



**XXIII SNTPEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

FI/GPL/20
18 a 21 de Outubro de 2015
Foz do Iguaçu -PR

GRUPO -VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS- GPL

ESTUDO DE AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS NO CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO (CMO) E NO RISCO DE DÉFICIT ANALISANDO OS CENÁRIOS DE OFERTA E DEMANDA FUTUROS

**A.G.Henn (*) J.C. Mello R.Viana M.Ajzen
THYMOS ENERGIA**

RESUMO

Este artigo apresenta um estudo que busca avaliar os impactos no custo marginal de operação (CMO) e no armazenamento dos reservatórios gerado no planejamento da operação, quando da criação de cenários alternativos que modifiquem a oferta (atraso de entrada de usinas, deplecionamento no nível de reservatórios, limites de intercâmbio) e a demanda (crescimentos diversificados da carga). O estudo busca debater a importância destes dados, visando propor uma atualização contínua ao longo do planejamento da operação. Em adição, foram realizadas simulações retroativas da otimização da operação hidrotérmica para comparação com as trajetórias já verificadas da operação real. Esta avaliação buscou definir o grau de precisão das estimativas realizadas no planejamento da operação, e observou desvios significantes entre o planejado e o verificado. As possíveis causas são também levantadas.

PALAVRAS-CHAVE

Palavras-Chave: Custo Marginal de Operação (CMO), Otimização Hidrotérmica, Planejamento da Operação.

1.0 - INTRODUÇÃO

As usinas hidrelétricas no Brasil localizam-se em várias bacias hidrográficas, distribuídas em todas as regiões brasileiras. Construir várias usinas no mesmo rio (usinas em “cascata”) apresenta benefícios econômicos, dado que o mesmo volume de água de uma usina a montante pode ser usado para gerar energia não só na própria usina como em todas as outras usinas a jusante.

O controle deste estoque de energia renovável hidrelétrica é realizado pelo ONS. O problema que se apresenta parece conceitualmente simples, mas é complexo. As variáveis do problema são diversas: a incidência de chuvas (“combustível” novo das hidrelétricas) é uma variável a ser prevista com antecedência; existem estações chuvosas distintas no território nacional; as usinas possuem capacidades de armazenamento distintos nos grandes reservatórios versus as fio d’água e a utilização do parque térmico disponível é uma variável de controle do processo (“seguro”).

Não obstante a complexidade do controle do estoque das usinas hidrelétricas existe outra meta desafiadora no escopo legal do ONS que é atender o mercado na forma mais econômica. Desta forma o operador está sempre fazendo o melhor balanço frente ao mercado entre o estoque de energia renovável com baixo custo operativo, que são as hidrelétricas, e a utilização das usinas térmicas que possuem um custo operativo mais acentuado. A meta é manter a segurança no atendimento com o menor custo possível para o usuário final, os consumidores. As demais fontes, como as eólicas, são pouco controláveis e quase não sofrem variações por decisão do ONS ao longo da operação do sistema no tempo real.

(*) Endereço: Avenida Nações Unidas, 11.633 – sala 192 - CEP 04.578-000 São Paulo, SP – Brasil
Tel: (+55 11) 3192-9100 – Email: jmello@thymosenergia.com.br

A gestão do ONS tem sido cada vez mais complexa tendo em vista que o estoque regulador das hidrelétricas está se esgotando e sua capacidade de controle depende cada vez mais das térmicas. Este efeito é uma consequência do uso dos melhores aproveitamentos no passado e uma evolução das restrições ambientais para áreas alagadas dos reservatórios. Desta forma o novo “*modus operandi*” do sistema é contar cada vez mais com o parque térmico para conseguir suportar as variações hidrológicas da natureza.

A importância da operação obriga o ONS a seguir normas e procedimentos, do qual faz parte o planejamento da operação. Nesta etapa são utilizados modelos computacionais de otimização energética (NEWAVE e DECOMP) que estabelecem metas de operação (mensais e semanais) pautadas em um determinado conjunto de dados reais e outro conjunto de dados previstos. Dentro dessas metas de operação, apresentam-se grandezas como níveis de armazenamento futuro, Custo Marginal de Operação (CMO) do Sistema Interligado Nacional (SIN), despacho térmico por usina, despacho hidráulico por submercado etc. Com base no exposto, fica perceptível a magnitude da importância da ferramenta, bem como a relevância dos dados calculados por ela.

Posto isso, este trabalho busca elucidar e trazer à luz as consequências impactadas nos resultados calculados no planejamento da operação, quando da alteração dos parâmetros de oferta e demanda que servem como dados de entrada do mesmo. Qualquer falta de precisão nestes dados de entrada do planejamento da operação, repercutem nas projeções, podendo acarretar consequências sem controle para o SIN. O artigo ainda busca traçar um comparativo entre o Nível de Armazenamento dos Reservatórios calculado com base nas projeções versus aqueles efetivamente realizados.

2.0 - A IMPORTANCIA DOS SINAIS DA OPERAÇÃO PARA O MERCADO

O planejamento da operação, realizado de forma recorrente pelo ONS, possui desdobramentos óbvios para a operação do SIN, mas afetam também a vida dos agentes de mercado. O custo marginal de operação é uma destas previsões de vital importância para o mercado.

A importância do CMO pode ser medida de várias formas: (i) base do PLD e ESS nas regras de contabilização & liquidação da CCEE; (ii) impacto no processo decisório da transferência de energia na operação entre subsistemas, que deve suportar a avaliação reforço nas interligações vis a vis as ocorrências de congestionamento (“surplus”) e as transações comerciais entre submercados; (iii) os lastros comerciais (garantia física) de todos os geradores inclui a expectativa do CMO; (iv) Os parâmetros de equalização dos índices custo benefício (ICB) dos leilões são baseados em projeções do CMO .

Os impactos no mercado – CCEE - são os primeiros efeitos mais sensíveis ao resultado econômico de vários agentes através do cálculo de um CMO. O PLD, publicado pela CCCE em decorrência do CMO, deve ser intangível ao ONS, porém impacta de sobremaneira as relações comerciais do mercado. O CMO sempre foi um sinal de grande força comercial e técnica para o setor elétrico brasileiro, seja no âmbito do GCOI, antes da reestruturação em meados da década de 90 do século passado, e até o momento, quando inserido no contexto do mercado competitivo.

Notadamente, a meta é se antecipar às informações que vão para CCEE toda semana para produzir o PLD da semana seguinte. Esta é uma clara inversão de valores sobre o fórum adequado para se avaliar os preços da liquidação de diferenças ou curto prazo (PLD), que em diversas oportunidades causa constrangimentos para o ONS, que se coloca como independente no cálculo do PLD, como deve realmente ser. Entretanto, o cálculo do PLD, pelas regras de mercado brasileiras, depende fundamentalmente da qualidade das informações do ONS. Em outras palavras, as consequências do julgamento técnico da operação do ONS influenciam em muito a precisão do PLD.

3.0 - MODELOS UTILIZADOS NO ONS E A FORMAÇÃO DO PLD NA CCEE

Os modelos computacionais utilizados pelo ONS são utilizados, em última análise, para aperfeiçoar o despacho hidrotérmico do SIN. Pelas características fortemente hidroelétricas do Brasil, a utilização desta prática é mundialmente consagrada. Neste contexto, o custo de energia a ser produzido numa usina hidroelétrica não é medido diretamente, e utiliza-se o conceito de valor da água. Este é um “custo de oportunidade” que resulta da otimização considerando a conexão hidráulica das usinas hidroelétricas e a transmissão entre elas, e principalmente, as economias de custo de combustível, ao se evitar a geração térmica, e o valor econômico de um possível corte de carga. O custo marginal de operação (CMO) é uma derivação deste conceito. No SIN, a operação energética é diferenciada de outros países, pois é determinada pelo ONS a programação da participação de cada gerador, com a otimização dos recursos do sistema, na busca da minimização dos custos de operação, atendendo a demanda requisitada pela carga.

Fundamentalmente, devem ser observadas duas variáveis relacionadas as usinas hidrelétricas: o volume dos reservatórios e a tendência hidrológica do sistema. Quando existe um alto armazenamento nos reservatórios, os

recursos hídricos são mais utilizados e economizam-se os recursos térmicos. Entretanto a tendência hidrológica é importante, pois prevendo uma afluência maior do que a média - custo futuro baixo, a geração térmica será menos utilizada, e caso contrário, com a previsão de uma afluência mais baixa do que a média a geração térmica será mais utilizada.

Em resumo, no SIN o processo decisório passa pela possibilidade de utilização da energia “grátis”, armazenada nos reservatórios para atender à demanda, evitando os gastos de combustível nas térmicas, tendo em vista que a disponibilidade de hidrelétrica está limitada pela capacidade de armazenamento nos reservatórios. Com isto existe uma dependência entre a decisão operativa de hoje e os custos operativos no futuro. Os modelos são aplicados para diferentes horizontes de decisões de planejamento da operação, que representam tipos distintos de impactos na performance do sistema: (i) efeitos de médio prazo - probabilidade de riscos de déficits futuros, valor esperado da geração térmica futura, etc.; (ii) efeitos de curto prazo - obtenção de metas semanais de geração das usinas, programas de manutenção, controle de cheias, restrições de segurança da rede, etc..

A cadeia de modelos de otimização do despacho hidrotérmico do ONS, formado fundamentalmente pelos modelos NEWAVE e DECOMP. A entrada de dados (NEWAVE – 5 anos à frente e DECOMP – 12 meses à frente); é administrada pelo ONS e inclui dentre outros: a configuração hidráulica e térmica, as previsões de carga e de vazões; o estado dos reservatórios, as restrições operativas, as curvas de valor do risco de déficit, dentre outras. Os custos marginais de operação (CMO) formam um conjunto de informações fornecidas ao final do processo de otimização do modelo, que é utilizado na sua busca da solução ótima ao longo processo. Em resumo, pode-se de forma simplificada dizer que são as derivadas no ponto ótimo, portanto bastante sensíveis à qualidade da solução.

O ONS semanalmente envia para a CCEE a entrada de dados dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP. Na CCEE é utilizado o procedimento de comercialização PdC PE.01 - Estabelecer Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). Este PdC define basicamente: (i) para efeito de Contabilização, os dias a serem considerados serão somente os dias pertencentes ao Mês de Referência (M), descartando dias da semana operativa de meses anteriores (MA) e seguintes (MS); (ii) o cálculo do Preço ex-ante será realizado em base semanal, mesmo em situações em que a semana venha a avançar a fronteira do mês de apuração; (iii) Os PLD da semana são divulgados no site da CCEE sempre 1 dia útil antes de começar a semana operativa . Os dados de entrada então se originam do ONS para simular NEWAVE e DECOMP na CCEE. A diferença de custo entre o despacho calculado e o despacho real é coberta pelo ESS. Fica claro neste momento a importância do ONS na formação do PLD na CCEE. Portanto, ao observarmos o comportamento do PLD, o mesmo retrata em muito a realidade ONS.

4.0 - SIMULAÇÃO DE CENÁRIOS ALTERNATIVOS DE OFERTA E DEMANDA

A simulação de cenários alternativos de oferta e demanda é uma rotina para os agentes de mercado, que buscam antecipar as posições do PLD no mercado futuro, e tomar suas decisões com o melhor suporte técnico possível. Neste artigo dois tipos de cenários para oferta e demanda serão considerados: Base e Alternativo. O objetivo é demonstrar a importância destes dados para as previsões.

O Cenário Base aqui considerado é o conjunto de dados de entrada do PMO de Outubro de 2013, sem qualquer alteração, enquanto que os cenários alternativos de oferta e demanda foram constituídos conforme as premissas descritas nos itens a seguir.

4.1 Oferta

As grandes usinas na Amazônia representam a nova fronteira de exploração das hidrelétricas, porém existem incertezas. É possível perceber para grandes usinas que são usuais os atrasos na entrada de novas unidades, em comparação ao planejamento inicial devido a diversos fatores, tais como: engenharia do projeto, consolidação no licenciamento ambiental, conexão da usina ao SIN, dentre outros. A Figura 1 apresenta um comparativo entre os dados do PMO de Julho e Outubro de 2013, no estabelecimento do comissionamento da UHE Jirau. Este exemplo da UHE Jirau é emblemático para demonstrar que o cronograma de entrada das novas unidades, que é uma variável importante para a oferta futura, se altera fortemente e pode influenciar as decisões do plano de operação no presente, que por construção percebe o potencial de utilização da oferta no futuro.

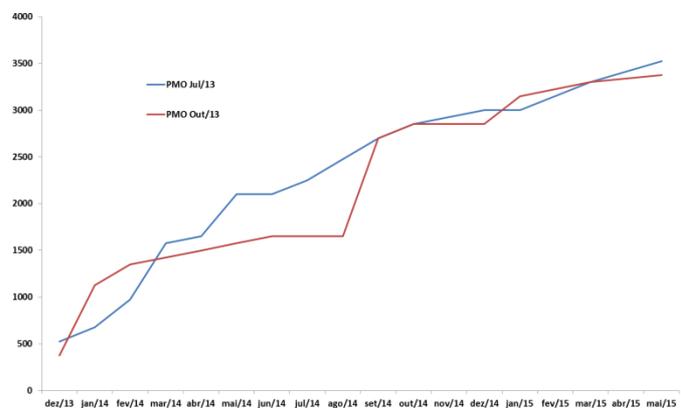


Figura 1 – Comissionamento da UHE Jirau – PMO Julho e Outubro de 2013

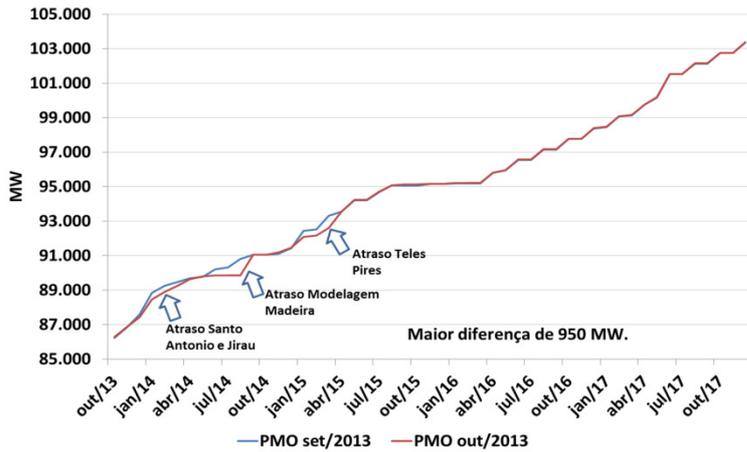


Figura 2 – Cronogramas da Oferta – PMO Julho e Outubro de 2013

Entretanto, os agentes tem a liberdade de ajustar seus cronogramas e numa frequência de ajustes mais próximas da realidade, visando capturar tendências futuras. Essas tendências são vitais para o negócio de vários agentes.

O ano de 2013 foi um ano de grande perturbação no quesito de cronograma da entrada de ofertas de novas usinas. Foi perceptível a postergação de entrada de várias unidades geradoras devido a diversos fatores. Pautado nisso, a construção do cenário alternativo no quesito expansão da oferta foi tratado como na Figura 3.

	BASE Out/13	ALTERNATIVO	Motivo do Atraso
UHE Batalha	Dez/2013	Jan a Fev/2014	Revisão da engenharia do Projeto
UHE Baixo Iguaçu	Mai/2017	Jan/18	Consolidação no licenciamento ambiental
UHE Colider	Mar a Jul/2015	Jan/2016	Perturbação no Controle de Obras
UHE Teles Pires	Abr a Ago/2015	Jan a Abr/2016	Incertezas no licenciamento ambiental
UHE Belo Monte	Abr/2016 a Dez/2017	Jan/2017 a Ago/2018	Incertezas no licenciamento ambiental
UHE Belo Monte C	Mar/2015 a Jan/2016	Set/2015 a Jul/2016	Incertezas no licenciamento ambiental
Interligação Belo Monte	Mai/2016	Jan/2017	Revisão da engenharia do Projeto

Figura 3 - Oferta Alternativa para UHE

Para as unidades geradoras eólicas, foram considerados atrasos de seis meses referentes ao problema da não entrega das linhas de transmissão no Nordeste, já que ainda que os parques estivessem prontos os mesmos não conseguiam despachar na rede. Cabe aqui destacar que essa fonte não é de suma importância no tratamento da expansão do sistema no curto prazo, uma vez que seu acréscimo de oferta é muito menor que de uma UHE.

4.2 Carga

O ano de 2013 foi de forte expansão econômica e crescimento da renda para grande parte da população, com acesso a nos padrões de consumo, como a refrigeração do ambiente com ar condicionado. A indústria estava num momento razoável e a produção nacional apresentava índices satisfatórios. Somado a isso, foi um ano de extremo calor.

Todos esses fatores implicaram num maior crescimento da carga nacional, aumentando a demanda por energia do sistema nacional. Constatou-se que no mês a mês a projeção da carga vinha se demonstrando um pouco abaixo daquela de fato realizada. Baseado nessas condições se esboçou como cenário alternativo da carga um incremento mensal de 0,083% ao mês, que resulta em um incremento anual de 1% frente à projeção inicial do ONS. A curva original e alternativa da carga pode ser vista na Figura 4.

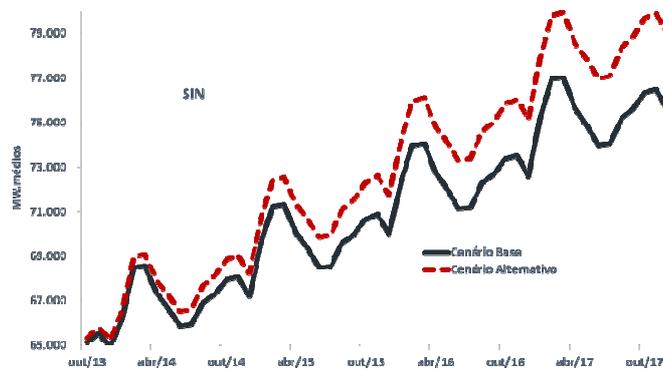


Figura 4 – Cenários de Crescimento da Carga

A UHE Jirau é apenas um exemplo dos atrasos recorrentes nos cronogramas de usinas e a falta de sincronia com os dados do ONS para simulações do PMO.

A Figura 2 ilustra as diferenças da entrada da oferta entre o PMO de Julho e Outubro de 2013.

Dessa forma é de fundamental importância que as informações quanto aos status de todas as usinas estejam coerentes com a atual situação dela. O ONS, conforme seus procedimentos de rede segue o cronograma de fiscalização da ANEEL para atualização constante dos dados de usinas.

4.3 Resultados Obtidos

As 4 quatro combinações possíveis de cenários de carga e oferta foram simulados: (i) Demanda de Referência e Oferta de Referência; (ii) Demanda de Referência e Oferta Alterada; (iii) Demanda Alterada e Oferta de Referência; (iv) Demanda Alterada e Oferta Alterada. A Figura 5 ilustra os resultados obtidos com o CMO futuro para os 4 submercados brasileiros e os 4 casos teste simulados.

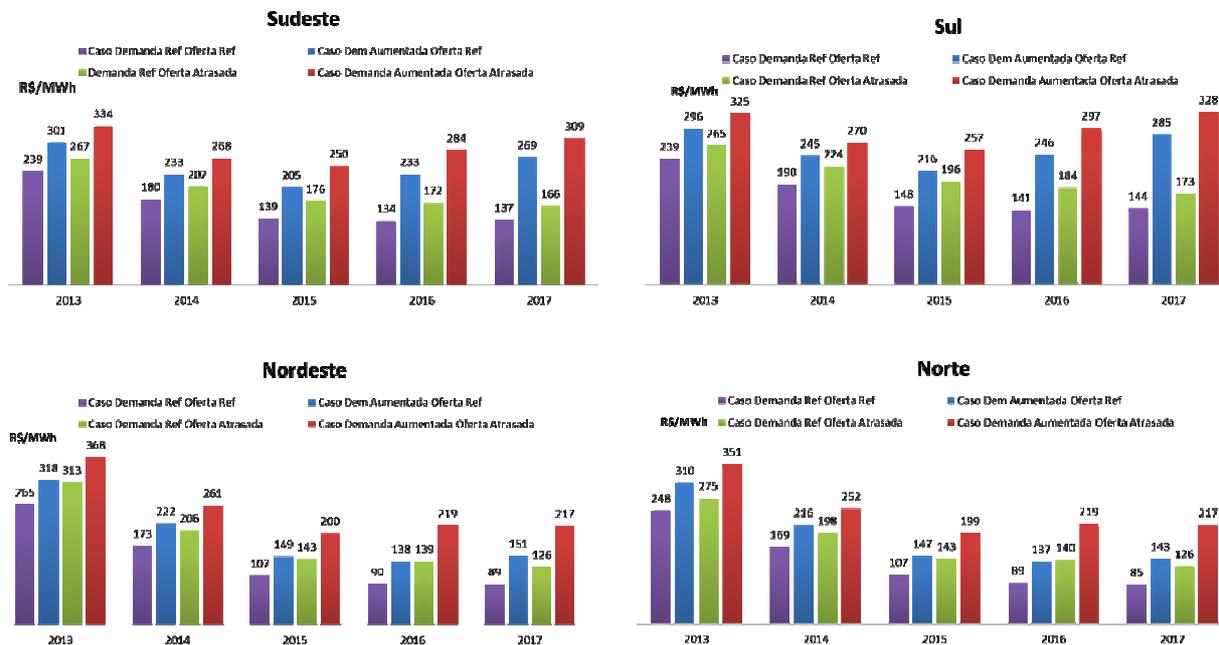


Figura 5 – CMO Anuais Médios em cada Submercado – Análise de Sensibilidade com Cenários de Oferta e Carga

Os cenários foram simulados com o objetivo de avaliar os impactos da oferta e do mercado nas expectativas futuras da operação, e por consequência de indicadores do mercado como o PLD. Da Figura 5 se percebe que, o cenário que apresenta apenas alteração de demanda apresentou um incremento maior no CMO do que o cenário de oferta alterada somente. Este fato se justifica pela demanda ter um valor cumulativo mais significativo do que a expansão em atraso.

Os cenários simulados representam as incertezas exógenas no mundo real do setor elétrico, que podem influenciar a operação do SIN. As demais incertezas endógenas são talvez até mais influentes – vazões futuras da hidrologia. Estas incertezas existem e para evitar desvios recorrentes na operação, os autores entendem que devem ser minimizadas ao máximo, as incertezas em que exista algum controle com melhores práticas. Certamente, a modelagem das vazões futuras por si só é um processo em evolução permanente. No que diz respeito à oferta futura e ao crescimento do mercado, os procedimentos de rede do ONS poderiam ser aprimorados no sentido de uma correção de rota mais frequente que as atuais.

5.0 - SIMULAÇÕES COM OS DADOS VERIFICADOS E REALIZADOS

Nos últimos anos o deplecionamento dos reservatórios tem sido muito acentuado e os motivos para este comportamento não são tão triviais. A Figura 6 ilustra este deplecionamento exagerado dos reservatórios. No momento (1º trimestre de 2015) as condições de atendimento estão muito frágeis, com um nível de armazenamento muito baixo.

A pergunta mais importante para reflexão é a seguinte: Porque chegamos nesta situação? A resposta usual é sempre que devido às questões conjunturais de uma hidrologia muito desfavorável, o sistema não foi capaz de reagir no momento certo. Entretanto quando se analisa com cautela as aflúências, como na Tabela 1, esta percepção de causas apenas conjunturais não é tão óbvia.

Tabela 1 – Séries de Vazões no SE e SIN – 2012 a 2014

ENA	SE	SIN
2014	6ª pior	10ª pior
2013	45ª pior	42ª pior
2012	29ª pior	23ª pior

Nos 84 anos de histórico de aflúências, da Tabela 1 se percebe que os anos de 2012 e 2013 não foram excepcionais, porém estão longe de estarem entre os piores. O ano de 2014 foi realmente dos piores, mas o deplecionamento mais forte foi em 2012. Em adição a esta percepção de causas bem além de uma conjuntura ruim da hidrologia, praticamente todo o parque térmico está sendo usado ao máximo desde o final de 2012. O que

aconteceu então? Ocorreu um uso exagerado do estoque armazenado e numa aposta de vazões acima da média próxima estação chuvosa? Neste sentido os autores investigaram o desempenho do sistema em 2012, ano em que o deplecionamento atingiu mais de 40% entre o fim da estação chuvosa (Abril) e início da próxima (Novembro).

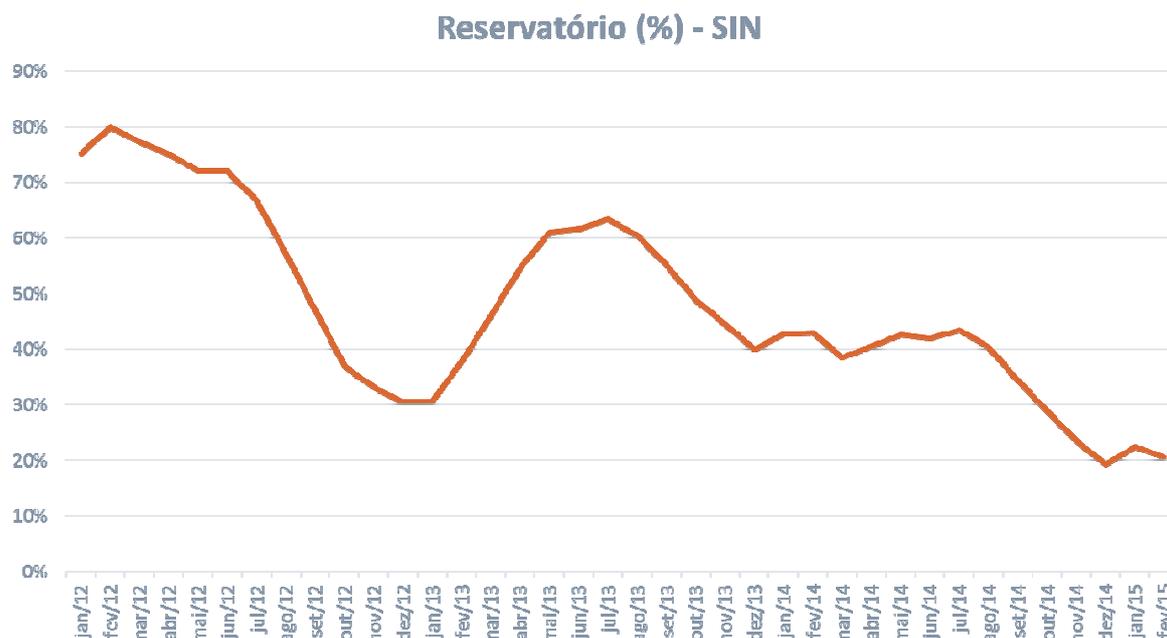


Figura 6 – Histórico do Nível de Armazenamento do Reservatório Equivalente do SIN

O objetivo desta simulação é comparar os Níveis dos Reservatórios para os meses seguintes a partir da simulação da otimização energética com os dados verificados. Nas simulações se adota os cenários de Carga e Oferta realizada nos meses vindouros. Foi analisado o período de Janeiro/2011 a Dezembro/2012. O período total foi dividido em períodos de seis meses, diminuindo assim os erros devido à mudança de período úmido para seco na Função de Custo Futuro.

Os casos analisados são ilustrados na Figura 7. O foco dos casos simulados é avaliar os desvios encontrados para que seja possível diagnosticar problemas de precisão dos resultados.

Na variável carga foram consideradas em duas vertentes - original e realizada, na oferta se considerou o conjunto de dados original e a versão corrigida, e no âmbito da hidrologia somente aquelas verificadas.

Casos Simulados	Carga	Oferta	Hidrologia	Desvio Avaliado
Base	Original	Original	Realizada	Carga + Oferta + Modelo
Carga e Oferta Alterada	Realizada	Corrigida	Realizada	Modelo
Carga Alterada	Realizada	Original	Realizada	Carga
Oferta Alterada	Original	Corrigida	Realizada	Oferta

Figura 7 – Casos Analisados

Os resultados encontrados foram separados em 4 períodos – Jan a Jun/2011; Jul a Dez/2011, Jan a Jun/2012 e Jul a Dez/12, que são apresentados nas Figura 8, Figura 9, Figura 10 e Figura 11, respectivamente.

De forma geral, o nível de armazenamento realizado é sempre menor do que o indicado nas simulações para previsão no planejamento da operação. Dado que todas as hipóteses de dados de entrada (carga, oferta e previsão da hidrologia) foram avaliadas em cenários que incluíram todas as possibilidades, e os desvios da operação real ainda são encontrados com menor e maior grau de precisão, é possível concluir que as razões não se concentram neste conjunto. Os autores entendem que algumas razões para estes desvios encontrados podem ser sumarizadas a seguir:

- i. Parâmetros dos reservatórios desatualizados, que na realidade podem apresentar sedimentação no fundo do reservatório, o que diminui o volume de energia armazenada, o que é desconsiderado atualmente na modelagem;

- ii. Parâmetros dos conjuntos turbina-gerador com eficiências mais baixas do que aquelas modeladas;
- iii. Parâmetros dos usos consuntivos não realistas e desatualizados, que são desprezados na modelagem do problema de otimização;

Todas as razões levantadas pelos autores se referem aos dados de entrada do modelo de otimização, que devem estar desatualizados. Esta é uma lacuna na regulação setorial, pois a ANEEL e a ANA solicitaram a atualização dos parâmetros aos agentes geradores, e não obteve sucesso no pleito [4].

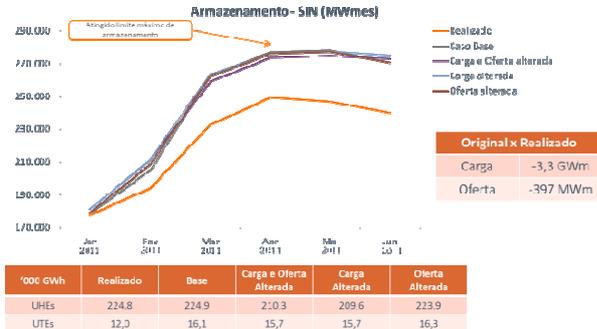


Figura 8 – Armazenamento Simulado Jan/Jun 2011

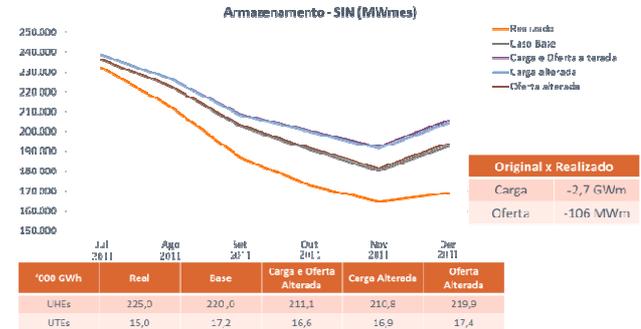


Figura 9 – Armazenamento Simulado Jan/Jun 2011

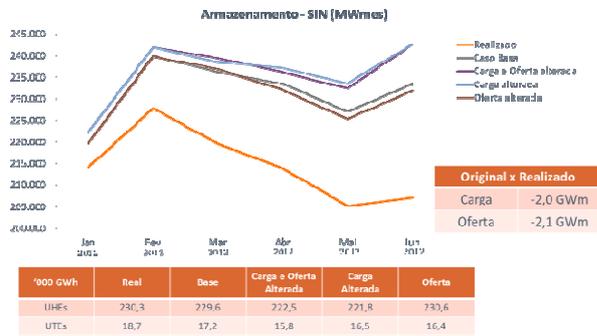


Figura 10 – Armazenamento Simulado Jan/Jun 2012

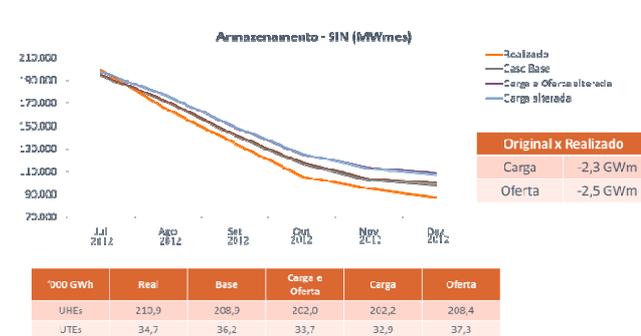


Figura 11 – Armazenamento Simulado Jan/Jun 2012

Os resultados acima foram obtidos com a simulação utilizando o mesmo modelo computacional adotado pelo ONS, e com base em dados do próprio ONS. As versões do modelo computacional utilizado são as mesmas que estavam sendo utilizadas no mesmo período de análise – janeiro de 2011 a dezembro de 2012. Cabe ressaltar que ainda não estava em uso a metodologia de aversão ao risco com base no CVaR - Conditional Value at Risk.

Claramente as causas para a fragilidade atual (2014 e 2015) na segurança do sistema não são apenas devido à conjuntura da hidrologia. Existem deficiências estruturais na eficiência da geração hidrelétrica que devem ser profundamente investigadas, que certamente é uma combinação de vários fatores, que produzem a necessidade de um volume maior de água para produzir a mesma energia. Este efeito não está sendo capturado na modelagem de otimização adotada, e as operações na vida real possuem restrições mais severas do que as consideradas no modelo, o que resulta num desvio permanente nas metas planejadas na operação, o que resulta numa capacidade menor de reação ao problema no tempo certo.

A dimensão do problema de dados do setor elétrico se agrava cada vez mais, e no contexto da atual crise do setor elétrico brasileiro, o Tribunal de Contas da União (TCU) emitiu decisão em maio de 2014, em que mostra preocupação com a capacidade de geração das usinas brasileiras e a adequação das políticas governamentais para garantir o abastecimento de energia elétrica com segurança, eficiência e sustentabilidade.

6.0 - CONCLUSÕES

O setor elétrico atravessa por um momento de transição estrutural importante da sua matriz e com novas regras: (i) A presença maior de projetos termelétricos é uma realidade; (ii) Novos projetos de geração (hidráulicos e eólicos) com produção intermitente fará com que térmicas sejam despachadas com maior frequência para assegurar suprimento; (iii) Novas regras no setor (Resolução CNPE nº 3/2013) buscam priorizar a segurança do suprimento energético, o que resultará num despacho térmico mais significativo. O planejamento da operação e as metas de despacho serão cada vez mais complexas dado não só o foco habitual de priorizar a segurança do sistema com o melhor controle de custos possível, mas também devido à pluralidade cada vez maior de fontes, que muitas vezes estão distantes dos centros de carga e não possuem um controle de despacho mais refinado (eólicas, solar, biomassa e hidrelétricas sem reservatório).

As metas provenientes do planejamento de operação devem ser cada vez mais próximas da realidade. Os autores realizaram testes de hipóteses com os principais dados de entrada – oferta e demanda – mostrando a total dependência das trajetórias operativas com a atualização permanente destes dados de entrada do planejamento da operação. Os autores entendem que devem ser minimizadas ao máximo as incertezas nos dados da oferta futura e do crescimento do mercado, e os procedimentos de rede do ONS poderiam ser aprimorados no sentido de uma correção de rota mais frequente que as atuais. O artigo também apresentou outros testes de hipótese que averiguaram o grau de precisão das metas planejadas e os resultados encontrados na operação real. Foram encontrados desvios significativos. Os autores buscaram filtrar as possíveis causas para estes desvios, e as razões se concentraram nos dados de entrada do modelo de otimização, que devem estar desatualizados. Esta lacuna deve ser corrigida o mais rápido possível para evitar a convivência permanente com desvios nas metas da operação, e a conseqüente incapacidade de reagir a tempo para situações de fragilidade da segurança do SIN.

7.0 - AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a equipe do Instituto Acende Brasil, que motivou este trabalho de averiguação da eficácia das metas do planejamento da operação do ONS e seus desdobramentos para o SIN.

8.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ONS, Procedimentos de Rede, <http://www.ons.org.br/>.
- [2] CCEE, Regras e Procedimentos de Mercado, <http://www.ccee.org.br/>.
- [3] TCU, "Avaliação das Políticas de Segurança Energética", 2014
- [4] ANEEL/ANA, Resolução Conjunta nº 3, Agosto 2010
- [5] CNPE, Resolução nº 3, 2013

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Alan Guidi Henn - é graduado em Engenharia Elétrica com ênfase em Energia e Automação pela Escola politécnica da USP e é consultor da Thymos Energia.

João Carlos Mello – é presidente da Thymos Energia. Sua atuação principal se concentra na área de novos projetos de energia, produtos para o mercado, análise regulatória, gestão de clientes de energia no mercado, estudos eletro-energéticos, suporte a novos investidores, regulamentação de novas modalidades de geração de energia, dentre outras atividades no comando da Thymos Energia.

Rodrigo Viana - é consultor da Thymos Energia, e atua na gestão energética de grandes consumidores da carteira de clientes. Participa de todas as atividades da gestão de energia desde a inteligência de mercado até os registros de contratos e medição.

Marcelo Aizen - é consultor da Thymos Energia, e atua na área de viabilidade econômica e financeira de projetos, e simulações de desempenho de projetos no SIN, entre outras atividades.