas em caso de limitação da capacidade de escoamento. Por exemplo, alguns fabricantes vêm estudando a conexão, pelo lado CC, da geração fotovoltaica nos conversores das turbinas eólicas, dispensando o inversor fotovoltaico. Para tanto, é necessária a adaptação do conversor eólico, para que o mesmo possa cumprir a função de MPPT, assim como os inversores fotovoltaicos, o que certamente requer desenvolvimento tecnológico. Com relação a possíveis incentivos do governo, vislumbra-se a possibilidade de permitir a conexão de usinas híbridas, por conta e risco do gerador, mesmo que a capacidade de escoamento no ponto de conexão seja inferior à soma das usinas combinadas. Com isso, o empreendedor poderia otimizar o uso do sistema de conexão/transmissão e administrar o curtailment. Atualmente, cada empreendimento deve necessariamente contratar uma capacidade de escoamento igual ou superior à potência instalada do empreendimento.

B) Na opinião do autor, como manter a segurança operativa no atendimento a demanda, utilizando-se na expansão da matriz elétrica uma maior participação de geração baseada em fontes eólicas, solares, que apresentam grande volatilidade diária de geração?

A penetração cada vez maior das fontes intermitentes aumenta a necessidade de flexibilidade operativa. O PDE 2026, por exemplo, indica que para o atendimento a ponta poderá ser necessária a inserção de fontes específicas a partir de 2021. Isso fará com que o sistema possua uma parcela da capacidade instalada para ser despachada por poucos momentos, ou seja, com baixo fator de capacidade, ou até mesmo fontes que não agreguem energia, mas consumam em momentos de excesso para gerar nos momentos de necessidade, em menor quantidade devido às perdas do processo. Para a viabilização dessas fontes, a modalidade de contratação apenas por energia não é suficiente para remunerar os serviços prestados, visto que nesse quesito (geração de energia) elas agregam pouco ou nenhum valor ao sistema.

C) O total destas potências não podem inviabilizar o acesso das usinas híbridas? Além disso, o custo do MWh produzido por uma usina eólico-fotovoltaica é inferior ou superior ao de uma usina eólica ou ao de uma usina fotovoltaica pura?

De fato, a potência total das usinas híbridas pode se mostrar um complicador para sua viabilização, visto que, pelas regras atuais, é necessário contratar uma capacidade de uso do sistema de transmissão igual ou superior à potência instalada do empreendimento. Com relação aos preços de energia, deve-se atentar para que a hibridização de uma usina eólica (com adição de solar) não acarrete aumento de preços, visto que a fotovoltaica ainda apresenta maior custo de geração. Porém, os ganhos sinérgicos da hibridização, como aproveitamento de terreno e compartilhamento do ponto de conexão, podem levar a um custo de energia inferior do que o de duas usinas separadas.

### 3.9 - ESTUDO DE DISPONIBILIDADE DE INJEÇÃO DE POTÊNCIA PARA ORIENTAÇÃO AOS ACESSANTES QUANTO AO PONTO DE CONEXÃO

MOREIRA, B.S.(1);SILVA, B.E.D.(1);MEIRELES, D.(1);MENDES, P.S.D.S.(1); - Cemig D(1);

Este trabalho apresenta um mapeamento de disponibilidade de injeção do sistema elétrico da Cemig D em média e em alta tensão para orientar o acessante quanto ao ponto de conexão. Foram descritas algumas premissas para a realização das análises via software de fluxo de potência. As análises de média tensão foram simuladas no Cyme e as de alta tensão no Anarede. Os resultados das simulações foram utilizados para definir as disponibilidades de injeção, que foram aplicadas em mapas e em arquivos .kmz, e disponibilizadas aos acessantes. Apesar de não servir como uma informação de acesso acredita-se que haverá uma redução no número das consultas de acesso e das dúvidas por parte do acessante, desta forma evitando constrangimentos com a inviabilidade dos pontos de conexão.

Perguntas e respostas:

A) A metodologia apresentada para determinar a disponibilidade de injeção de potência guarda certa semelhança com a metodologia definida pelo ONS e pela EPE nos cálculos das margens de escoamento dos leilões de energia. Contudo, não são consideradas as influências da injeção de potência entre diferentes pontos tal qual ocorre no cálculo de margens dos leilões. Quais as limitações identificadas pelos autores que levaram à adoção dessa premissa? Não seria interessante usar o conceito de disponibilidade de margem na subestação, na sub-área e na área? Nesse caso a informação ao acessante não seria mais precisa?

O cálculo de margem dos leilões tem um objetivo diferente. Nele é definida a disponibilidade máxima de geração na interface com a rede básica com base na capacidade remanescente de escoamento de energia nos transformadores e linhas de transmissão da Rede Básica em regime permanente e dinâmico. No nosso estudo a ideia é informar a disponibilidade de injeção no ponto com base na capacidade do sistema elétrico de distribuição. Ressalta-se que no sistema de distribuição a disponibilidade pode mudar consideravelmente de uma SE para outra, o que justifica a análise barra a barra.

B) As avaliações realizadas contemplaram um cenário do ano de 2017 e apresentaram nas Figuras 4 e 7 as estimativas de disponibilidade de injeção de potência no sistema de distribuição. A tendência é que este tipo de análise seja realizada de forma periódica? Se sim, qual a periodicidade de realização e divulgação dos resultados dessas análises?

Tendo em vista a característica dos empreendimentos e do sistema de distribuição, tais como tempo de entrada em operação, quantidade de conexões, robustez do sistema para acomodar novas conexões, facilidade de mudança de configurações, a disponibilidade do sistema de AT será atualizada anualmente, para MT a atualização será trimestral. Destacamos que recentemente o estudo de disponibilidade de AT foi alterado, assim os valores de disponibilidade indicados na Figura 4 estão desatualizados.

C) Qual o procedimento da Cemig quando se verifica um grande número de consultas de acesso em áreas com limitação de capacidade de escoamento de energia? Procura-se expandir o sistema nessas regiões?

Tivemos essa experiência quando avaliamos as consultas para o leilão de reserva de 2015, foi verificado que o sistema de distribuição não tinha a capacidade para escoar todo o potencial de geração do Norte de Minas. Assim, foi elaborado junto com a EPE análises para definir soluções de rede básica para o escoamento de energia que resultaram no documento EPE-DEEE-RE-031/2017-rev0 (Estudo Prospectivo para Escoamento do potencial solar das regiões norte e noroeste de Minas Gerais).

### 3.10 - PROPOSTA DE UMA NOVA FUNÇÃO DE ACOPLAMENTO HIDRÁULICO ENTRE RESERVATÓRIOS EQUIVALENTES EM PROBLEMAS DE PLANEJAMENTO HIDROTÉRMICO DE MÉDIO PRAZO

SIMON, P.S.(1);VASCONCELLOS, C.L.V.D.(1);DINIZ, A.L.(1);JARDIM, D.D.(1); - CEPEL(1);

Em problemas de planejamento hidrotérmico de longo prazo, têm-se utilizado o conceito de reservatórios equivalentes de energia (REE) na representação do parque hidráulico, de forma a reduzir o tamanho do problema. Em algumas situações, a topologia hidráulica leva à existência de REEs com vínculo hidráulico entre si, tornando-se necessário o uso de parcelas de acoplamento para representar a relação entre o desestoque do REE de montante com a energia a ser gerada no próprio REE e a ser armazenada e/ou gerada no REE de jusante. Este artigo propõe a construção, por meio de técnicas de regressão, de um modelo linear que relacione as parcelas de acoplamento hidráulico, necessárias para o cálculo do Modelo Equivalente de Energia, com os montantes de energia armazenadas nos REEs de montante e jusante. Esta estratégia consiste em uma alternativa aos métodos utilizados atualmente, que utilizam usinas fictícias e parcelas de acoplamento hidráulico constantes.

Perguntas e respostas:

A) As Tabelas 4-6 mostram que os maiores erros ocorrem para representação da parcela referente à GH (Geração Hidrelétrica no próprio REE). Enquanto que a Figura 3 mostra que a função  $GH^{?real}$  é côncava, portanto, apta a ser introduzida no problema de planejamento hidrotérmico. Por que o autor não optou por aplicar uma abordagem linear por partes, pelo menos para esta parcela, pois além de permitir esse tratamento, é a componente que carece de melhor representação?

Como mencionado no parágrafo após a Figura 3, a função de GH ou EC ainda deve ser multiplicada pela energia defluente EDEFL, o que pode levar a não convexidades. Na figura citada, há apenas um corte da função, que possui quatro dimensões, aparentemente o corte se mostra côncavo, mas a função como um todo poderia apresentar problemas de convexidade. Desta forma, o ganho de acurácia em utilizar a função não linear não compensa a perda de qualidade que se teria pela necessidade de convexificar a função resultante, não convexa.

B) A abordagem proposta pode ser aprimorada para que as retas adotadas sejam dinamicamente ajustadas, isto é, não se opte por uma única reta para todos os cenários e períodos, a fim de aumentar a precisão do método. Caso esse aprimoramento invalide cortes da função de custo futuro (FCF) gerados em iterações anteriores, há alguma abordagem que torne esse tipo de solução aplicável? Por exemplo, atualizar essas retas após X iterações e após isso limpar os cortes da PDDE?

A proposta sugerida na pergunta é possível, entretanto esse procedimento é mais demorado em termos de tempo computacional. Além disso, teria dificuldades adicionais no caso de aplicação de reamostragem.

C) Qual o impacto da proposta da nova função de acoplamento hidráulico entre reservatórios equivalentes no CMO, no risco de déficit e na garantia física das usinas hidrelétricas e termelétricas?

O procedimento proposto melhora a representação do acoplamento hidráulico no modelo NEWAVE. Desta forma espera-se também uma maior acurácia nos valores obtidos para esses resultados. Entretanto, a quantificação dessa melhoria ainda é objeto de trabalho futuro. Em relação à garantia física, em particular, ressalta-se que a modelagem proposta tem o potencial de diminuir o "gap" na representação do sistema entre as fases de otimização e simulação do SUIISH.

### 3.11 - APRIMORAMENTOS NA METODOLOGIA DE SUPERFÍCIE DE AVERSÃO AO RISCO (NOVA SAR) PARA O PROBLEMA DE PLANEJAMENTO DE MÉDIO/LONGO PRAZO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS.

VASCONCELLOS, C.L.V.D.(1);DINIZ, A.L.(1);MACEIRA, M.E.P.(1);BORGES, C.L.T.(2); - CEPEL(1);UFRJ(2);

Recentemente, foi proposta para o planejamento da operação hidrotérmica a Superfície de aversão a risco? (SAR), metodologia na qual resolvem-se subproblemas adicionais na PDDE para garantir o suprimento em cenários críticos de afluência. A implementação original deste método adicionava variáveis de folga às restrições da SAR, cujo acionamento em períodos consecutivos acarretava custos marginais de operação muito elevados. Este trabalho propõe penalizar a máxima violação ao longo desses períodos, com valores de referência intuitivos, como o custo da térmica mais cara. Propõe-se ainda a construção a priori da SAR, para acelerar o tempo computacional. Apresentam-se resultados para o sistema Brasileiro.

Perguntas e respostas:

A) Como definir a série hidrológica crítica para cada reservatório equivalente de energia? As séries hidrológicas devem ser correlacionadas temporalmente?

A série hidrológica crítica pode ser escolhida a partir do histórico de afluências, tomando-se uma série que seja a k-ésima pior, segundo algum critério, como por exemplo a energia natural afluente (ENA) às usinas hidroelétricas.

B) Qual o impacto da diminuição da participação hidráulica no SIN nos resultados de otimização obtidos com a utilização do SAR? Nesta situação os resultados de otimização são satisfatórios?

A redução da participação da geração hidráulica torna o sistema um pouco menos dependente das condições hidrológicas. No entanto, como a participação da geração hidráulica continuará sendo expressiva, os resultados de aplicação da SAR continuam sendo importantes.

C) A metodologia da nova SAR já está madura para ser implementada, em substituição à CVaR? Qual o impacto desta substituição no CMO, no risco de déficit e nas garantias físicas das usinas hidrelétricas e termelétricas?

A metodologia SAR foi validada em 2013 pela CPAMP junto com o CVaR, e apresentou resultados compatíveis com aquela metodologia. Porém, não foi escolhida porque acarretava um tempo computacional elevado e a penalidade para o nível meta era um valor pouco intuitivo. Entretanto, a partir desse trabalho acredita-se que a SAR poderia ser adotada desde já, por representar melhor o aspecto da segurança do ponto de vista físico e intuitivo, quando comparada ao CVaR.

### 3.12 - ESTUDO E INSERÇÃO DA GERAÇÃO DE SÉRIES SINTÉTICAS PARA A ENERGIA EÓLICA NA OTIMIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

MUMMEY, J.F.C.(1);SAUER, L.L.(1);RAMOS, D.S.(2); - IEE-USP(1);ESCOLA POLIT CNICA DA UNIVERSIDADE DE S O PAULO(2);

Este trabalho desenvolve uma representação de geração de séries sintéticas da geração eólica a partir de dados históricos reconstruídos de velocidade de vento de 16 coordenadas do Brasil, em especial das regiões Nordeste e Sul. Os valores de velocidades de vento são transformados em energia eólica através de curvas de potência de turbina e as usinas eólicas são representadas como se fossem usinas a fio d' água no modelo de otimização Newave. O trabalho simula a geração das diferentes fontes de energia e o comportamento dos custos marginais de operação, comparando-se a modelagem estocástica com a determinística utilizada hoje.

Perguntas e respostas:

A) O artigo não menciona como as séries sintéticas foram produzidas. Foi criada uma série par(p) dentro do NEWAVE para eólica? Como foi tratada a correlação (se existente) da série sintética de água e vento?

A metodologia proposta considera a geração de séries sintéticas com o modelo Gevazp, interno ao Newave, uma vez que as eólicas são representadas como usinas hidráulicas a fio d' água. Foram realizados estudos em parceria com a Universidade de Santa Catarina, que permitiram evidenciar que a geração de séries sintéticas de geração eólica e hidráulica (categorização de ENA's eólicas e hídrlicas) com modelos do tipo Par(p) é aceitável para os fins a que se destina (formulação de cenários factíveis de ENA's Eólicas e Hídrlicas). As correlações advêm da utilização de séries históricas de geração eólica reconstruídas a partir de modelos de Mesoescala, cobrindo um período de mais de 60 anos (desde 1947), juntamente com o histórico de ENA's Hídrlicas (desde 1931), de tal forma que se pode obter coeficientes de correlação com representatividade estatística. A geração de séries sintéticas correlacionadas, dadas séries temporais históricas, é feita automaticamente pelo NEWAVE, com o suporte do modelo de geração de séries sintéticas, que contempla as correlações temporais e espaciais em sua formulação. Para efeito de validação, foi feita uma análise de consistência para o período em que se dispôs das ENA's Eólicas e Hídrlicas, a partir do que foi possível observar a complementaridade das séries sintéticas de água e de vento a partir dos resultados das simulações.

B) A variação diária do vento é muito maior que a variação diária da vazão hidráulica, representar da mesma maneira essas duas fontes no Newave não poderia levar a um resultado equivocados?

O Newave é representado de forma mensal para qualquer fonte de geração. No caso, os dados iniciais da base de velocidades de vento são horários, mas para poder representá-los no modelo, precisou-se passar para uma base mensal. Há que se observar, novamente, que o objetivo para estudos energéticos como aqueles em que se utiliza o NEWAVE, é de dispor de cenários plausíveis de ENA's Eólicas e Hídrlicas com agregação mensal e não efetivar previsões, pelo que se entende que a

metodologia adotada e os resultados obtidos são apropriados aos objetivos em mente.

C) Qual a metodologia utilizada para retirar os valores da geração eólica dentre o montante de geração determinística representada no Newave (onde estão representadas eólicas, PCH?s e usinas a biomassa), para representá-la de maneira estocástica? Os autores entendem que modelar as usinas eólicas como usinas hidrelétricas a fio d'água é uma representação melhor do que tem sido atualmente utilizado, onde a geração média mensal das eólicas é abatida da carga? Que propostas na modelagem das eólicas os autores sugerem que devam ser implementadas?

O ONS disponibiliza separadamente a geração de cada fonte (eólica, PCH e biomassa) em uma área denominada de CDRE (Cadastro de Dados para Relacionamento Externo). Desta forma, a partir do arquivo sistema.dat do Newave em que a geração determinística prevista é considerada em sua totalidade, retirou-se a parte das eólicas deste montante para ser considerada de forma estocástica. Consideramos que modelar as eólicas como usinas a fio d'água é uma forma de representação para considerar as séries sintéticas, podendo ser modelada a complementaridade e sazonalidade de forma mais eficaz. Assim, em momentos de hidrologia desfavorável, com frequência ocorrem ventos mais intensos e as eólicas podem produzir mais, evitando elevação dos custos com os despachos térmicos. Da forma determinística como é feito hoje, as variações de hidrologia não são complementares às variações das velocidades de vento, não permitindo, por conseguinte, representar esta importante característica e que é inerente ao sistema brasileiro. Acreditamos que apesar de haver limitações neste trabalho, tais como apenas alguns sites foram de fato considerados (em face de limitações na Base de Dados do Vórtex que se dispunha), consideração de turbinas otimizadas por site e não as turbinas efetivamente instaladas, e consideração das hidráulicas a fio d'água como se fossem eólicas, a representação das séries sintéticas de geração eólica seria o mais importante de ser implementado. O trabalho mostra que pode haver uma complementaridade muito maior do que é considerada hoje, havendo uma menor necessidade de despachos térmicos, reduzindo-se os custos marginais e diminuindo a sua volatilidade. Para que se possa implementar uma representação mais adequada, há que se abrir o código do NEWAVE, inserindo rotinas que permitam representar a geração eólica de forma específica e com modelagem estocástica, trabalhando-se de forma muito criteriosa a modelagem de séries temporais de velocidade de vento e de vazões naturais afluentes, de tal forma a se construir um modelo de geração de séries de ENA?s Eólicas e Hídricas que represente todos os parâmetros estatísticos relevantes, em particular as correlações espaciais e temporais existentes. Cumpre salientar que o objetivo do Informe Técnico foi de destacar a relevância da representação da geração eólica através de modelagem estocástica e não propor a melhor forma de representação, buscando-se enfrentar as limitações decorrentes em se lidar com um Modelo Computacional de código fechado, que não contempla a representação explícita da geração eólica.

### 3.13 - AVALIAÇÃO DO IMPACTO DO AUMENTO DA PARTICIPAÇÃO DE FONTES INTERMITENTES E SAZONAIS SOBRE A OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

MARZANO, L.G.B.(1);MACEIRA, M.E.P.(2);JUSTINO, T.C.(3); - CEPEL(1);CEPEL(2);CEPEL(3);

O setor elétrico brasileiro vem passando por mudanças no perfil de seu parque gerador, com o aumento da participação de fontes renováveis intermitentes, como a eólica e a solar, e com a construção de usinas hidrelétricas na região Norte com reservatórios com pouca capacidade de regularização. Neste sentido, este trabalho avalia o impacto no perfil de operação do Sistema Interligado Nacional, causado pela evolução de seu parque gerador. Para a análise será utilizada a configuração do Plano Decenal de Expansão de Energia 2024, sendo apresentados resultados de simulações semelhantes àquelas necessárias para o cálculo das garantias físicas de energia.

Perguntas e respostas:

A) Com a postergação das usinas do Rio Tapajós, na visão dos autores qual será o maior impacto no plano de expansão?

Comparando-se os mercados de energia do PDEE 2024 com o do PDEE 2026 verifica-se que no segundo há uma redução na previsão da carga de energia para 2024 de 9,4 GWmédios. Esta redução na previsão do mercado de energia reduz o impacto da postergação das usinas do Tapajós sobre o plano de expansão. Com uma retomada do crescimento do mercado, alternativas terão que ser analisadas, levando em conta tanto a questão de atendimento energético quanto de atendimento a demanda de ponta do sistema.

B) Para a região Nordeste no mês de agosto de 2026 a geração eólica média mensal chega a quase 90% da carga da região. Como existem as outras fontes e os limites estão abertos os valores exportados serão passíveis de acomodação no mercado das regiões importadoras?

Simulações realizadas sob o ponto de vista energético com discretização mensal mostram acomodação desta geração. A característica de intermitência da geração eólica não está presente nos estudos com discretização mensal, mas a sua variabilidade estatística sazonal e possível correlação com as aflúncias às usinas hidroelétricas deve ser levada em consideração pelos modelos energéticos com discretização mensal e semanal. Adicionalmente são necessárias simulações sob o ponto de vista elétrico para avaliar a factibilidade desta operação.

C) Com o aumento da participação das usinas não despachadas na matriz elétrica brasileira, quais os estudos que o Cepel vem desenvolvendo para poder representar em seus modelos de simulação e otimização energética a geração dessas usinas, ao invés de abatê-la da carga?

Em função do aumento da participação das usinas não despachadas no sistema elétrico brasileiro, em especial as usinas eólicas, o CEPEL vem empreendendo esforços no sentido de aprimorar a representação destas usinas em todos os seus modelos de simulação e otimização energética. A forma de representá-las é determinada pelo horizonte de estudo. Nos modelos que suportam as decisões de curto prazo, por exemplo, a otimização da programação diária da operação, a geração eólica é representada por meio de previsões pontuais/probabilísticas da geração eólica para sete dias à frente em bases semi-horárias, horárias ou por patamar. A partir das previsões probabilísticas pode-se gerar cenários de geração eólica para cada intervalo de tempo. No caso dos modelos para otimização energética no médio e longo prazos, a representação das usinas eólicas será feita através de cenários que levam em conta a estrutura de correlações entre a geração dos parques eólicos e a energia natural afluente em bases mensais, obtidas a partir de análises estatísticas.

### 3.14 - ANÁLISE DE ATENDIMENTO À PONTA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO CONSIDERANDO CONCEITOS DE CONFIABILIDADE MULTI-ÁREA

JUSTINO, T.C.(1);MARZANO, L.G.B.(1);MELO, A.C.G.D.(1);MACEIRA, M.E.P.(1);BATISTA, F.R.S.(1); - CEPEL(1);

Neste trabalho é discutida a adoção de conceitos de confiabilidade multi-área na avaliação do atendimento à demanda máxima prevista (ponta) do Sistema Interligado Nacional - SIN. Os índices de confiabilidade calculados pelo modelo computacional adotado podem auxiliar tanto na identificação de possíveis deficiências do sistema no atendimento à ponta, quanto no cálculo de custos marginais de potência, que podem sinalizar as opções de reforços de geração nos subsistemas ou nas interligações. Adicionalmente, é discutida uma metodologia para estimar a carga crítica de potência, i.e., a maior demanda de potência que um sistema de geração hidrotérmico pode atender considerando um critério de suprimento de potência. Os resultados obtidos encorajam a continuidade dos estudos a fim de estabelecer tal critério.

Perguntas e respostas:

A) De acordo com as análises apresentadas, nos meses de agosto, setembro e outubro a potência calculada foi menor que a demanda de referência. Esta dificuldade de atendimento a ponta nos períodos secos já vem sendo percebida nos estudos da transmissão. Estas análises foram realizadas com a base do PDE ou foram alterados alguns parâmetros? Os autores poderiam comentar um pouco mais esses resultados?

O caso de estudo é baseado na configuração do PDE 2024, no entanto, os valores das cargas dos subsistemas foram alterados para se evidenciar aspectos específicos da metodologia proposta. Adicionalmente, dada à natureza da análise, foram consideradas estatísticas de falha de unidades geradoras e das interligações entre os subsistemas, dados estes que não são considerados nas análises realizadas no PDE. Em relação aos resultados, observa-se que, considerando a demanda de referência, em três meses do período seco (agosto, setembro e outubro), os índices de confiabilidade já são elevados, inclusive acima do critério de suprimento de potência adotado (índice de confiabilidade probabilidade de perda de carga - LOLPref igual a 5%). Quando a metodologia para o cálculo da carga crítica de potência é aplicada, o critério de suprimento só pode ser atendido se houver uma diminuição da demanda. Por isso, a carga crítica resultante é inferior à demanda de referência nos meses de agosto a outubro. A metodologia proposta, incorporando o modelo CONFINT, se mostrou eficaz em quantificar as dificuldades de atendimento à ponta nos períodos secos que já vêm sendo percebidas nos estudos de transmissão.

B) É citado no trabalho que o PDE emprega uma abordagem simplificada para a avaliação do atendimento à ponta, e neste trabalho é proposta uma abordagem mais detalhada para esta avaliação, incluindo conceitos de confiabilidade multi-área, entre outras. Foi feita uma comparação entre os resultados? É grande a diferença entre a avaliação do atendimento à ponta feita de forma mais simplificada, e feita utilizando a metodologia proposta neste trabalho? O modelo proposto está maduro para ser adotado para a análise de atendimento à ponta, em substituição à abordagem apresentada no PDE?

Neste trabalho não foi realizada uma comparação direta com os resultados do PDE devido à alteração realizada nos dados. Entretanto, outras análises realizadas pelos autores apontam que as diferenças podem ser significativas, visto que a metodologia proposta considera de forma explícita e sem fazer uso de heurísticas as limitações impostas ao sistema de transmissão na transferência de ponta de uma área para outra do sistema. Os autores consideram que a metodologia proposta, assim como os modelos empregados, incluindo o CONFINT, estão plenamente maduros para serem adotados na análise de atendimento à ponta em substituição à abordagem, atualmente, empregada no PDE.

C) Na opinião dos autores, quais os resultados esperados, comparados com os obtidos neste trabalho, ao se estender a metodologia proposta para considerar as usinas não despachadas centralizadamente?

Na metodologia proposta, as usinas não despachadas centralizadamente são representadas de forma simplificada. Entretanto, o modelo CONFINT está preparado para representar, de forma explícita estas usinas, incluindo as novas renováveis como eólica e solar. A única dificuldade diz respeito a não disponibilização de dados, principalmente, das eólicas, ao CEPEL. Uma vez de posse dos dados, é possível calcular os modelos de Markov destas fontes, e também as correlações entre a geração eólica e hidrelétrica, principalmente, no Nordeste. Em relação aos resultados esperados com a inserção destas fontes no sistema, em princípio, os índices de confiabilidade tenderão a aumentar devido à intermitência das eólicas, mas dependerá da correlação com relação às demais fontes e também de suas estatísticas de falha.

### 3.15 - AVALIAÇÃO DO EFEITO DE SECAS SEVERAS NO BRASIL E DE MECANISMOS QUE REDUZEM O IMPACTO AOS AGENTES DO SETOR

GUARNIER, E.(1);FILHO, D.D.S.(1);FARIA, L.H.M.R.(1); - EPUSP(1);

Situações de secas severas e prolongadas são visualizadas na natureza com baixíssima periodicidade e muitas vezes não são consideradas no planejamento do setor ou utilizadas pelas empresas em análises de risco, devido à baixa probabilidade de ocorrência. Porém os resultados para o setor elétrico são devastadores, com a redução da oferta de energia, aumento dos preços e do risco de déficit, redução de investimentos no setor, redução da competitividade da indústria, dentre outros. Neste estudo serão avaliados os impactos que estas secas severas ocasionam em todos os agentes do setor e medidas que podem ser tomadas para reduzi-lo.

Perguntas e respostas:

A) A utilização de Smart Grids não seria uma opção de médio e longo prazo para amenizar o problema?

B) Como a expectativa de um volume massivo de geração eólica e térmica na matriz energética brasileira para os próximos anos impacta nas análises realizadas neste artigo? As térmicas de base poderiam também ser utilizadas para o atendimento à demanda de ponta do SIN? Identifique os benefícios para o setor elétrico.

C) Qual o combustível previsto para a operação das térmicas de base propostas? Caso seja o gás natural, de onde viria este gás nas quantidades necessárias para atender a capacidade instalada de 9,6 GW adotada no estudo? O custo variável do gás não pode inviabilizar o uso de térmicas de base como solução para as secas severas

### 3.16 - CONEXÃO DE PARQUES DE GERAÇÃO EÓLICA AO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

DOILE, G.N.D.(1); - ANEEL(1);

Desde o final da década de 90, quando houve a desverticalização do setor elétrico brasileiro, geração, transmissão, distribuição e comercialização foram separadas em seguimentos distintos, com planejamento centralizado a cargo da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Em que pese a EPE ser uma única empresa, o planejamento da geração aparenta ser feito separado do planejamento da transmissão, o que pode levar a uma solução não otimizada do ponto de vista global. Dada a dimensão continental do País, muitas vezes as plantas de geração são alocadas distantes dos centros de carga, o que acarreta uma elevada expansão do sistema de transmissão. Devido a característica aleatória e instável dos geradores eólicos, há a necessidade de manutenção de plantas hidráulicas e/ou térmicas operando na base, assim como pesados investimentos em equipamentos de controle de tensão e frequência. Como as outorgas de geração e transmissão são distintas, é muito comum a entrada em operação em datas diferentes, deixando por vezes geração sem transmissão ou transmissão sem uso adequado. A geração de energia elétrica a partir de fonte eólica teve um forte crescimento ao longo da última década, devido, em parte, aos incentivos fiscais e outros subsídios dos governos nas três esferas executivas: federal, estadual e municipal. Em 2015 o Brasil tinha aproximadamente 350 plantas de geração eólica, totalizando 8,7 GW de potência instalada. Além desses, haviam mais 400 empreendimentos outorgados para agregar mais 9,8 GW ao sistema interligado nacional (SIN). O sistema de transmissão não se destina unicamente ao escoamento dessas usinas, no entanto, foram licitados cerca de 10.000 km de linhas de transmissão e 50 novas subestações, associados de forma direta ou indireta ao escoamento de plantas eólicas. Neste trabalho faz-se uma análise global das plantas de geração eólicas já outorgadas e em fase final de planejamento, bem como das instalações de transmissão necessárias para o escoamento desse potencial. Os maiores potenciais para geração eólica estão nas regiões nordeste e sul, enquanto a maior concentração de carga está na região sudeste, onde se localizam as maiores cidades do País, São Paulo e Rio de Janeiro. Levanta-se o preço real dessa energia (G + T) e compara-se com alternativas de geração hidráulica e/ou térmica com menos transmissão associada. Além disso, são feitas análises dos efeitos para o SIN e do custo para o consumidor devido ao descasamento da transmissão com a geração. Há contratos em que o gerador tem garantia de recebimento pela energia, caso o sistema de transmissão necessário para o seu escoamento não esteja pronto na data contratada. O que não é incomum devido a dificuldades socioambientais e fundiárias para a construção de linhas de transmissão. Conclui-se que há necessidade de um planejamento energético integrado, que considere o custo das diversas fontes de geração com a correspondente expansão do sistema de transmissão e seus prazos reais de construção, já considerando as dificuldades socioambientais e fundiárias a serem vencidas. Ao final são apresentadas algumas propostas para licitação conjunta de geração e transmissão de forma a minimizar o risco de descasamento na entrada em operação desses empreendimentos.

Perguntas e respostas:

A) A consideração das margens de transmissão nos leilões de geração não seriam uma forma de otimizar a conexão de parques eólicos? Nos leilões combinados de G e T, não seria preocupante que os geradores não possuam a expertise para a implantação de linhas de transmissão?

Dois perguntas, duas respostas opostas: sim e não. 01-a) Sim, já que por outras razões, perversas ao setor elétrico, os parques eólicos têm baixa capacidade instalada. Ocorre que em sistemas de transmissão otimizados não teríamos tais margens. Após exaustivos estudos, o ONS apontou margens pouco significativas no sistema, sendo as maiores naquelas barras onde estava prevista a entrada de alguma geração que foi frustrada ou naquelas barras já dimensionadas pelo planejamento para recebimento de futuras plantas de geração. Em que pese a estratégia do planejamento prospectivo ser interessante para que não falte transmissão no futuro, esse investimento antecipado é um custo associado à energia. 01-b) Não, No leilão, será exigida habilitação técnica para ambos os seguimentos, G e T, o que não será difícil para os empreendedores que atuam no mercado brasileiro, já que muitos deles atuam nesses dois seguimentos e, caso queiram, poderão optar pela constituição de consórcios.

B) O leilão de transmissão não está diretamente associado ao sistema de geração, pois existem benefícios sistêmicos. Como descontar esses benefícios ao levar em conta o custo de transmissão?

Nem sempre há benefício sistêmico além do próprio escoamento da geração, porém a proposta de leilão conjunto restringe-se aos empreendimentos de transmissão diretamente vinculados ao escoamento da geração, sem os quais corre-se o risco de ter geração sem a possibilidade de conexão à Rede Básica. Estas instalações poderão trazer algum benefício sistêmico, mas insignificantes em relação aos benefícios do escoamento da geração. Caso o benefício sistêmico seja significativo, caracterizar-se como um expansão natural do sistema de transmissão. Por outro lado, qualquer instalação agregada ao SIN traz benefícios a terceiros ao reduzir carregamentos e aumentar a vida útil das instalações existentes e, esse benefício não costuma ser custeado junto às novas instalações.

C) Os sistemas de transmissão são licitados separadamente para permitir o escoamento da energia elétrica gerada por vários parques eólicos da uma região. Como seria possível associar num mesmo leilão G+T parques eólicos de diferentes agentes de geração com um único sistema de transmissão?

Vários parques eólicos de baixa capacidade em uma mesma região caracteriza um defeito de modelo que precisamos resolver e, que não foi tratado neste trabalho. No entanto, pode-se adotar uma solução um pouco mais complexa de consórcio com várias empresas consorciadas. Vale lembrar que os investimentos em geração são muito maiores do que em transmissão e que a grande dificuldade é, na verdade, a assunção dos riscos associados à transmissão.

### 3.17 - CONFIABILIDADE DE REDES DE TRANSMISSÃO E SUBTRANSMISSÃO CONSIDERANDO FALHAS EM EQUIPAMENTOS DE SUBESTAÇÕES: UMA FERRAMENTA PARA O PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

NUNES, J.S.(1); SILVA, A.M.L.D.(2); COSTA, J.G.D.C.(3); ZWETKOFF, V.F.(4); - CEMIG(1); PUC-RIO(2); UNIFEI(3); CEMIG GT(4);

Este trabalho propõe uma metodologia probabilística utilizando simulação Monte Carlo para análise de confiabilidade conjunta de sistemas de transmissão e subtransmissão, verificando o impacto destes segmentos sobre os índices de desempenho de sistemas de distribuição de energia elétrica. O método permite modelar falhas de equipamentos de subestações e de linhas de transmissão, além de incluir o efeito da realização de transferências de carga através da rede de alta e média tensão em situações de contingência. A partir de um caso-base, é gerado um conjunto de estados de contingência, considerando-se as estatísticas de falha dos circuitos e o comportamento da carga.

Perguntas e respostas:

A) Os autores poderiam esclarecer porque se alguma transferência não automatizada leva um tempo grande a se concretizar, comparado ao tempo médio para reparo, ela deverá ser desconsiderada de forma a não impactar os resultados dos indicadores de confiabilidade positivamente? Se uma transferência demorar a ser executada, é esperado um corte de carga por um tempo maior, impactando negativamente nos indicadores.

No Programa NH2 as transferências de carga são feitas de forma instantânea, não é possível realizar uma temporização. No sistema de estudo, existem transferências de carga através da rede de distribuição por meio de chaves manuais, sendo necessária a manobra no local pela equipe de manutenção. Caso a interrupção de uma linha tenha, por exemplo, um tempo médio para reparo de 1 hora e o tempo de deslocamento do electricista e da manobra também dure 1 hora, essa transferência de carga não deverá ser considerada no estudo. Se ela fosse considerada, numa falha da linha a carga seria transferida de imediato, o que não acontece na realidade, os índices calculados seriam menores, ou seja melhores, não refletindo a realidade.

B) Por que não foi considerado no trabalho o evento de perda de barramento nem nos alimentadores de distribuição? É possível avaliar a relação custo x benefício do uso de subestação móvel?

Devido à baixa ocorrência de falhas nos barramentos, estas geralmente são desconsideradas nas análises de confiabilidade no Brasil. Além disso, o programa NH2 não permite o cadastramento de taxas de falhas e tempo médio para reparo para barramentos. Não foram consideradas as falhas nos alimentadores de subestações (rede de distribuição) em conjunto com a rede de alta e extra-alta tensão devido à complexidade para realizar a simulação para um sistema de grande porte. Para avaliar a relação custo x benefício de uma subestação móvel, é possível estimar os ganhos para a distribuidora com a redução de pagamento de compensações financeiras e os ganhos para os consumidores com a redução do custo de interrupção (porém este dado é difícil de se obter). É possível também utilizar a relação Clientexhora evitado dividido pelo custo de aquisição e comparar com outras opções de obras de reforço e melhoria. Deve-se considerar também que a subestação móvel pode atender a outras subestações que não fizeram parte deste estudo.

C) A metodologia utilizada no estudo pode ser aplicada para a análise de confiabilidade de um sistema de transmissão de grande porte, como a Rede Básica do SIN? Os autores fizeram comparação dos resultados do método proposto com os que tradicionalmente vêm sendo utilizados?

Sim, a metodologia pode ser aplicada para a Rede Básica do SIN, porém a inclusão de falhas de disjuntores e diferenciação de taxas de falhas para linhas com

estrutura de madeira e concreto apenas são relevantes para a rede de subtransmissão, pois a rede básica contém linhas de transmissão com estruturas metálicas e os arranjos de subestações da transmissão são mais confiáveis, tornando as falhas de disjuntores desprezíveis. Comparando-se com os métodos tradicionais, que utilizam parâmetros de taxa de falhas e tempo médio para reparo padrões, dos transformadores e linhas, diferenciados apenas por nível de tensão, este método apresenta resultados mais críticos para subestações localizadas geograficamente mais distantes da Reserva Imobilizada (local com transformadores reserva) e alimentadas por linhas de estrutura de concreto e madeira, por terem taxas de falhas maiores que as linhas de estrutura metálica. Por outro lado, algumas subestações com grande transferência de carga na rede de distribuição de média ou alta tensão apresentam resultados bem mais baixos para os indicadores de confiabilidade que os métodos tradicionais, que normalmente não consideram essas possibilidades de transferência de carga.

### 3.18 - OS DESAFIOS SUPERADOS NO PLANEJAMENTO DA SOLUÇÃO MTS - MIXED TECHNOLOGY SUBSTATION NA SUBESTAÇÃO GRAVATAÍ 2

MORKAMI, M.K.(1);RINALDI, V.(1);OLIVEIRA, R.B.D.(1);COSTA, D.D.S.(1); - CEEE-GT(1);

O processo de planejamento setorial subestimou o problema de superação de instalações. Somente após o MME assinou o contrato de concessão do Lote A do Leilão de Transmissão 04/2014, que o ONS indicou necessidade de "Pequenos Reforços" na SE Gravataí 2, que são inexequíveis no prazo pelas técnicas tradicionais. Graças ao esforço conjunto MME/ANEEL/EPE/ONS/CEEE-GT foi possível definir a solução utilizando instalações não convencionais MTS, com investimento de R\$ 157 milhões e que terá Resolução Autorizativa específica da ANEEL. O problema no processo de planejamento setorial foi equacionado, mas persiste o risco da incompatibilidade do MTS com as demais instalações existentes.

Perguntas e respostas:

A) O que o planejamento setorial precisaria mudar nos seus procedimentos para evitar dimensionamento inadequado nos prazos e custos de pequenas melhorias, de acordo com os autores?

Na própria elaboração do R1, o estudo deveria não somente indicar os equipamentos que serão superados, mas também avançar na abrangência da superação em cada subestação, associando avaliação dos equipamentos em fim de vida útil, afim de identificar e recomendar estudo detalhado complementar desta instalação. Destaca-se que a obra definida por este estudo complementar deve ser parte da solução estrutural recomendada no respectivo R1.

B) Quais as dificuldades existentes para realização dos estudos de VFT ainda na fase do Projeto Básico? Não seria recomendado realizá-los nesta fase para que se possa mitigar, a priori, os efeitos de sobretensões nos transformadores e demais equipamentos da instalação?

Esta questão foi abordada no "Workshop de Aplicação e Dimensionamento de Subestações não Convencionais: do Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico ao Projeto de Engenharia" promovida pelo Cigré em Novembro de 2015. Naquela ocasião não havia resposta para a pergunta, apenas consenso do ONS e EPE que estavam presentes no evento, de que era necessário desenvolver procedimentos, critérios e premissas para desenvolver estes estudos ainda no planejamento. Entretanto, desconheço evolução do tema no setor.

C) A participação dos agentes de transmissão no desenvolvimento dos estudos de planejamento que originam o relatório R1 não eliminaria ou minimizaria a constatação posterior de superação dos equipamentos? A CEEE-GT participou desses estudos?

A CEEE-GT não participou no R1 específico que originou o problema na SE Gravataí 2. Entretanto, mesmo que tivesse participado não evitaria o fato porque os técnicos de planejamento não eram capazes de antever este problema. Entendo que apenas a participação do agente de transmissão não é suficiente porque o profissional pode não estar capacitado para identificar o problema. Por isto compreendo que seja eficaz se a análise preliminar das obras necessárias por superação seja parte obrigatória do Termo de Referência de qualquer R1.

### 3.19 - PERSPECTIVAS DA GERAÇÃO EÓLICA NO BRASIL: A QUESTÃO DA TRANSMISSÃO COM ENFOQUE NAS INSTALAÇÕES COMPARTILHADAS DE GERAÇÃO

VALLIM, A.N.(1);DUTRA, R.M.(2);PEREIRA, A.O.(1); - COPPE/UFRJ(1);CEPEL(2);

Este trabalho tem por objetivo abordar a questão da transmissão especificamente com relação ao emprego de Instalações Compartilhadas de Geração (ICGs), solução adotada com o intuito de minimizar os custos de conexão dos parques eólicos ao SIN. Foi realizada análise dos leilões de transmissão para contratação das ICGs, avaliando-se sua efetividade no atendimento aos prazos contratuais de implantação bem como dos prazos de entrada em operação dos parques eólicos a elas conectadas. Diante dos atrasos de implantação observados, foram apontados e analisados os principais motivos. Concluiu-se que as ICGs devem ser mantidas e a sua metodologia de implementação revista.

Perguntas e respostas:

A) Dado que existe o risco frequente de atraso na implantação de ICGs, o planejamento destas numa fase anterior ao leilão de geração poderia ser interessante? Seria viável atribuir ao gerador a responsabilidade pela implantação das ICGs, a partir de leilões de G+T?

O planejamento das ICGs antes dos leilões seria muito interessante, contudo pouco prático, uma vez que, efetivamente, somente depois do resultado dos leilões é que se poderia fazer um planejamento com os vencedores. Uma vez que a ICG tem por finalidade reduzir custos para os conectados, entendemos que é factível de que os geradores vencedores dos leilões tenham a possibilidade de juntos construírem uma ICG tendo em vista que as autorizações de conexão no SIN sejam no mesmo ponto comum a todos. Ou seja, a partir de um ponto de conexão comum a todos os empreendimentos vencedores do leilão esta conexão poderia ser compartilhada através de uma ICG. Este tipo de solução poderia se dar tanto através de um leilão G+T como através de acordos particulares entre os empreendedores.

B) A consideração das margens de transmissão nos leilões de geração não seriam uma forma de otimizar a conexão de parques eólicos?

Dados os atrasos observados na implantação das ICGs e de suas LTs associadas, a partir de 2012, o MME autorizou que a conexão compartilhada dos parques eólicos através de ICGs só poderia ocorrer caso existisse folga de capacidade de escoamento da ICG, subestações e linhas de transmissão implantadas ou já contratadas, ou seja, considerou-se no leilão de geração a margem, existente ou planejada, no sistema de transmissão, porém tal solução é finita e entendemos que deva ser utilizada de forma temporária. Deve-se buscar uma solução definitiva que considere a expansão do sistema de transmissão, uma vez que os atrasos não são identificados apenas nas ICGs, mas nos empreendimentos de transmissão como um todo. De acordo com o Relatório de Acompanhamento Diferenciado de Empreendimentos de Transmissão de dezembro/2015, de responsabilidade da SFE/Aneel, aponta-se atraso em 62,32% de todas as linhas de transmissão da Rede Básica em andamento no Brasil bem como que o principal fator de atrasos é o licenciamento ambiental, 71% dos empreendimentos que demandaram licenciamento ambiental sofreram atrasos nessa etapa. Diante do exposto, acreditamos que devam ser mais bem avaliadas as propostas já existente em Projetos de Lei, tanto da Câmara como do Senado, que propõem que os leilões de linhas de transmissão estejam condicionados à obtenção da respectiva Licença Prévia, junto ao órgão licenciador ambiental, como já ocorre para o caso das hidrelétricas, com o objetivo de agilizar o processo de licenciamento.

C) Considerando que o modelo baseado em ICG foi abandonado pergunta-se se na proposta do trabalho a ICG seria viabilizada pelos acessantes. Na opinião dos autores, quais outros aprimoramentos devem ser feitos no modelo de conexão à Rede Básica por meio de ICGs, além dos prazos mais realistas e ações para reduzir problemas socioambientais e fundiários?

Uma vez que, na maioria das vezes, o custo de uma ICG é menor que a soma dos custos de cada conexão individualizada até o ponto de conexão com o SIN que seja comum a todos, é possível que a iniciativa privada se mobilize para minimizar seus custos na transmissão de energia. A identificação de pontos fracos da rede próximos a regiões de alta potencialidade para geração eólica e a priorização dos reforços através de políticas de planejamento de curto prazo são medidas que potencializarão a implantação de ICGs através da iniciativa privada. Uma ferramenta muito interessante foi apresentada pelo diretor de energia do Seinfra Celso Rodrigues, no Fórum Nacional Eólico em novembro/2015. Frente à perspectiva de existência de um elevado potencial eólico no Estado da Bahia foi elaborado um Mapa eólico do Estado em que são apresentados em uma mesma plataforma de base georreferenciada todos os parques (implantados e habilitados), linhas de transmissão e subestações do SIN bem como as rodovias do Estado e seus pontos de estrangulamento. Este mapa propiciará o planejamento para investimento no Estado da Bahia considerando que de posse de uma base de dados desta magnitude é possível prospectar mediante a sobreposição das linhas de transmissão existentes ou em construção, com os locais dos novos parques eólicos, o escoamento de energia dos futuros empreendimentos eólicos e inclusive identificar as reais necessidades relacionadas à transmissão, para viabilizar, mediante solicitação ao governo a realização de leilões de subestação e LTs necessárias nos pontos de maior potencial de novos empreendimentos.

### 3.20 - EXPANSÃO DA INTERLIGAÇÃO ENTRE AS REGIÕES N/NE E SE/CO: CONDICIONANTES DE SUA CONCEPÇÃO E BENEFÍCIOS PARA O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

JUNIOR, M.C.(1);MELLO, Z.T.A.E.(1);CABRAL, R.R.(1);FERNANDES, A.L.(1);SOUZA, J.T.D.(1);BRESSANE, J.M.(1);JÚNIOR, 7.D.S.C.(1);ROCHA, F.D.A.(1); - EPE(1);

O panorama hidrológico crítico que se tem observado nos últimos anos mostra que a adequada capacidade de transmissão entre as regiões torna-se um elemento fundamental para a gestão dos estoques de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN) pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Com base nisso, são apresentados nesse artigo os principais condicionantes para a concepção do sistema de transmissão associado aos excedentes de oferta de energia identificados em uma avaliação eletroenergética diferenciada e os principais benefícios para o SIN, como, por exemplo, o aumento da confiabilidade e da flexibilidade operativa.

Perguntas e respostas:

A) A avaliação energética utilizando simulação estocástica do período estudado apontou a necessidade de expansão da interligação? Ou a decisão pela expansão foi definida diretamente para atender o cenário mais crítico, independentemente da sua probabilidade de ocorrência? Nos cenários estudados, foi considerada a UHE Tapajós? O posicionamento dos bipolos, na opinião dos autores, seria muito modificado sem a presença desta UHE?

A expansão da interligação partiu de avaliação energética com enfoque mais determinístico, avaliando o comportamento do sistema para uma política de operação hidroenergética do SIN semelhante à praticada no verão de 2013/2014 e de 2014/2015, de onde se identificou quais os excedentes energéticos passíveis de alocação no submercado Sudeste/Centro-Oeste. A expansão foi definida para atender a esse cenário, considerado como crítico em relação ao nível de armazenamento de água nos reservatórios das usinas do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, mesmo como sendo de baixa probabilidade nas simulações estocásticas, o que traria, por consequência, o aumento no grau de confiabilidade no atendimento para cenários de probabilidade maiores, porém com fluxos mais moderados nas interligações. A

UHE Tapajós foi considerada de acordo com o cronograma disponível para a motorização desta usina à época do estudo. Desta forma, caso essa UHE não tivesse sido considerada, possivelmente haveria modificação do posicionamento de um dos bipolos, nesse caso o Bipolo A, uma vez que a escolha da SE Parauapebas para a instalação da conversora retificadora desse bipolo foi em função do acoplamento com o sistema em corrente alternada previsto para escoamento de parte da energia desta UHE.

B) O estudo demonstra que a localização da conversora retificadora foi definida em função da maior redução no carregamento da interligação Norte-Sul. Uma retificadora situada mais a leste não permitiria maior uso do sistema de transmissão (maior permanência) para o escoamento da energia eólica e solar do Nordeste para a região Sudeste? Os autores compararam a permanência do fluxo para todas as alternativas estudadas?

Um dos aspectos mais importantes na definição da localização das conversoras foi a capacidade de escoamento de excedentes energéticos das regiões Norte e Nordeste resultante de cada alternativa estudada. Uma retificadora situada mais a leste mostrar-se-ia mais adequada caso o objetivo fosse primordialmente o escoamento de energia proveniente de empreendimentos eólicos e solares desta região, o que levaria à necessidade de novos reforços para escoamento de excedentes provenientes da região Norte de forma prematura. Além disso, diminuiria o carregamento da nova interligação Nordeste-Sudeste, que conecta a Bahia a Minas Gerais, tornando-a ociosa por um horizonte mais alongado. Não foram comparadas as permanências de fluxos para as alternativas estudadas, uma vez que o escoamento de excedentes energéticos, mesmo que estes fossem de baixa probabilidade de ocorrência, era objetivo fundamental do estudo. O atendimento a essa condição, por consequência, resulta em aumento do grau de confiabilidade no atendimento para cenários de probabilidade maiores, sendo este outro objetivo da presente recomendação.

C) O estudo parte da premissa de não considerar a recapitação dos bancos de capacitores série da interligação Norte-Sul. Se esta recapitação fosse considerada, mudaria a alternativa de transmissão selecionada, principalmente a localização das conversoras?

A recapitação dos bancos de capacitores série não foi considerada nesse estudo, pois esse reforço ainda estava em fase de avaliação técnica e econômica e havia muitas incertezas associadas à viabilidade de implementação dessa recomendação. De toda forma, caso fosse considerada, não haveria mudança no mérito da alternativa selecionada nem da localização das conversoras, pois, uma vez que o principal diferencial entre as alternativas estudadas era o alívio propiciado no carregamento da interligação Norte-Sul, principal ponto de restrição ao intercâmbio energético entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, esta consideração se traduziria tão somente em adiamento da necessidade de nova ampliação da capacidade de intercâmbio.

### 3.21 - RECAPITAÇÃO DOS BANCOS DE CAPACITORES-SÉRIE DA INTERLIGAÇÃO NORTE-SUL: PROPOSIÇÃO DE AMPLIAÇÃO DA CAPACIDADE DESSA INTERLIGAÇÃO A CUSTOS COMPETITIVOS

MELLO, R.T.A.E.(1);JÚNIOR, M.C.(1);CABRAL, R.R.(1);FERNANDES, A.L.(1);SOUZA, D.J.T.D.(1);BRESSANE, J.M.(1); - EPE(1);

O aumento da oferta de geração nos submercados Norte e Nordeste do País tem colocado em evidência a chamada Interligação Norte-Sul, que apresenta-se muitas vezes como obstáculo à operação eletro-energética otimizada do Sistema Interligado Nacional ? SIN, limitando a transferência de potência para a região Sudeste/Centro-Oeste. O presente trabalho apresenta uma proposta de aumento da capacidade de transmissão da Interligação Norte-Sul com base na recapitação de alguns bancos de capacitores-série ? BCS, que são parte integrante dos circuitos dessa interligação. Apresenta-se o desempenho elétrico preliminar da solução proposta, além da análise de viabilidade econômica da alternativa recomendada, quando comparada a um reforço estruturante equivalente.

Perguntas e respostas:

A) Na hipótese de necessidade de by-pass dos BCS da LT Gilbués - Barreiras II, para possibilitar maior valor de intercâmbio, como fica a segurança do sistema do ponto de vista dinâmico nesta situação? O estudo avaliou o comportamento da estabilidade da interligação Norte-Sul, dado que foi considerado o bypass de capacitores série?

Embora o artigo tenha dado mais enfoque às análises de fluxo de potência e viabilidade econômica, análises dinâmicas foram realizadas com e sem o by-pass de um dos BCS da LT Gilbués II ? Barreiras II. Verificou-se que ele deve ser mantido conectado até a entrada em operação dos reforços relacionados ao escoamento do potencial eólico da região Nordeste, indicados pelos estudos referenciados em (1) e (2) no campo de referências bibliográficas do informe técnico. Esses reforços são compostos por circuitos em 500 kV dentro da região Nordeste e em especial por 6 circuitos de interligação entre a Bahia e Minas Gerais, todos com configuração 6 x 795 MCM e de SIL elevado. Toda essa expansão impõe uma mudança de paradigma quando comparado ao sistema atual, que tem um acoplamento elétrico entre Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste bastante frágil e radializado. Após a entrada em operação daqueles reforços, o by-pass de um dos BCS da LT Gilbués II ? Barreiras II não acarreta qualquer problema em relação à estabilidade eletromecânica, já que seu papel no sentido de aproximar eletricamente subsistemas fica reduzido.

B) A recapitação dos BCS seria ainda mais vantajosa se o reforço estruturante fosse uma LT 500 kV com capacidade de transmissão equivalente de 2000 MW, ao invés do HVDC? Na análise econômica não foi descrito o custo da recapitação dos bancos de capacitores série. Poderia incluir pelo menos o valor em termos de R\$/Mvar ou US\$/Mvar?

O relatório EPE-DEE-NT-018/2016 ? Aumento da Capacidade da Interligação entre as Regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste para Escoamento de Excedentes de Energia das Regiões Norte e Nordeste - NOTA TÉCNICA - Avaliação Inicial ? Alternativa Mista em CA e CC? fez uma comparação entre alternativas 500 kV CA, 750 kV CA e 600 kV CC, chegando à conclusão de que a alternativa 600 kV CC é a mais vantajosa dentre as três estudadas. Para conseguir desviar o fluxo da interligação Norte-Sul e possibilitar um aumento de 2.000 MW no intercâmbio, nas alternativas CA, de BCS com alta capacidade de corrente, além da configuração de cabos de 6 x 795 MCM (no caso do 500 kVca) e compensação reativa shunt de linha elevada, fatores que, aliados à necessidade de subestações intermediárias, encareceram o investimento total. A análise global considerando as perdas elétricas apontou a alternativa 600 kVcc como a mais atrativa, de tal forma que pode-se afirmar que, se o reforço estruturante fosse uma solução em 500 kVca, a recapitação seria ainda mais vantajosa. Com relação aos custos de recapitação dos BCS, utilizou-se o banco de preços ANEEL referente a junho de 2014, considerando para a recapitação o preço de equipamentos inteiramente novos, não sendo contabilizadas, no entanto, as suas conexões. Foram utilizados BCS com capacidades de 2000 A e 2500 A, que a depender do nível e compensação requerido de cada LT, fornecem valores diferentes de potência reativa em MVar. Em média, pode-se afirmar que o preço gira em torno de R\$ 159.000/Mvar.

C) Considerando os benefícios da recapitação dos BCS, por que ela ainda não foi feita? Quais os riscos sistêmicos previstos durante a recapitação? Qual o tempo médio necessário para realizar todas as recapitações propostas no trabalho?

Em verdade, a maior parte das obras de recapitação já foi iniciada ou já possui resolução autorizativa publicada que permite o seu início. De fato, cabe descrever um breve histórico dos passos que foram executados após o trabalho realizado pela EPE. Posteriormente à emissão deste estudo, o ONS iniciou um grande trabalho junto aos agentes transmissores responsáveis pelos ativos e com participação da própria EPE, no sentido de identificar e compatibilizar prazos de execução, de definir período e duração dos desligamentos, de identificar a viabilidade física de expansão e os riscos operativos, de calcular o dimensionamento de equipamentos terminais, etc., de tal forma que fossem sempre mantidos os critérios usuais de segurança operativa do SIN. Esse trabalho foi fundamental para o processo de autorização, realizado pela ANEEL às transmissoras detentoras dos ativos, que permite o início das obras de recapitação. Atualmente, 15 dos 17 BCS a serem recapitados já possuem resoluções autorizadas finalizadas e publicadas, que permitem o início das obras e definem o prazo de execução das mesmas, já considerando as restrições sazonais para manutenção da confiabilidade da interligação Norte-Sul. Segundo definido nessas resoluções autorizadas, o retrofit dos equipamentos estão previstos para entrar em operação de forma escalonada, entre dezembro/2017 e dezembro/2020, com prazos de execução que variam de 19 a 42 meses.

### 3.22 - REFORÇOS CONJUNTURAIS PROPOSTOS AO CMSE PARA ALIVIAR O ATRASO DE OBRAS DA TRANSMISSÃO

COLAÇO, E.T.M.(1);Anjos, A.D.F.d.(2);Medeiros, F.d.C.(3);França, F.A.X.(4);Nunes, R.d.S.(5);Sessa, B.d.C.(6);Calvelli, F.V.(7);Silva, F.M.(8);Chaves, S.B.(9);Hmeljevski, J.B.L.(10);Filho, H.G.(11);Guedes, L.F.d.M.(12);Monteath, L.(13);Bressane, J.M.(14);Guarini, P.d.C.(14);Borges, C.M.(14);Farinha, M.V.G.d.S.(14);Martins, V.F.(14);Souza, D.J.T.d.(14);Szrajbman, M.W.H.(14);Mello, R.T.A.e.(14);Cabral, R.R.(14);Martins, T.d.F.R.D.(14);Mazon, C.J.(15);Daher, M.J.(16);Almeida, A.N.d.(17); - ONS(1);ONS(2);ONS(3);ONS(4);ONS(5);ONS(6);ONS(7);ONS(8);ONS(9);ONS(10);ONS(11);ONS(12);ONS(13);EPE(14);ONS(15);ONS(16);ONS(17);

Este trabalho apresenta as recomendações mais relevantes que foram propostas ao CMSE, com o objetivo de mitigar os impactos no desempenho do SIN causados pelo atraso na implantação de obras de transmissão, relativas a um conjunto de empreendimentos de grande porte, com risco de não cumprimento dos contratos de concessão. Adicionalmente, são descritas as consequências da ausência dessas obras no planejamento da operação do SIN, as quais concentram-se nos reflexos no escoamento da geração eólica do Nordeste e hidráulica do Norte, bem como no atendimento à carga de regiões do Rio Grande do Sul.

Perguntas e respostas:

A) Alguma das soluções estruturais indicadas foi alterada face ao não cumprimento do contrato de concessão ou somente foi analisado como viabilizar as obras originalmente licitadas?

Uma vez identificadas as restrições impostas ao SIN, pela ausência dos empreendimentos com risco de não cumprimento do contrato de concessão, foram analisadas soluções provisórias ou não que pudessem ser implementadas no menor prazo possível, também de modo a viabilizar a entrada parcial de obras já licitadas. Podemos citar alguns exemplos, tais como: utilização de equipamentos de reserva técnica; construção de complemento de barramentos; e transferência de equipamentos entre agentes. Para o longo prazo, horizonte da EPE, foi estudado se as soluções estruturais originalmente indicadas permaneceriam válidas ou se precisariam ser adequadas ou mesmo substituídas. A hipótese de substituição é sempre a última opção a ser perseguida por haver diversas implicações regulatórias. Já as adequações podem ser uma opção viável em situações onde a solução inicialmente recomendada diverge das necessidades da rede futura. Desta forma, aquelas que permanecem válidas estão sendo implementadas de forma parcial, aguardando a finalização da questão regulatória para serem concluídas. As demais obras foram reavaliadas em novos estudos de planejamento.

B) De que forma a implantação de SEP (1100 MW) na região Nordeste, em carga leve impacta o atendimento às cargas na região importadora? Ocorre oscilação de potência nesta situação?

As análises realizadas foram preliminares e simplificadas. A princípio, não foram identificadas oscilações de potência, conforme simulação apresentada no artigo (figura

2). Para a implantação de um SEP dessa dimensão é necessário realizar análises extensas para avaliação dos impactos e desempenho do sistema de forma ampla, incluindo a qualidade e segurança do atendimento à carga. No aprofundamento desses estudos outros cenários serão considerados, bem como os tempos necessários para atuação da proteção, por exemplo. Esses estudos deverão ser realizados no âmbito do curto prazo (pré-operacionais), de acordo com a evolução do sistema (configuração geração/transmissão). Por fim, cumpre destacar que as atuais mudanças nas usinas previstas para a região sinalizam em direção de uma grande redução desse montante de corte de geração automática (SEP).

C) Poderia os autores comentar sobre como a aplicação de tecnologias pouco usuais, tais como usinas térmicas de partida rápida ou armazenamento de energia poderiam auxiliar no enfrentamento do problema abordado no trabalho?

A princípio, entendemos que o sistema de transmissão planejado é necessário para o escoamento de grandes blocos de geração intra e extra regiões do país em condições adequadas, e sua supressão geralmente é avaliada como uma situação conjuntural, devendo ser retomada eventualmente com alguns ajustes passíveis de serem implementados em curto prazo. No referido trabalho, a natureza dos problemas identificados está principalmente relacionada ao descasamento das datas de entrada de empreendimentos de transmissão fundamentais para o escoamento dos excedentes energéticos entre regiões e grandes blocos de geração, bem como para o atendimento aos centros de carga. Consideramos que identificar e mitigar as causas dos atrasos de transmissão associados aos processos de licenciamento ambiental, bem como o aprimoramento dos métodos de precificação de riscos, seria mais indicado em um primeiro momento. Ademais, não nos parece um problema compatível, em termos de dimensão, com a aplicação de usinas térmicas de partida rápida ou armazenamento de energia, mesmo com a suposição de uma "bateria" que pudesse armazenar o excedente de energia sob restrição numa determinada situação, pois esta teria que ser "descarregada" em outra situação, muito provavelmente, também de restrição. Por fim, é importante destacar que existe um processo contínuo de análise da necessidade de tecnologias de armazenamento e geração rápida para assegurar a adequada operação do SIN, com cada vez mais penetração de fontes intermitentes, e, portanto, este é um tema muito interessante para reflexão em tempos de inovações no SEB.

### 3.23 - UMA PROPOSTA DE UTILIZAÇÃO DO HVDC DE FURNAS NA SUBESTAÇÃO DE FOZ DO IGUAÇU TRANSMITINDO ENERGIA DE ITAIPU 60HZ

FILHO, E.B.(1); - ITAIPU(1);

A usina de ITAIPU pertence ao Brasil e ao Paraguai e possui dois setores, um em 50 Hz e outro em 60 Hz. Atualmente o ELO de Corrente Contínua associado a ITAIPU 50 Hz já apresenta capacidade de transmissão ociosa, com tendência de aumento nos próximos cinco anos devido ao significativo crescimento da demanda de energia do sistema elétrico paraguaio. Esta capacidade ociosa pode se transformar numa oportunidade de ganhos de confiabilidade, segurança e de otimização energética para o SIN-BR se for possível utilizar parte desse ELO de Corrente Contínua operando conectado à usina de ITAIPU 60 Hz. Este artigo apresenta uma proposta dessa utilização e as vantagens sistêmicas advindas dessa prática.

Perguntas e respostas:

A) A proposta oferece ganhos elétricos, com o CC operando junto ao sistema, agregando controlabilidade a rede. Contudo parece haver necessidade de modificações significativas nos atuais controles. Note que teremos retificadores separados eletricamente, mas os inversores continuarão juntos e ainda, um dos bipolos CC possuirá operação paralela ao 765 kV CA. Foram modelados controles específicos para o novo modo de operação? Quais seriam as principais mudanças necessárias?

A proposta oferece ganhos elétricos, com o CC operando junto ao sistema, agregando controlabilidade a rede. Contudo parece haver necessidade de modificações significativas nos atuais controles. Note que teremos retificadores separados eletricamente, mas os inversores continuarão juntos e ainda, um dos bipolos CC possuirá operação paralela ao 765 kV CA. Foram modelados controles específicos para o novo modo de operação? Quais seriam as principais mudanças necessárias? Resposta As modificações no sistema de controle são necessárias principalmente para o controle de pulsos para a condução dos tiristores, alterando a frequência da onda de 50Hz para 60Hz, não imaginamos grande dificuldade para efetuar este ajuste. Em termos de controle a nível de polo e bipolo, Na proposta não foram considerados novos controles além daqueles que o elo CC de Furnas já possui. No entanto, alguns controladores, como o STAB50 por exemplo, deve ser inibido para o controle do bipolo 2 (60Hz) e mantido no caso do bipolo 1. Outro controlador, o de transferência de potência entre bipolos não poderá ser mantido operativo sem que sejam realizados estudos mais detalhados de seu comportamento e eventuais vantagens. Quanto ao ponto de que os inversores operam juntos, não seria um problema. Os controles do elo CC são realizados em nível de polo/bipolo, portanto pode-se aproveitar dessa característica e operar os bipolos de forma independente, mas utilizando o mesmo link de transmissão. A única diferença com relação a operação atual é que só haveria uma distribuição equitativa de potência entre os conversores do mesmo bipolo. Dessa forma, não foram modelados controladores adicionais, as simulações no Anarede e Anatem foram realizadas com os mesmos modelos utilizados no elo CC de Furnas, separados por bipolo, considerando que o bipolo 2 tem o retificador em 60Hz.

B) Poderiam os autores apresentar uma estimativa de custo associado às mudanças necessárias para operar o elo CC de 50Hz em 60Hz? Foi elaborada uma análise custo/benefício da proposta? Qual o tempo estimado do retorno do investimento nesta mudança?

O elo CC é de propriedade de Furnas, portanto não podemos estimar o custo envolvido nas alterações necessárias para operar o bipolo 2 em 60Hz em Foz do Iguaçu. No entanto, o custo é muito inferior ao da implantação de um novo empreendimento, de mesmo porte, para prover as mesmas vantagens operacionais. As principais adaptações estão relacionadas a alterações do controle de disparo do retificador para 60Hz, sintonia dos filtros ZRD e ZRE para as harmônicas da frequência de 60Hz e a conexão dos barramentos de 500kV 60Hz da subestação de Foz do Iguaçu às semi barras A e C da subestação de Foz do Iguaçu 50Hz.

C) Os autores levaram em consideração nos estudos que os equipamentos do sistema de transmissão de Furnas associado à Itaipu estão com a vida útil elevada e que alguns desses equipamentos deverão ser substituídos?

Sim, isto foi considerado como um fato motivador da proposta. Dado que haverá necessidade de uma avaliação tecnológica no elo CC em função do seu tempo de vida, porque não aproveitar esta atualização para fazer a conversão da frequência em um dos retificadores. Ainda, se considerarmos que o elo CC ainda deve permanecer operacional, e que já se discute a atualização tecnológica do elo CC, não deve haver altos custos adicionais em função da utilização do bipolo 2 em Foz do Iguaçu operando em 60Hz. A substituição dos equipamentos que estiverem em fim de vida útil ocorrerá independente da utilização proposta no artigo.

**Comentário:** Caso seja possível a correção pelos autores, na página 8 no primeiro parágrafo após a tabela 2 a expressão "Se bem?" está sem sentido na frase. Também há um erro de concordância no termo "não foi feitas?". Aconselha-se aos autores, caso ainda não o tenham feito, a apresentar a proposta aos órgãos de planejamento e operação do setor, para alertar a ocorrência da ociosidade crescente do bipolo.

### 3.24 - DESAFIOS PARA A EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO PARA ATENDIMENTO ÀS REGIÕES METROPOLITANAS - CASO DA GRANDE SÃO PAULO.

SANTOS, M.A.D.(1);MONTEIRO, M.P.(1);SOUZA, D.J.T.D.(2); - CTEEP(1);EPE(2);

A Região Metropolitana de São Paulo (RMSP), constituída pela capital do estado de São Paulo e mais 38 municípios, é onde estão instalados importantes complexos industriais, comerciais e, principalmente, financeiros, que controlam as atividades privadas no País. Diante dessas características, considerando a expectativa de retomada de crescimento econômico do país e consequente retomada do aumento de carga da região estudada, tem-se um grande desafio para o planejamento que é de projetar um sistema elétrico flexível e robusto, de forma que seja capaz de atender às necessidades de desenvolvimento e, ao mesmo tempo, seja viável do ponto de vista técnico-econômico.

Perguntas e respostas:

A) A adoção de SE blindada, apesar de mais cara, possui menor área de terreno. Nos casos de terrenos com custos muito elevados, a SE blindada pode chegar a ser economicamente mais vantajosa que uma aérea convencional?

Sim, a depender do custo do terreno, a SE blindada pode ser economicamente mais vantajosa do que uma SE aérea convencional. Com base em informações de fabricantes de equipamentos com tecnologia GIS (gas-insulated switchgear), a área poderia ser reduzida em, ao menos, 50% da área ocupada por uma subestação convencional de mesmo porte, porém, com custo dos equipamentos cerca de duas vezes superior ao de uma subestação isolada a ar. Portanto, para se identificar uma possível vantagem econômica de uma SE blindada, há que se ponderar o sobrecusto dos equipamentos GIS com a redução do custo fundiário em função da menor área ocupada.

B) Como foram considerados os custos referenciais para orçamentos das obras? Já é possível se formar uma base consistida de preços para regiões metropolitanas? Qual a referência de custos utilizada para composição das alternativas dado que em algum momento estas obras deverão ser licitadas pela ANEEL?

Os custos referenciais para orçamento das obras do estudo em questão foram adotados com base em consultas e materiais fornecidos pelos fabricantes de cabos subterrâneos e de equipamentos GIS. Entendemos que ainda não é possível formar uma base consistida de preços para regiões metropolitanas, para isso, seria necessário um histórico maior de obras já licitadas com essas características. Para as linhas subterrâneas de 345 kV, os custos considerados foram da ordem de 7 a 10 vezes o custo de uma linha aérea convencional de mesmo porte. Com relação aos módulos das subestações blindadas, foi considerado um custo cerca de duas vezes superior ao dos módulos de uma subestação aérea convencional.

C) Dado que os terrenos ora visualizados como disponíveis podem no futuro não mais estar, o efeito da especulação imobiliária foi levado em consideração no resultado do estudo? Como pode agir para para "preservar" estes terrenos com a finalidade da implantação da alternativa de mínimo custo global?

De fato, a questão da disponibilidade de terreno é um dos pontos mais sensíveis para soluções em regiões metropolitanas, dado que em muitos dos casos a solução se resume a uma única possibilidade de terreno. Esse efeito da especulação imobiliária foi levado em consideração de forma indireta no estudo, onde se buscou deixar indicada uma solução estrutural alternativa à recomendada. É claro que essa solução alternativa não é a de mínimo custo global, mas na inviabilidade de implantação da de menor custo, essa passa a ser a mais adequada. No âmbito desse estudo, foram pensadas algumas formas de se preservar estes terrenos, dentre elas, seria uma eventual aquisição antecipada pela distribuidora, sendo posteriormente reembolsada, com alguma correção, pela transmissora vencedora do leilão. No entanto, é importante ressaltar que para quaisquer que sejam as possibilidades de preservação desses terrenos, seria necessária uma ampla discussão envolvendo os agentes

interessados, MME e ANEEL.

**Comentário:** Na página 5 há um erro de referência do editor de texto (Word).

### 3.25 - REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES (REI) E OS REATORES COM SATURAÇÃO NATURAL (RSN): ESTADO DA ARTE E PERSPECTIVAS DE UTILIZAÇÃO NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

MAIA, M.J.A.(1);FONTE, L.A.M.D.(2);SIMONI, V.R.(1);FREITAS, F.E.F.(1); - CHESF(1);UFPE(2);

A implantação de REI? Redes Elétricas Inteligentes busca especialmente a eficiência energética, a qualidade da energia ofertada e aumento da confiabilidade, trazendo monitoramento e a controlabilidade aos sistemas elétricos. Assim, poder-se-ia caracterizar uma REI como sendo o conjunto de ações exercidas pelos agentes envolvidos, com o intuito de tornar eficiente, confiável e seguro o uso da energia elétrica. Nesse contexto, o artigo apresenta a aplicação dos Reatores com Saturação Natural (RSN), como uma tecnologia que visa auxiliar os sistemas elétricos de potência em alta tensão, como um elemento de REI. Serão apresentados resultados de estudos elétricos para o Sistema Interligado Nacional de modo a determinar os benefícios do uso do RSN em substituição aos Reatores Lineares (RL) instalados nas linhas de transmissão de 500 kV. As avaliações realizadas para as linhas de interligação das regiões Norte-Nordeste indicam benefícios significativos tanto do ponto de vista sistêmico (aumento de capacidade de transmissão), quanto do ponto de vista operacional (aumento das margens de segurança estática). A substituição dos RL por RSN se torna especialmente importante quando se considera as contingências de linhas de interligação entre regiões. Nesse contexto o RSN, além de proporcionar a manutenção da integridade do sistema interligado (inclusive para contingências múltiplas, sem perda de sincronismo ou black out), contribui para a manutenção do atendimento integral das demandas de potências transferidas entre regiões, não provocando, pois, corte de cargas.

Perguntas e respostas:

- A) Os autores poderiam descrever os avanços em termos construtivos para este tipo de equipamento, considerando aspectos tal como o nível de ruído?
- B) Os resultados apresentados foram de simulações em regime permanente. Foram feitas simulações em regime dinâmico e transitório. Caso afirmativo, qual a origem dos modelos de representação?
- C) Este equipamento poderia ser utilizado em redes de menor tensão, que tenham como característica uma volatilidade no fluxo de carga, sendo a conexão de fazendas eólicas um exemplo.

### 3.26 - VIABILIDADE DE INSERÇÃO DE UM SISTEMA 1000 KV NA REDE ELÉTRICA BRASILEIRA

SILVEIRA, P.(1);Jardini, J.A.(2);PEDROSO, F.R.V.D.A.(3);FRONTIN, S.D.O.(4);NICOLA, G.L.C.(5);Graham, J.(6);GUJUN, L.(6);Jesus, J.F.d.(7);Machado, V.G.(8);Piccirilli, R.L.M.(8); - FDTE(1);EPUSP(2);FDTE(3);FDTE(4);ELETRONORTE(5);SGBH(6);ELETROBRAS ELETRONORTE(7);

Atualmente, a geração do sistema elétrico brasileiro é principalmente hidrotérmica. Nos próximos anos o sistema terá injetada à sua rede uma quantidade significativa de energia provenientes principalmente de usinas eólicas e solares, localizadas na região Nordeste, distante dos grandes centros de carga. O sistema de transmissão brasileiro inclui principalmente uma rede de transmissão de 500 kV (CA), altamente malhada, que está no limite de sua aplicação e sistemas em HVDC ponto-a-ponto, transmitindo alta quantidade de energia a partir de usinas hidrelétricas. A pesquisa em curso avalia o uso da tecnologia UAT (Ultra Alta Tensão) em 1.000kV para essa expansão.

Perguntas e respostas:

- A) Em função se possui equipamentos não convencionais no setor elétrico brasileiro, os custos de O&M seriam mais elevados que para tensões até 765kV? Seria viável o transporte de equipamentos de grande porte na região considerada como possível aplicação deste novo padrão de tensão?

Nos estudos os custos de O&M foram considerados como 2% ao ano do valor do investimento, portanto maior que o de 765kV. O item de maior peso é o transformador 1.000/500 kV, 850 MVA monofásico. Segundo estimativa de fabricante o peso para transporte seria de 270 ton (já o peso total com óleo seria 450 ton). Em princípio é viável o transporte.

- B) Foi desenvolvido pela EPE um estudo de ampliação das interligações Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste utilizando HVDC. Os autores tem conhecimento deste estudo? Solicita-se que os autores comentem sobre a necessidade de comparação entre as alternativas de 1000 kV, estudadas nesse projeto, e as alternativa em HVDC estudadas pela EPE.

Os bipolos A e B estudados pela EPE tem as seguintes características: 4.000 MW, 800 kV, tipo LCC (fonte de corrente) transmissão ponto a ponto. Eles aparecem nos estudos de fluxo de potência e estabilidade (arquivo EPE 2024) usado para o estudo do sistema 1.000kV. O sistema 1.000 kV tem fluxo para o sistema 500 kV nas 4 subestações. Uma das alternativas custeadas (tabela 4) é composta por um bipolo com 4 conversoras com capacidade de potencia presente nos transformadores 1.000/500kV. Um sistema multiterminal CC deveria usar tecnologia VSC (fonte de tensão) cerca de 20% mais cara que o LCC. A alternativa HVDC resultou mais cara (Tabela 3). Não foi considerado um bipolo LCC ponto a ponto, pois não seria uma comparação nas mesmas bases. Porém no estudo foi balizada a solução 1.000 kV com o bipolo B e o custo do AC foi inferior (18%), mas entendemos que essa comparação não seja aplicável.

- C) Conforme informado no trabalho, a alternativa HVAC 1000 kV mostrou-se ser a de menor custo quando comparada com alternativas de 500 KV-CA e Multiterminal VSC, considerando três trechos de 440 km e um circuito por trecho, para todas as alternativas. Se a alternativa HVAC 1000 kV fosse comparada com um sistema HVDC de apenas um trecho de 1320 km ela seria ainda a de menor custo?

Estariam sendo comparadas alternativas com diferentes características. Um bipolo ponto a ponto teria um custo adicional de levar geração ao terminal retificador. Por outro lado pela Figura 3 do artigo pode-se observar que para transmitir ponto a ponto, 1.300 km os custos HVDC e UHVAC seriam semelhantes, mesmo assim nos cálculos o custo do HVDC foi um pouco menos. O AC nesse caso teria maior flexibilidade e trocaria potencia em 4 subestações em vez de 2 no HVDC.

**Comentário:** São necessários ajustes ortográficos de concordância no texto

### 3.27 - AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA DA FONTE EÓLICA DA REGIÃO NORDESTE E SEU IMPACTO NA TRANSMISSÃO

SILVA, A.J.T.D.L.(1);COSTA, J.G.D.C.(1); - UNIFEI(1);

Este trabalho apresenta uma metodologia para a avaliação probabilística do desempenho de parques eólicos, que permite avaliar o nível de confiabilidade da fonte eólica em um sistema elétrico, e analisar o seu comportamento frente à inclusão de novos empreendimentos. A metodologia proposta, baseada em Simulação Monte Carlo não sequencial, é implementada em um programa computacional e aplicada à análise do sistema de geração eólica da Região Nordeste. Avalia-se ainda o impacto das subestações de conexão ao sistema de transmissão sobre os índices de confiabilidade da geração eólica, o que permite determinar a viabilidade econômico da expansão de suas capacidades de transformação.

Perguntas e respostas:

- A) No contexto do título do artigo, poderia o autor discorrer sobre a perda de vida útil do transformador em função da variação da corrente no transformador em função da variação de geração das fontes eólicas?

O impacto da vida útil dos transformadores não foi observada neste artigo, havendo, entretanto, as indicações de sobrecarregamentos dos mesmos. A informação dos carregamentos seleciona os equipamentos para a análise de vida útil.

- B) Poderiam os autores informar se o algoritmo apresentado no trabalho prevê algum mecanismo que garanta que parques vizinhos tenham ventos semelhantes?

Sim. Quando da estimação das séries de vento, algumas premissas foram adotadas, entre as quais a de que um parque eólico com histórico insuficiente teria o mesmo vento de outros parques, a uma distância máxima de 15 km, para o mesmo período. Esta distância foi assumida pois os programas de previsão de vento existentes no mercado dividem o terreno em quadrados de 15 km de lado e assumem que, dentro desta área, o vento é igual. Ao realizarmos esta assunção para a estimação do histórico de vento, podemos considerar uma base fixa de aerogeradores e assim avaliar os índices de confiabilidade de forma mais fidedigna, excluindo o crescimento natural da potência instalada com a entrada de novos parques.

- C) É possível explicar como realizar os agrupamentos dos parques em conjuntos eólicos?? É possível admitir que a potência instalada do parque pode superar a capacidade da transformador mesmo sem haver falha da unidade?

Os agrupamentos dos parques eólicos seguiram um critério elétrico, e não comercial / operacional. Todos os parques conectados aos mesmos barramentos e/ou transformadores foram considerados como um único conjunto. Houve casos em que, devido ao arranjo de barramentos e de conexão, alguns conjuntos comerciais/operacionais resultaram em dois ou mais "conjuntos elétricos". Já quanto a segunda pergunta, a potência instalada de um parque ou "conjunto elétrico" pode superar a potência instalada de transformação. Isso se deve ao fato de que alguns agentes, conscientes que o fator de capacidade dos parques não atingirá 1 muito frequentemente, assumem ainda que a eventual sobrecarga nos transformadores não compensa, economicamente, a instalação de um novo equipamento.

### 3.28 - PERSPECTIVAS DE INSERÇÃO DE NOVOS ELOS CCAT NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL, CONSIDERANDO UM NOVO CENÁRIO CRÍTICO.

RIZZOTTO, T.C.(1);CABRAL, R.R.(1);GUARINI, P.D.C.(1);SILVESTRE, R.P.(1);SILVA, A.D.M.(2);ALMEIDA, L.P.D.(3);JUNIOR, A.D.(4);PORTUGAL, P.M.M.(4);SOUZA,

Y.R.D.(4);PENA, A.M.(5); - EPE(1);ONS(2);CEPEL(3);Furnas Centrais Elétricas(4);CEMIG(5);

Este artigo se propõe a analisar as características do Sistema Interligado Nacional que possam influenciar o desempenho de novos elos CCAT convencionais, apresentando um novo cenário crítico. Os cenários tipicamente estudados, elevados intercâmbios regionais com inércia reduzida, na região Sudeste, no patamar de carga leve, podem deixar de apresentar as condições mais severas de operação do sistema, frente ao patamar de carga pesada, com elevada inércia. Assim, o presente estudo visa a permitir que os planejadores e agentes do mercado conheçam as novas características técnicas do Sistema Interligado Nacional e possam trabalhar por melhores soluções envolvendo elos CCAT.

Perguntas e respostas:

A) O trabalho mostrou que cenários tradicionalmente analisados como mais propensos à instabilidade podem não ser de fato, principalmente quando se é considerada a expansão do sistema brasileiro com elos CC inseridos na rede. O trabalho concluiu que, nas análises dinâmicas, o patamar de carga pesada foi o dimensionador, ao invés do leve. Na opinião dos autores existem outros fatores, além da carga, que poderiam ser considerados para identificar potenciais cenários críticos?

Os cenários de estudos elétricos baseiam-se principalmente nas condições de carga e geração, que guardam coerência temporal e propósito específico de investigação. Em decorrência do despacho e do patamar de carga obtêm-se as características operativas da rede que podem implicar em um ponto de operação mais ou menos seguro. Usualmente os cenários críticos em que se dimensionam novos elos CCAT e reforços na rede adjacente são aqueles de maior fluxo entre as regiões envolvidas. Para este fator, a questão decisiva é o balanço carga/geração, ressaltando que a geração mínima por questões elétricas ou energéticas de uma região pode impedir maiores fluxos nas interligações. Tendo a carga um comportamento mais previsível, o crescimento e o tipo da fonte por região são as variáveis que indicam os perfis de carregamento das interligações. Tendo encontrado um balanço carga/geração que provoca elevados fluxos, outros fatores podem indicar a severidade do cenário, como por exemplo: tensões reduzidas nas interligações e na região receptora, esgotamento do suporte de potência reativa nas áreas afetadas pelos elos CCAT, baixa inércia, assim como baixa potência de curto-circuito, na região receptora. Na avaliação apresentada nesse informe técnico, o patamar de carga pesada foi um dos dados que compuseram o cenário. Sua importância está associada à elevada capacidade de geração nas regiões Norte e Nordeste que implicou em fluxos na interligação NNE-SE da ordem de 25.000 MW. O desempenho no cenário de carga pesada é pior que no cenário de carga leve por apresentar um intercâmbio 5.765 MW maior e isto ocorre por impossibilidade de alocação na região Sudeste. O montante de carga em si não é um fator que traduz a severidade do cenário, mas apenas uma variável que, combinada com a geração segundo esta carga, produz condições críticas para o desempenho do sistema.

B) Pelos resultados do trabalho os autores acham que, para a análise dinâmica, a inércia possui cada vez menos importância? Dando lugar de importância ao controle dos conversores?

O estudo de desempenho dinâmico em que se inserem os bipolos A e B trabalhou com intercâmbios Norte/Nordeste-Sudeste duas vezes maior que à época dos estudos dos bipolos de Xingu. Este fator mostrou-se preponderante para o desempenho deste sistema. Contudo, não é correto afirmar que a inércia do sistema perde importância quando se insere novos elos CCAT, pois, além da inércia, as máquinas síncronas têm importante papel no controle de tensão e frequência. Por outro lado, a tendência de crescimento dos fluxos nessa interligação permite afirmar que é de suma importância que novas tecnologias, seja em equipamento ou controle, possam ser aplicadas aos sistemas CCAT para melhorar seu desempenho e aumentar a segurança de todo o sistema elétrico. Como exemplo poderia se pensar em uma malha de controle aplicada ao sistema CCAT que através da modulação da potência transmitida neste sistema contribuisse para o amortecimento do modo de oscilação das interligações Norte/Nordeste-Sudeste. Adicionalmente, ressalta-se que foram recomendados compensadores síncronos nas estações inversoras dos bipolos A e B, demonstrando o importante papel da inércia no conjunto das soluções em corrente contínua convencional (line-commutated converters - LCC).

C) Com mais os Bipolos A e B, serão 8 Bipolos chegando à região Sudeste. Peço que os autores descrevam os estudos relativos ao multi-infeed realizados na definição destes os Bipolos.

A avaliação de desempenho elétrico dos bipolos A e B, no escopo dos estudos de planejamento, contemplou, até o momento, simulações de transitório eletromecânico com o software Anatem. Foram aplicados defeitos monofásicos nas barras das estações inversoras dos bipolos de Itaipu, Madeira, Belo Monte e dos bipolos A e B. Nessas avaliações observou-se forte interação entre os Bipolos da Madeira, com a estação inversora situada em Araraquara, e o Bipolo A, com a estação inversora situada em Assis 2. A interação entre essas conversoras faz com que a falha de uma delas ocasione a falha da outra por período de tempo menor ou igual ao da primeira. A etapa seguinte dos estudos de planejamento, que é o detalhamento por meio de estudos de desempenho eletromagnético, pode oferecer melhor conhecimento sobre a interação entre as conversoras e suas consequências, assim como novos subsídios para futuras simulações de transitório eletromecânico.

### 3.29 - OS DESAFIOS PARA INSERÇÃO GRANDES BLOCOS DE ENERGIA RENOVÁVEIS NA REGIÃO NORDESTE

CAVALCANTI, J.D.A.(1);FILHO, D.F.G.(1); - CHESF(1);

O artigo apresenta estudos elétricos em regime permanente e dinâmico com os programas de fluxo de potência (ANAREDE) e de estabilidade (ANATEM) com o intuito de determinar os benefícios do uso do Reator de Saturação Natural (RSN) em substituição aos Reatores Lineares (RL) instalados nas linhas de transmissão de 500 kV das interligações regionais. Alternativamente, será estudado o uso de proteção baseada em fibra ótica para chaveamento dos reatores lineares

Perguntas e respostas:

A) Na aplicação específica analisada no trabalho, considerando os diferentes aspectos, haveria tempo hábil para aplicação da tecnologia RSN para fins de minimizar os impactos dos atrasos das obras em 500 kV no Nordeste?

B) Quais os maiores impeditivos atuais para aplicação dos RSN no Brasil? A autorização de substituição de reatores lineares, ainda em sua vida útil, é um desafio?

C) Poderiam os autores quantificar o benefício da substituição dos reatores lineares por outros de saturação natural em larga escala? Qual a sua viabilidade no contexto atual do setor e qual o custo de implantação? O aumento da margem com a troca compensaria o investimento? Quem paga pelo investimento?

**Comentário:** Ressalta-se que o título poderia ser mais objetivo, afinal foi proposto exclusivamente os benefícios do uso do RSN.

### 3.30 - CONTROLE DE DESPACHO DE POTÊNCIA DE GERADORES DISTRIBUÍDOS E ARMAZENAMENTO EM UMA MICRORREDE

HINTERHOLZ, T.F.(1);LUCHESE, F.C.(1);EBERT, P.(1);MARTINS, C.C.(1);SPERANDIO, M.(1); - UFSM(1);

O crescente consumo de energia elétrica aliado a problemas ambientais originou uma série de preocupações relativas ao setor, disseminando novos conceitos e tecnologias. Neste contexto, surgem as microrredes (sistemas capazes de gerenciar despachos de energia de fontes alternativas e convencionais) distribuídas próximas às cargas. Assim, a partir de análises da curva de energia da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM) e simulações feitas no software Open DSS, este estudo propõe a transformação da rede interna da UFSM em uma microrrede inteligente, pretendendo comparar custos básicos de geração de energia com a penalidade imposta na violação do contrato de demanda.

Perguntas e respostas:

A) Qual o critério para a localização dos geradores? Em todos os pontos selecionados é possível a instalação desses equipamentos? Na análise realizada foi considerado um procedimento para definir os geradores que serão ligados e por quanto tempo ficarão em operação. Como definir essa lógica previamente para ser implementada no campo, principalmente a referente ao próximo ciclo horário?

Os geradores já estão instalados nos pontos existentes. Foram observados os critérios de operação conforme ultrapassagem da demanda e tempo mínimo de operação. Foi utilizado uma planilha previa calculando o valor da ultrapassagem para disparar o grupo de geradores corretos. Após verificou-se a nova diferença com a geração atual ligada e a necessidade de um novo gerador ou o desligamento de algum.

B) Qual o custo estimado de implantação da microrrede inteligente? Qual o tempo estimado de retorno do investimento nesta microrrede?

O custo nesse caso é o valor gasto em combustível e manutenção preventiva x valor pago de multas por ultrapassagem. No ano de 2016 já haveria lucros para investir em novos possíveis geradores ou substituição dos existentes para melhorar rendimento e desempenho.

C) Na opinião dos autores, a utilização de geração distribuída em microrredes, principalmente com a utilização da energia solar, pode ser uma alternativa viável para consumidores industriais e comerciais?

Industriais é uma questão um pouco mais complicada de se analisar. Já o consumidor residencial, e o comercial dependendo da atividade deve-se sim estimular o uso de painéis solares e utilização até mesmo de geração como é praticado pelas redes de supermercados em horário de ponta. Até porque com a futura tarifa branca, o consumidor residencial vai passar a cuidar mais do seu consumo.

**Comentário:** Quando o gerador atende somente a carga conectada a sua barra de forma isolada, verifica-se um decréscimo na solicitação de corrente e perdas de energia ao longo do circuito também. Nesse caso são oito geradores atendendo dezoito cargas distribuídas ao longo do alimentador, ou seja, o fluxo de potência auxiliar (GD) soma-se ao fluxo de potência auxiliar (dever-se corrigido um dos fluxos - esclarecer), e considerando as cargas como modelo potência constante, o aumento da tensão diminui a solicitação de corrente e conseqüentemente as perdas de energia.

### 3.31 - ANÁLISE DAS REPERCUSSÕES QUE ALTERAÇÕES NAS REDES ELÉTRICAS DE DISTRIBUIÇÃO PROVOCAM NOS SINAIS LOCACIONAIS DA TARIFA DE USO DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO

BENETTI, M.A.(1);SPERANDIO, M.(2);SANTOS, M.M.(3);ABAIDE, A.D.R.(2); - SATC (1);UFSM(2);UNJUI(3);

Este trabalho analisa a repercussão que o Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição (PESD) provoca nos sinais locais da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST). Os valores de selo e dos sinais locais, componentes da TUST, são calculados empregando-se a metodologia nodal aplicada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Tais valores são então utilizados no problema de PESD, obtendo-se um cenário com maior demanda. Por fim, examinam-se os impactos causados por este novo cenário apresentado pelo PESD, especialmente nos sinais locais da TUST, determinantes da intensidade de uso da rede de transmissão.

Perguntas e respostas:

A) Os autores teriam alguma sugestão de adaptação na metodologia nodal, em função das simulações realizadas no contexto do artigo?

As simulações realizadas, empregando-se a metodologia nodal atualmente em vigor no Sistema Interligado Nacional (SIN), evidenciaram a falta de acoplamento direto entre os sistemas de transmissão e distribuição. Tal fato faz com que a precificação do uso do sistema de transmissão, em uma determinada barra, não esteja diretamente vinculada ao carregamento desta barra. Mas sim à matriz de sensibilidade, formada por fatores de distribuição de fluxo. Portanto, a atual metodologia não garante que o aumento da carga de uma barra do sistema de transmissão ocasiona, por consequência, o aumento da tarifa de uso desta barra. O que é desejado, para o equilíbrio sistêmico do uso de um sistema elétrico de potência. Portanto, a metodologia empregada no sistema de transmissão precisa ser reformulada para captar as variações de demanda do sistema de distribuição, cada vez mais dinâmico, em função da revolução tecnológica deste segmento.

B) Um sinal local no sistema de distribuição poderia resultar em ganhos no planejamento a expansão do sistema de distribuição?

Sim, esta é uma tendência natural e irrevogável. Com a inserção crescente de geração distribuída e o apoderamento dos clientes (não mais consumidores passivos), tem-se um aumento do grau de incerteza nos processos de planejamento e operação dos diferentes segmentos do setor elétrico. Desta forma, metodologias não discriminatórias, simplificadoras e estáticas não permitem uma tomada de decisão assertiva e otimizada, no que diz respeito à capacidade das redes elétricas. Assim, uma metodologia dinâmica e local (ou regional), que precifique o uso de forma discriminatória, permitiria diminuir o grau de incerteza do sistema. Por consequência, aumentaria a assertividade das decisões tomadas pelas distribuidoras de energia, e incentivaria os clientes/autoprodutores a gerenciarem sua demanda/geração em prol dos benefícios econômico (seu) e operacional (do sistema).

C) O sinal local na distribuição deveria estimular a geração distribuída, para diminuir investimentos necessários na expansão do sistema de distribuição?

Esta é uma decisão que envolve diversos fatores. O sistema de distribuição está passando por uma revolução tecnológica, com a inserção de novas fontes de geração distribuída, com a popularização do carro elétrico, e com a disseminação de sistemas de comunicação em tempo real. Tudo isso gera, por consequência, um debate mundial a respeito do papel deste segmento, até então considerado um clássico monopólio natural. Obviamente os preços de energia e as tarifas de uso dos sistemas devem incentivar os agentes a explorarem ao máximo as capacidades instaladas das redes elétricas, diminuindo a necessidade, e os custos oriundos, de processos de expansão. Neste quesito, a geração distribuída permite uma diminuição das perdas elétricas, pela maior proximidade em relação à carga. Por outro lado, ela naturalmente traz problemas operacionais elétricos, decorrentes do fluxo de potência multidirecional. Desta forma, as metodologias de precificação devem ser modernizadas para adequarem-se a esta nova realidade tecnológica, considerando-se os diversos fatores citados. Uma precificação local aumenta o grau de exatidão das decisões, o que torna mais assertivo o planejamento da expansão do sistema de distribuição. Assim, prejuízos econômicos, técnicos, sociais e ambientais, podem se tornar ganhos às distribuidoras, quando estas realizarem com êxito o seu planejamento.

### 3.32 - ATIVOS DEPRECIADOS NO SETOR DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

TRENTO, S.(1);Abreu, W.E.G.(2);Santos, B.R.d.(3); - CTEEP(1);CTEEP(2);CTEEP(3);

Após diferenciar os conceitos de vida útil física, vida útil econômica e vida útil regulatória, este artigo aborda primeiramente o marco regulatório atual que rege os ativos depreciados ou em fim de vida útil, evidenciando o papel importante das melhorias e reforços. Em seguida é destacada a importância crescente do tema através do estudo de caso da CTEEP, em que se demonstra que o ritmo atual de investimentos para renovação de ativos é, no longo prazo, incompatível com as taxas de depreciação regulatórias, dado o volume de ativos nestas condições e o passivo existente. São discutidas por fim as estruturas de incentivos atuais, evidenciando oportunidades para melhorias no marco regulatório que poderiam favorecer a adoção de soluções inovadoras e mais eficientes para superar os desafios impostos pelos ativos depreciados de transmissão de energia elétrica no Brasil.

Perguntas e respostas:

A) Considerando que não só a CTEEP, mas várias outras empresas têm uma grande parte de seus ativos em final de vida útil (econômica ou regulatória), e que o mercado não teria como fornecer tamanha quantidade de equipamentos, qual seria a sugestão dos autores em relação a medidas de curto prazo para mitigar esta demanda por substituições?

De fato, é nosso entendimento que não há capacidade no mercado para promover a substituição de tamanho parque de ativos depreciados. Fatalmente nem todos os equipamentos com vida útil regulatória esgotada serão substituídos no prazo?. O que defendemos é que não deveria ser necessário ater-se ao prazo regulatório, embora este seja hoje o foco principal da estrutura regulatória. De fato, através de inovações em monitoramento, gestão integral de ativos, técnicas de manutenção, etc. estima-se que seja possível em muitos casos estender a vida útil econômica de um ativo, isto é, estender o tempo em que ficará instalado mantendo níveis razoáveis de risco e custo de manutenção, de modo que haja sentido econômico em postergar a substituição. Falta, no nosso entendimento, o incentivo regulatório para que as decisões tomadas pelas concessionárias possam se encaminhar nesse sentido, já que a simples substituição tende a ter um reconhecimento fácil e nova receita associada, enquanto manutenções mais custosas ou novas técnicas inovadoras possuem alto risco de não serem remuneradas, e a eventual redução em custos operacionais alcançada pode ainda ser alvo de captura quinquenal pelo regulador.

B) A Figura 1 do artigo mostra que, em geral, o tempo de instalação dos ativos é superior a sua vida útil regulada. O que se pode concluir sobre os dispêndios com manutenção desses ativos? Esse custo justifica mantê-los em operação? Quais os custos esperados para a reposição desses ativos?

O fato de os ativos estarem depreciados, isto é, instalados há mais tempo do que sua vida útil regulatória, não permite por si só concluir sobre os dispêndios com manutenção. Existe uma tendência de que a manutenção de equipamentos mais novos, por serem mais modernos ou por terem sofrido menor desgaste sob ação do tempo, tenham custo de manutenção menor; porém isso precisa ser verificado caso a caso. É possível inclusive que para um determinado tipo de ativo os modelos mais antigos tenham custos de manutenção inferiores. Para saber se o eventual custo aumentado de manutenção, bem como se o custo aumentado do risco para o sistema (se o risco for maior), justificam a substituição de um equipamento, é preciso fazer a conta, a qual levará em consideração estes custos, o custo de reposição, mas também fatores econômicos (como a taxa de juros) e regulatórios. É neste último quesito que a regulação faz pender a balança para a substituição, pois o investimento é reconhecido, em detrimento da manutenção, que será provavelmente computada como custo, muito embora para os consumidores tudo seja custo, e esta forma de incentivos corresponde portanto, na nossa análise, a uma distorção. Existe ainda o custo ambiental, que acaba se configurando como externalidade, mas a respeito do qual a regulação poderia também prever incentivos mais adequados: dependendo do caso, postergar uma substituição pode significar uma escolha mais ambientalmente responsável, na medida em que minimiza o descarte de materiais.

C) É possível implementar uma política de incentivo a reforma de equipamentos depreciados, com prolongamento de vida útil, sem comprometer a segurança do sistema? Qual a opinião dos autores?

Em nossa opinião, a política deve estar orientada ao resultado que se deseja obter ao final, qual seja, um alto nível de segurança do sistema, ao menor custo global, e menor impacto ambiental. Não necessariamente a solução que melhor atenderá estes objetivos será a reforma com prolongamento da vida útil. A estrutura de incentivos que deve ser apresentada à concessionária deverá refletir o mais fielmente possível este objetivo sócio-econômico-ambiental desejado, de modo que a empresa possa tomar a decisão de ótimo global a partir do exercício de seu papel de maximização de valor como empresa. O que defendemos portanto não é necessariamente um incentivo a reforma, e sim que não haja um desincentivo, que esta alternativa possa ser avaliada em pé de igualdade com a alternativa de substituição, e mesmo com a alternativa de monitoramento e controle. Atualmente a reforma, não estando bem definida na regulação, corre o risco de não ser reconhecida como investimento e, como apresentado, a remuneração apenas de O&M pode ser insuficiente para dar viabilidade econômica à alternativa de manter em operação um ativo antigo, sobretudo se comparada à alternativa de substituição, que enseja aumento de receita. Quanto ao comprometimento da segurança do sistema, já existem mecanismos para incentivá-la (Parcela Variável por Indisponibilidade, multas, e até a possibilidade legal de caducidade da concessão por não prestação de serviço adequado), de modo que não deveria haver preocupação nesse sentido: um prolongamento de vida útil que comprometa a segurança do sistema não terá sentido econômico para a empresa, pois o risco para o sistema se reflete em risco para o negócio do ponto de vista da concessionária.

### 3.33 - UMA ANÁLISE CLIMÁTICA E ENERGÉTICA SOBRE A REDUÇÃO DAS VAZÕES DO RIO SÃO FRANCISCO E SEU IMPACTO NO SIN

MADEIRA, P.D.(1);BEZERRA, B.V.(2);KELMAN, R.(2);MOTA, J.(1); - Climatempo(1);PSR(2);

O objetivo deste trabalho é trazer à tona a base atual do conhecimento do clima e da hidrologia da bacia do Rio São Francisco para compreender as causas que podem ter levado a mudança de padrão da vazão afluente do subsistema Nordeste, que na última década (2006-2015) teve uma redução de 40% da vazão mínima em relação à década de 1986-1995. Os fatores principais que contribuíram para o estabelecimento deste padrão de escassez são discutidos e suas implicações no Setor Elétrico Brasileiro.

Perguntas e respostas:

A) Na opinião do autor que ajustes podem ser feitos no modelo PAR(p) para que as previsões de longo prazo retratem melhor a realidade das vazões da região Nordeste?

O modelo PAR(p) requer que o histórico de vazões seja estacionário, o que não é o caso nas aflúncias observadas na Bacia do São Francisco. O ajuste não seria no modelo PAR(p) em si, mas nos dados, de forma a torná-los estacionários. Este ajuste pode ser realizado tanto através da aplicação de transformações na série histórica

quando na estimativa dos parâmetros considerando um histórico menor. A modelagem atual do PAR(p) permite inclusive que os parâmetros do modelo univariado sejam estimados com períodos distintos do histórico em cada bacia/subsistema. A necessidade de um histórico utilizando o mesmo período ocorre apenas para o cálculo da matriz de covariância.

B) Que outros métodos de previsão de vazão podem ser utilizados com melhor eficácia para a região? Já existem hoje em dia modelos desenvolvidos que possam ser utilizados no despacho hidrotérmico que não apresentam as deficiências detectadas pelos autores no PAR(p)?

Feito o ajuste no dados do histórico ou no período de estimação dos parâmetros, de forma a obter uma série estacionária, o próximo passo seria aperfeiçoar os modelos de previsão de vazão. Uma alternativa para aprimorar as previsões de curto e médio prazo (6 meses à frente) é utilizar métodos de previsão que utilizem variáveis exógenas, como por exemplo índices de El Niño e La Niña. Atualmente há modelos numéricos bastante eficientes nestas previsões, como CFS, ECMWF (americano e europeu)

C) Como os autores vêm a determinação, estaticamente confiável, de persistências, respaldados em dados com registros históricos relativamente curtos? Como esta questão afeta os inúmeros modelos de geração de séries sintéticas de vazões ou energias afluentes usados pelo planejamento e operação setor elétrico?

As séries históricas de chuva, que tem consequência direta nas séries de vazão, devem ser suficientemente grandes para eliminar fenômenos meteorológicos transientes. A utilização de séries curtas levam à má interpretação das condições meteorológicas e conclusões errôneas.

#### 4.0 TÓPICOS PARA DEBATE

O Brasil irá continuar com uma grande participação de fontes renováveis na sua matriz energética, com destaque para uma forte penetração de geração eólica, impondo a necessidade de novas abordagens e aprimoramento das metodologias e ferramentas visando um planejamento integrado de geração e transmissão. As consequências de uma forte inserção de energia fotovoltaica na matriz energética nacional deve também ser considerada nessas novas abordagens, em médio prazo e longo prazo. A EPE credenciou 382 projetos de geração de energia fotovoltaica para o primeiro LER 2015, totalizando uma capacidade instalada de 12,5 GW. Outro ponto de destaque são as análises para atendimento à ponta do sistema, metodologias para aprimoramento dos estudos do sistema de transmissão/distribuição.

Nesta linha sugerem-se os seguintes temas como prioritários para discussão: Aprimoramento das metodologias e ferramentas para consideração das fontes renováveis intermitentes, aperfeiçoamento da metodologia de expansão energética, técnicas que auxiliem a tomada de decisão em ambientes de incertezas; soluções para o atendimento à ponta e estabilidade do sistema com a forte inserção de fontes intermitentes.