



**XXIV SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

CB/GGH/33

22 a 25 de outubro de 2017
Curitiba - PR

GRUPO - I

GRUPO DE ESTUDO DE GERAÇÃO HIDRÁULICA - GGH

**USO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA CONTROLE INTELIGENTE DA DEMANDA EM PONTOS DE
FRONTEIRA**

**Camila Kamarad Zocal Garcia(*) Miguel Antônio Moretti Bruno Ferreira Assis Leandro Campos
INSTITUTO DE PESQUISAS ELDORADO**

RESUMO

Concessionárias de energia possuem topologias com geração distribuída e pequenas centrais hidrelétricas e pontos de fronteira que permitem importação e exportação de energia. Dois modelos visam auxiliar o operador no monitoramento dos pontos de interligação para a demanda não ser extrapolada e não propagar um problema para todo o sistema interligado. O sistema implementa um modelo de análise hídrica de otimização de pequenas centrais hidrelétricas, que calcula a energia, fornecendo um panorama da geração em uma topologia de rede. O operador recebe um cenário otimizado da topologia, sugerindo usinas para geração aumentada para minimizar carga nas fronteiras, balanceando a rede.

PALAVRAS-CHAVE

Contratos, Balanço de Carga, Controle de Demanda, Controle Inteligente, Fluxo de Potência

1.0 - INTRODUÇÃO

As concessionárias de energia elétrica atendem à demanda de consumidores através da geração, transmissão e distribuição da energia elétrica. Uma concessionária pode atuar nas três atividades ou se especializar exclusivamente em cada uma delas.

Geração, transmissão e distribuição tem características próprias de operação e problemas ocorridos em uma delas geram consequências para a seguinte: quando a geração é insuficiente, ou quando a transmissão falha, não é possível distribuir. As três atividades precisam atuar sincronamente e quando uma é sub ou sobrecarregada, deverá existir uma ação de compensação. As ações que reequilibram o sistema são tomadas em cenários complexos, com grande número de variáveis e interligações dos componentes da rede do Sistema Elétrico de Potência.

O equilíbrio do sistema exige operadores experientes, e o risco envolvido faz o trabalho ser estressante, desgastante e complexo. Garantir qualidade, continuidade e conforto para o consumidor final é atividade crítica, pois o consumidor não deve ficar sem energia elétrica e também não pode ter seus dispositivos, que estão conectados à rede, danificados. A atividade de manter a rede equilibrada traz preocupação à concessionária e aos seus operadores.

O controle da demanda é realizado por operadores ou por automatização eletrônica. O acompanhamento para equilibrar o Sistema Elétrico de Potência sem automatização não é recomendado considerando grande número de variáveis e fatores humanos envolvidos devido a estresse e falhas por acidente. A aplicação de uma estratégia computacional reduz o tempo das tomadas de decisão e eleva a confiabilidade da solução através dos cálculos precisos e rotinas padronizadas.

As concessionárias que controlam as três atividades da cadeia de comercialização de energia elétrica, podem realizar operações de reequilíbrio do estado do sistema através da geração de energia. As soluções conhecidas para o problema simplificam-no e não interagem com a totalidade dos elementos da rede elétrica, como as Pequenas Centrais Hidrelétricas.

Neste informe técnico apresenta-se a metodologia de Inteligência Computacional capaz de balancear geração, transmissão e distribuição de modo a atingir o equilíbrio desejado, via aumento ou redução da geração de energia, e alterando os caminhos de transmissão e distribuição da energia, de maneira que ela seja sempre contínua e sem oscilações. A metodologia trabalhada se materializou num software para auxiliar o trabalho dos operadores do SEP, efetuando o Controle de Demanda considerando a geração de energia adicional através de Pequenas Centrais Hidrelétricas.

A modelagem apresentada trata do equilíbrio energético da geração de uma concessionária, mas também efetua o controle das fronteiras com as concessionárias vizinhas. O software identifica, com antecedência, os limites contratuais de compra e venda de energia que serão ultrapassados, e indica como evitar que o problema ocorra. Com isto, são evitadas penalizações por ultrapassagens de contratos de compra e venda de energia entre regiões.

Este sistema foi criado para atender a demandas de projetos anteriores em que a gestão do SEP necessitava alcançar maior otimização para atender a crescente demanda. Isto conferiu excepcionalidade necessária para a construção do sistema que garante a estabilidade e otimiza as decisões de operação do SEP.

A metodologia apresentada é original na gestão do SEP quando evita quedas imediatas de cargas, mantendo o sistema estável. Este resultado é alcançado por meio do modelo de Inteligência Computacional que realiza o controle de balanço energético e gestão de limites contratuais, levando-se em consideração os recursos disponíveis no sistema, como o aumento da geração distribuída e chaveamentos da rede.

Neste Informe Técnico apresenta-se a automação do processo de monitoração dos Pontos de Fronteira e Balanço Energético (1) implantado na Concessionária Energisa de Cataguases-MG. O sistema de cálculo da geração excedente — automatizando a medição e monitoramento da compra e venda de energia nos Pontos de Fronteira — evita ultrapassagens dos limites contratuais e mante a concessionária dentro da regulamentação das normas (2), livre de multas e demais compensações financeiras.

2.0 - OBJETIVOS

O Controle de Demanda realizado pode ser melhorado e ter sua qualidade elevada através da metodologia implementada num sistema de apoio a decisão, para orientar os operadores das concessionárias. O sistema acelera a tomada de decisão do operador ao apontar os excedentes de demanda em tempo hábil para decidir qual ação tomar para obter equilíbrio entre geração e consumo.

O software para Controle de Demanda permite o cadastro de Pontos de Fronteira e limites dos contratos de compra de energia, realizando cálculos para o excedente do limite contratado através das medições fornecidas pelo sistema da concessionária. Os valores são somados até atingir o limite superior e o operador será avisado, para agir conforme as informações exibidas pelo software.

São realizadas estimativas dentro dos períodos de integralização e se as medições acusarem possibilidade de ultrapassagem dos limites contratuais, o operador receberá notificações, podendo iniciar manobras de reequilíbrio do balanço energético, acionando centrais hidrelétricas para aumentar ou diminuir a geração própria ou utilizar-se da energia fornecida pelos pontos de fronteira, através de companhias contratadas.

O operador recebe apoio da ferramenta para embasar as decisões que deve tomar. O sistema aprimora a segurança, tratando-se de uma dupla conferência, adicionando consistência entre o que o operador calculou e o que o sistema decidiu. Assim, tem-se um sistema de controle da demanda com objetivo de manter a continuidade e consequência de evitar multas de ultrapassagem, ao simular as condições operacionais, atendendo metas regulatórias, além de prevenir situações de corte de carga.

Almejou-se alcançar um sistema de apoio a decisão direcionado para orientar os gestores. A presença dos mesmos é mantida após a implantação do novo sistema. O produto apoia todas as fases do processo de decisão sob o controle do usuário. Subsidiados pelo sistema inteligente, é esperada a maximização da confiabilidade do sistema de transmissão, obtendo mínima interrupção do fornecimento. As recomendações geradas pelo sistema oferecerão as seguintes melhorias:

- Geração de economia para os reservatórios;
- Menos perdas e danos de equipamentos do SEP;
- Maior efetividade na utilização dos recursos de geração de energia;
- Redução de desperdícios de energia gerada;
- Maior eficiência na transmissão;
- Minimização do tempo de tomada de decisão das ações de controle do SEP;
- Redução de multas e indenizações por falta de energia;

O objetivo do sistema abrange controlar mais elementos no SEP, incluindo as geradoras de energia e não somente as linhas de transmissão, o que confere a originalidade do material aqui apresentado.

2.1 Solução Proposta

A solução realizada no projeto apresentado está dentro do âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da ANEEL, sob o código PD-6585-1410/2014, onde o grupo Energisa está como proponente e o Instituto de Pesquisas Eldorado está como entidade executora.

Para melhorar a eficiência, desonerar o corpo técnico e aumentar a confiança na tomada de decisões, foi proposto um sistema de apoio à decisão que deve sugerir ações para balancear a carga, reconfigurar o sistema e intervir preventivamente para maximizar o tempo de fornecimento e minimizar as interrupções da continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica. A solução deve utilizar as PCHs que estão dentro da área de cobertura da concessionária, e acessam seu sistema elétrico, utilizando-as para escoar a geração.

2.1.1 Desenvolvimento e uso da solução

A demanda em horário de ponta é de aproximados 290 MW. O sistema é composto por 29 usinas e somam uma potência aproximada de 302 MW, suficientes para cobrir a demanda. Três supridoras atendem o sistema elétrico da Energisa:

1. A principal conexão é da SE Além Paraíba, de 138 kV, com demanda contratada de 101.300 kW (ponta) e 117.800 kW (fora ponta);
2. A SE Padre Fialho, de 138 kV, conectada com a SE Ouro Preto/Vitória de 345 kV. A demanda contratada é de 70.000 kW ponta e fora ponta;
3. Manhuaçu, com tensão de 138 kV e demanda contratada de 31.500 kW (ponta) e 32.200 kW (fora ponta).

Devido a fatores relacionados às condições sazonais das centrais hidrelétricas de fio d'água, o potencial de produção máxima nem sempre é alcançado, pois a geração não está sempre disponível para regularização do sistema, além das perdas derivadas dos canais de transmissão. Portanto, há necessidade de contratações de intercâmbio, devido à exportação e importação ocorrerem em períodos diferentes do ano, influenciando nos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) e nos Montantes de Uso do Sistema de Distribuição (MUSD), obrigando que a contratações sejam firmadas pelo valor máximo de demanda do sistema Energisa.

O sistema elétrico de potência da Energisa possui geração distribuída e conta com pequenas usinas hidrelétricas em sua área de concessão, além de uma termelétrica de maior porte. Estas usinas, e as fontes supridoras de fronteiras, atendem a integridade de seu mercado. A geração distribuída apresenta condições instáveis de operação, provocadas pelos desequilíbrios entre a geração e a demanda, resultando em instabilidades que podem levar ao colapso de seu sistema. Visando solucionar estes problemas, adotou-se a solução apresentada da através do sistema que otimiza a contratação da demanda. Este sistema atende a todos os requisitos legais, com base no estudo apresentado em (2), de forma resumida.

2.1.2 Metodologia de desenvolvimento

A partir de informações básicas das PCHs e de informações de contorno do cenário de otimização, o sistema modelado determina a programação ótima de cada PCH. A programação matemática do problema foi desenvolvida com base em dados históricos do sistema de transmissão, de modo que a energia média gerada ponderada seja máxima em cada estágio do horizonte de otimização. A programação também evita que a solução ótima passasse por exaurir todo reservatório inserindo-se limites para o volume final do reservatório em cada período de tempo.

A ponderação da energia gerada em cada estágio pode ter duas interpretações:

- Preço da energia por estágio: Pede-se que a receita advinda da venda da energia seja máxima;
- Geração em cada estágio: O programa irá considerar que não há diferença entre gerar em qualquer um dos estágios de tempo.

Cada PCH tem sua otimização feita por conjunto de geradores. Isso permite que o operador, apenas selecionando a disponibilidade de cada gerador em cada estágio do horizonte de tempo, possa excluir da otimização possíveis conjuntos de geradores da PCH que estarão fora de operação. O modelo considera a curva colina, exemplificada pela Figura 1, de cada conjunto gerador quando o operador insere os coeficientes que modelam a curva colina de cada conjunto.

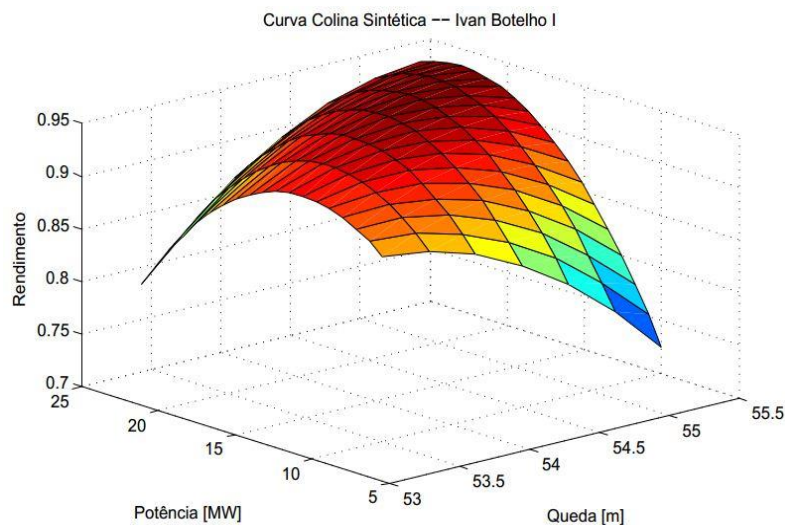


FIGURA 1 – Curva Colina da pequena central hidrelétrica

A modelagem para fluxo de potência ótimo com a capacidade de realizar alterações topológicas na rede obtém melhora do ponto de operação da rede Energisa, segundo relação matemática. O modelo de otimização não-linear foi amplamente baseado nas equações clássicas de fluxo de potência com algumas modificações para ajustá-las ao propósito a que o modelo se destina. São eles:

- Modelo de fluxo de potência ótimo com restrições de contingência, baseado nas equações clássicas de fluxo de potência (7);
- Modelo de gerenciamento ótimo de pequenas centrais hidroelétricas.

A criação dos modelos matemáticos, via ferramenta A Mathematical Programming Language (AMPL) (4), subsidia a aplicação da inteligência computacional, que otimiza as manobras necessárias ao SEP, na análise de eventos em

tempo real de forma a isolar o problema e utilizar todo o recurso de geração disponível no sistema, obtendo um melhor controle de geração de energia e consequente redução de falhas no fornecimento.

2.1.3 Requisitos de uso

A ferramenta de operação foi projetada para ter poucos pontos de entrada de informação, minimizando a quantidade de preenchimentos de formulários e, após configurada, apresenta os dados de consumo num painel principal, conforme apresentado na Figura 2. Optou-se por utilizar uma Browser User Interface (BUI) para que as atualizações do sistema sejam imediatamente recebidas por todos os clientes da concessionária.



FIGURA 2 – Acompanhamento de fronteiras

A ferramenta é alimentada com informações dos pontos de fronteira e limites de contrato de compra de energia. O sistema realiza os cálculos de excedente do limite contratado com as informações dos medidores, somando e acumulando os valores até que o resultado se aproxime do limite. Dependendo do resultado apresentado, o operador deverá tomar uma ação. O sistema também pode fazer estimativas dentro dos períodos, alertando que as medições estão próximas de ultrapassar os limites contratuais, levantando notificações para a tomada de decisão dos operadores. As ações escolhidas pelos operadores incluem execuções de inúmeras manobras para equilibrar o balanço energético do sistema, onde o operador tem de decidir qual PCH deve acionar para que viabilize o aumento de geração e se deve gerar mais ou menos energia própria. Em caso de impossibilidade de geração, obter fornecimento de uma terceira companhia para não interromper a distribuição. Para efetuar esta gerência dos elementos do SEP, uma reconfiguração da rede acontece para viabilizar a circulação da energia de diversas fontes diferentes de geração, tanto de usinas de terceiros quanto de geradores do próprio grupo.

Esta ferramenta apoia o operador sobre as decisões recomendadas, de forma que ele possa trabalhar menos em atividades de controle manual em casos extremos e sobre situações inéditas, nas quais não há procedimento descrito para solução do problema. O sistema atua também como aprimoramento de segurança, visto que trata de uma dupla conferência, adicionando consistência entre o que o operador sabe que deve ser feito e ao que o sistema indica como ação a ser tomada.

2.2 Arquitetura do Sistema

O sistema estruturou-se numa arquitetura de cliente-servidor que viabiliza uma camada de comunicação através do protocolo Open Platform Communications (OPC) com a intenção de se integrar ao sistema supervisorio da concessionária, para ser utilizado em conjunto com a rede SCADA. As informações provenientes dos medidores são recebidas pelo servidor, que faz os cálculos e estimativas, enquanto os clientes podem ser quaisquer computadores da rede interna da concessionária, acessando os dados produzidos por meio de um navegador de Internet.

Utilizou-se também a abordagem arquitetural de Sistemas de Apoio a Decisão de acordo com (3), onde tais sistemas facilitam a aprendizagem por parte dos decisores, são interativos e de utilização funcional. A implementação ocorre através de um processo interativo e com possibilidades de evolução.

Dentro das classificações oferecidas por (5), o sistema criado neste projeto detém as características de data-centric e model-centric. Neste modelo há dois suportes, o data-centric que efetua coleta e análise de dados e o model-

centric que efetua cálculos de simulação, maximização e otimização de cenários. Por meio deste último, o usuário obtém as ações recomendadas. Ainda conforme (3), o sistema apresentado detém os seguintes elementos:

- a. Gestão de Dados: Neste componente várias atividades sobre recuperação e organização dos dados contextuais de decisão são manipuladas.
- b. Gestão do Modelo: Componente que organiza os modelos que dão suporte às análises. Entre estes componentes estão o modelo de base, o modelo base de gestão do sistema e o modelo de repositório;
- c. O motor de conhecimento: Neste componente ocorre o reconhecimento do problema e a geração de soluções. Ele reúne os modelos e os dados e apresenta um cenário capaz de o auxiliar na tomada de decisão;
- d. Interface com o Usuário: Através da interface o usuário visualiza o cenário analisado, bem como recebe as indicações e dados necessários à tomada de decisão.

2.3 Embasamento Matemático

O modelo matemático proposto representa, com o máximo de fidelidade, a realidade operativa das usinas e dos componentes do SEP. Entretanto, pela necessidade de se apresentar respostas em um tempo viável, foram escolhidas algumas variáveis de maior impacto na execução dos modelos de otimização. Desta forma restringiu-se em mapear as fronteiras, usinas, cargas, barras intermediárias e ramos do sistema, considerando suas restrições operativas como limites máximos e mínimos de geração ou carregamento, limites de tensão, limites de ângulo de defasagem entre outros. Tais variáveis reúnem a maior parte das necessidades que os modelos consideram.

Observou-se a necessidade de incorporar comportamentos mais específicos, como faixas de operação desconexas para as PCHs, em virtude da impossibilidade técnica que algumas usinas apresentam de gerar em determinadas potências, as diferenças no custo da geração em determinadas faixas de horários no decorrer do dia. Tal panorama de configuração de variáveis resultou em um problema não linear de inteiro misto que traz uma restrição adicional referente à escolha das variáveis para análises combinatórias de forma a possibilitar uma resposta ótima em tempo viável.

2.3.1 Sistema de Otimização

O sistema divide-se em Otimização da Geração das PCHs (OGP) e Otimização de Fluxo de Potência (OFP). O primeiro realiza a melhor programação de geração de um conjunto de PCHs, considerando individualmente seus geradores e as faixas de operação de cada uma deles. O segundo encontra um novo ponto de operação da rede no caso de contingência de ultrapassagem de demanda onde as restrições de operação do sistema são atendidas. Ao final, ocorre um pós-processamento para exibição de dados ao usuário.

2.3.2 Funcionamento

O sistema tem seu núcleo de inteligência computacional desenvolvido na linguagem algébrica de programação matemática AMPL (4). A partir de informações básicas das PCHs e de informações de contorno do cenário de otimização, o software determina a programação ótima de cada PCH de modo que o valor da energia média gerada ponderada seja máximo durante o horizonte de otimização.

Cada PCH tem a sua otimização feita por conjuntos de geradores. Isso permite que o operador selecione a disponibilidade de cada gerador em cada estágio do horizonte de tempo e exclua da otimização possíveis conjuntos de geradores da PCH que estiverem fora de operação.

O programa considera a curva colina de cada conjunto gerador. Na Figura 1, apresenta-se como exemplo a curva colina sintética criada para a usina Ivan Botelho I. O operador insere os coeficientes que modelam a curva colina de cada conjunto e o programa faz a otimização levando-os em consideração.

2.3.3 Formulações matemáticas

A função do modelo OGP tem o objetivo de maximizar. Esta função representa a soma da energia gerada ponderada pelo seu valor, segundo o discutido em (1). A função do modelo OFP tem como objetivo minimizar. Esta função representa o desvio quadrático das tensões em relação ao perfil de tensão desejado. Em barras de carga, a potência ativa líquida deve ser igual à potência ativa gerada subtraída da potência ativa consumida, já a potência reativa líquida deve ser igual à potência reativa gerada subtraída da potência reativa consumida.

Em barras de geração, a potência ativa gerada na barra deve estar dentro dos limites especificados, assim como a potência reativa gerada também deve estar dentro dos limites especificados. Pede-se também que as barras do sistema fiquem com suas tensões dentro dos limites estabelecidos e que todas as barras de referência do circuito tenham seu ângulo fixado em zero. O sistema de pós-processamento de dados de informações das PCHs envolve como entrada as informações sobre:

1. Autonomia do reservatório

O critério utilizado para obter esta informação é da própria Energisa, já utilizado para realizar a estimativa. Com estas entradas, estima-se a autonomia do reservatório, considerando as vazões afluentes:

- Potência total gerada na usina no momento em que se deseja fazer a previsão da autonomia futura, em MW;
- Produtividade média da usina, em MW/m³/s;
- Vazão afluente ao reservatório, em m³/s;
- Vazão vertida total, em m³/s;
- Volume útil no reservatório (volume atual – volume mínimo), em hm³;
- Tempo total para o deplecionamento do reservatório (autonomia do reservatório), em horas.

2. Estimativa da quantidade de energia

A estimativa da energia no reservatório é feita considerando-se:

- Volume útil no reservatório (volume atual – volume mínimo), em hm³;
- Produtividade média da usina, em MW/m³/s;
- Energia estimada no reservatório, MWh.

3. Potência girante disponível / Reserva girante da usina

Este cálculo considera a reserva girante máxima por usina:

- Reserva Girante da Usina, em MW;
- Potência sendo injetada pela Usina na rede, em MW;
- Conjunto gerador da usina ligado no momento;
- Conjunto dos geradores da usina i que estão sincronizados;
- Potência máxima de cada PCH, em MW.

2.4 Resultados

Quando as medições estão próximas de ultrapassar os limites contratuais, alertas são exibidos para a tomada de decisão dos operadores. O cálculo descrito por (8), páginas 19 e 20, está representado pela Figura 3. através de um intervalo de 15 minutos. Ao longo deste período, as variáveis de potência medida, média, estimativa, contrato são usadas para calcular o excedente.

Os resultados foram obtidos através de testes realizados no ambiente da Energisa de Cataguases-MG, juntamente com os operadores, demonstrando que os cálculos foram condizentes com as operações históricas realizadas cotidianamente.

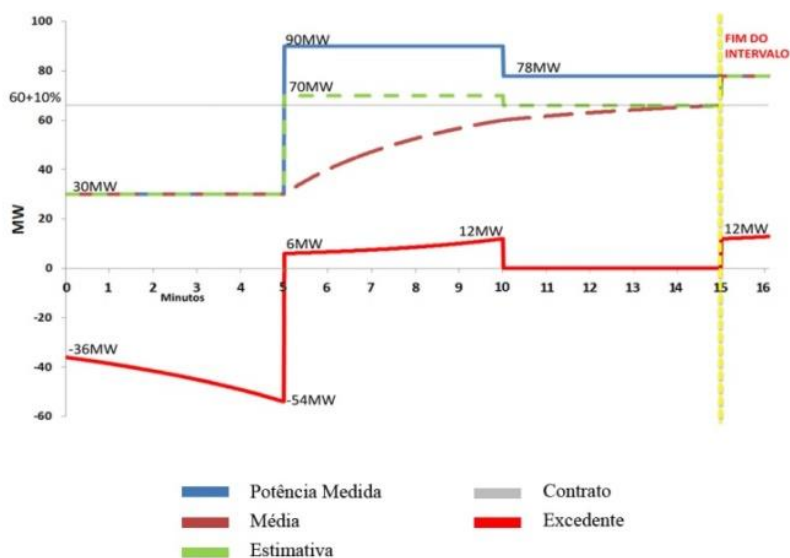


FIGURA 3 – Variáveis consideradas no cálculo de integralização.

2.4.1 Resultados do modelo OGP

Para a realização dos testes com o modelo OGP utilizaram-se os dados referente à PCH Ivan Botelho I e, nos casos de indisponibilidades destes, foram gerados dados sintéticos com base no histórico da operação.

A solução ótima passa por deixar a geração mínima no período inicial em que o preço da energia é baixo, de forma a aumentar o nível reservatório para se ganhar eficiência devido ao aumento da queda da usina. O otimizador gera o máximo de energia durante o período de maior preço até atingir o nível mínimo de reservatório desejado para o fim do horizonte de planejamento.

A resposta ótima passa por não provocar vertimento, uma vez que havia grande disponibilidade de se armazenar a vazão afluyente ao reservatório e não foi imposta à usina no problema em questão nenhuma meta de vertimento mínimo durante o horizonte de otimização da sua geração.

O tempo de execução para o cenário do circuito de 135 barras, sem variáveis binárias, ficou sempre próximo de um segundo.

A comparação do resultado do modelo OPF para o mesmo cenário executado pelo MATPOWER apresenta média de diferença nos resultados de 0.02% e o maior erro de 1.29% em todas as grandezas obtidas, o que demonstra a estabilidade e adequação do modelo proposto dado que o MATPOWER é uma ferramenta amplamente utilizada no ambiente acadêmico internacional e, portanto, bastante confiável para ser utilizada para efeitos comparativos.

A adoção do novo sistema dentro do COS da Energisa permitirá ao operador dimensionar o real tamanho das margens de geração distribuída e disponibilidade de importação de geração contratada independente da configuração topológica do SEP e considerando a rede como um todo. O resultado é a simplificação das ações a serem tomadas pelo operador. Tal benefício é aplicável às demais empresas do setor elétrico caracterizadas pela presença de geração distribuída, contratos de compra de energia e possibilidade de reconfiguração da topologia do SEP.

3.0 - CONCLUSÃO

Este projeto de pesquisa desenvolveu uma solução que foi implantada para auxiliar a operação de controle de contratos de ponto de fronteira, mantendo o fluxo entre geração e demanda nos limites adequados, o que foi confirmado pela comparação entre os resultados do software implantado e os dados históricos de operações cotidianamente registradas.

O software tem a função de informar o operador, mantendo a conformidade com a legislação, a regulamentação de normas, respeitando os limites contratuais de fornecimento de energia elétrica entre concessionárias e com o propósito de apresentar informações que possam vir a contribuir com o dinamismo da operação do sistema.

Também foram apresentados os modelos matemáticos de otimização para o gerenciamento da operação da rede da Energisa. O modelo de otimização do despacho diário das pequenas centrais hidroelétricas (OGP) maximiza o retorno com a geração de energia atendendo a restrições de faixas operativas, limites de operação e níveis mínimos do reservatório, considerando ainda as curvas cota-volume, cota-vazão e colina das unidades geradoras. O modelo de otimização do fluxo de potência (OPF) utiliza um conceito de gerenciamento de cargas e outros recursos internos do SEP, como, por exemplo, gestão das unidades geradoras distribuídas na rede e realização de manobras operativas para equilibrar os montantes de carga.

Os modelos desenvolvidos e testados apresentaram resultados coerentes com a realidade operativa de um sistema de distribuição e em tempo adequado a sua finalidade. A solução implantada indicou pontos de operação adequados, o que foi confirmado pela comparação entre os resultados do modelo proposto e de uma ferramenta referência em fluxos de potência no meio acadêmico internacional, o MATPOWER (6).

Com o desenvolvimento e implantação deste sistema, os operadores agora dispõem de maior agilidade nas análises dos dados disponibilizados pelos sistemas supervisórios dos centros de operação de um SEP. Ou seja, a ferramenta atende ao objetivo de fornecer, de forma automática, para o operador, sugestões de ações mantendo a conformidade com a legislação, a regulamentação de normas e com o propósito de apresentar soluções que possam vir a contribuir com o dinamismo da operação do sistema.

4.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Alcântara, André L. M. et al. "Controle do Alívio de Carga do Sistema Elétrico de Potência por Inteligência Computacional" São José dos Campos/SP: XI Congresso Latino-Americano de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CLAGTEE, 2015. 10 p.
- (2) Leite, Álvaro. Regulamentação Pertinente ao Intercâmbio da Demanda de Fronteira para Suporte à Operação. Natal/RN: Simpósio Brasileiro de sistemas Elétricos - SBSE, 2016. 7 p.
- (3) Power, D. J. "A Brief history of Decision Support Systems, DSS Resources. com, Worldwide Web." <http://dssresources.com/history/dsshistory.html>, (2007).
- (4) Robert Fourer, David M. Gay, Brian W. Kernighan. "AMPL: A Modeling Language for Mathematical Programming", second edition.
- (5) Marakas, George M. Decision support systems in the 21st century. Vol. 134. Upper Saddle River, NJ: Prentice Hall, 2003.
- (6) Zimmerman, Ray Daniel, Carlos Edmundo Murillo-Sánchez, and Robert John Thomas. "MATPOWER: Steady-state operations, planning, and analysis tools for power systems research and education." Power Systems, IEEE Transactions on 26.1 (2011): 12-19.
- (7) Monticelli, Alcir José. Fluxo de carga em redes de energia elétrica. E. Blucher, 1983.
- (8) Matheus, Henrique. Controle de Demanda. Cuiabá/MT: Universidade Federal de Mato Grosso - UFMT, 2003. 32 p. (Trabalho de Conclusão de Curso) Disponível em: <http://www.ejm.com.br/download/Demanda.pdf>

5.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Camila Kamarad Zocal Garcia

São Paulo, 02 de Agosto de 1985

Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, UNESP, Brasil, 2007.

Graduada em Ciência da Computação pela Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, 2007. Atualmente é analista de desenvolvimento pleno do Instituto de Pesquisas Eldorado - Campinas. Tem experiência na área de Ciência da Computação, com ênfase em Sistemas de Informação e está se especializando na área de IHC.

Bruno F. Assis, Analista de Software no Instituto de Pesquisa Eldorado. Graduado em Sistemas de Informação pela Faculdade Cenetista de Capivari em 2011, trabalha com desenvolvimento de sistemas há mais de 6 anos.

Leandro de Campos, especialista em Engenharia de Software, pela Universidade Estadual de Campinas e formado em Ciência da Computação pela Universidade Estadual Paulista – Julio de Mesquita Filho. Possui vasta experiência como Líder de Projetos, atuando inclusive como coordenador da Oficina Tecnológica de Context-Rich Systems, internamente no Eldorado. Está cursando MBA em Gestão de Projetos pela Fundação Getúlio Vargas.

Miguel A. Moretti, Graduado em Ciência da Computação pela Universidade Federal de São Carlos, 2005. Atualmente é analista de software do Instituto de Pesquisas Eldorado, Campinas. Tem experiência na área de Telecomunicações, Dispositivos Móveis e desenvolvimento de Sistemas Web.