

CONSULTA PÚBLICA PORTARIA Nº 622, DE 17 DE NOVEMBRO DE 2016

Relatório "Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas - UHEs"

(consultapublica.portaria@mme.gov.br)

Contribuições da CPFL Geração

Objetivo

O Ministério de Minas e Energia (MME) publicou a Portaria nº 622, que trata da consulta pública para a Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas (UHEs). O objetivo desta consulta é obter subsídios e informações adicionais como contribuição à metodologia e base de dados apresentados neste relatório a serem empregados na revisão dos montantes de garantia física de energia das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente no Sistema Interligado Nacional (SIN). Este novo processo difere da Portaria 544 de 17 de dezembro de 2015, que agora, de forma resumida, passa a adotar novos parâmetros do mecanismo de aversão ao risco CVaR, Alfa=50% e Lambda=40% e Custo do Déficit de R\$4.650,00/MWh.

Histórico

1) Decreto 2655 de Julho de 1998

Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrico (MAE), no capítulo IV é definido um possível recálculo da energia assegurada limitada a 5% por período de 5 anos e 10% no período total de concessão.

Importante destacar que algumas usinas, durante a vigência de sua concessão, já tiveram reduções de Garantia Física, como no caso verificado no ano de 2003, quando foram homologados, através da Resolução ANEEL 453/1998, novos valores de energia assegurada para o período após 2002, transcrito a seguir:

Art. 1º Homologar os montantes de energia e potência asseguradas das usinas hidrelétricas, para o período após 2002, pertencentes aos concessionários das Regiões Sudeste, Centro-Oeste, Norte e Nordeste constantes dos Anexos I e II desta Resolução

Torna-se importante considerar esta redução já realizada no escopo do relatório final deste processo de revisão para evitar prejuízos adicionais à UHEs e evitar questionamentos futuros.

2) Portaria nº 303 de novembro de 2004

Estabelece diretrizes, critérios e o procedimento para implantar as garantias físicas das usinas do SIN, bem como a metodologia de cálculo do benefício indireto. Define que o recálculo de garantia física será em 31 de dezembro de 2014.

3) Relatório de Revisão Ordinária de Garantia de Dezembro de 2014

A conclusão do trabalho foi que as usinas hidrelétricas sofreriam uma pequena redução média na ordem de 0,9%.

4) Portaria 681 de 30 de dezembro de 2014

Determinou-se a criação de um grupo de estudo com a coordenação do MME, para discussão dos principais pontos, como configuração do sistema, metodologias e modelos necessários para realização da revisão de garantia física. Postergou-se a revisão das garantias físicas para 01 de janeiro de 2016.

5) Portaria 537 de 08 de dezembro de 2015

Define que os atuais valores de garantia física de energia das Usinas Hidrelétricas Despachadas centralizadamente no Sistema Interligado Nacional - SIN, inclusive da Usina Hidrelétrica denominada UHE Itaipu, permanecem válidos até 31 de dezembro de 2016.

6) Portaria 544 de 17 de dezembro de 2015

O objetivo desta consulta foi obter subsídios e informações adicionais como contribuição à metodologia e base de dados apresentados neste relatório a serem empregados na revisão dos montantes de garantia física de energia das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente no Sistema Interligado Nacional (SIN). O cálculo considerava como metodologia de aversão ao risco o CVaR com parâmetros $\alpha=50\%$ e $\lambda=25\%$, apesar de não divulgado oficialmente, o resultado obtido foi de redução de garantia física de 222 MWmed equivalente a 0,4% do bloco hidráulico, segundo publicado pelo Relatório Técnico *"Redefinição dos Parâmetros de Aversão a Risco nos Modelos Computacionais para Operação, Formação de Preço, Expansão e Cálculo de Garantia Física"*, página 83.

Contribuições

1) Aplicação gradual dos efeitos da redução de Garantia Física

A redução de garantia física, não implica em alteração dos contratos de venda, alterando somente a posição comercial do gerador. Quando da regulamentação da revisão de garantias físicas, que limitou em 5% cada revisão e 10% a revisão total, a exigência de lastro era de 85%, somente em 2004, a exigência de 100% de lastro passou a ser aplicada.

Na situação de redução da Garantia Física, o gerador deverá buscar o reequilíbrio comercial e recompor seu lastro. Por outro lado, independentemente da nova garantia física, a geração das UHEs não se altera num determinado cenário. Assim, o impacto financeiro da redução de garantia física depende da necessidade de recompor o lastro da geração alocada pelo MRE, esta proporcionalmente menor após a redução.

A exposição do gerador ao PLD advinda da sua contratação é coberta à medida que o novo lastro é adquirido. Por outro não há mitigador para a exposição do gerador advinda da alocação do MRE.

Importante observar que a exigência da recomposição do lastro pelos Geradores, implicará na redução na disponibilidade de energia para o mercado, elevando o preço e impactando todas as categorias de agentes. Os dados da CCEE referentes ao InfoMercado de set/16 indicam que cerca de 52% dos contratos em ambiente livre possuem prazo acima de 4 anos, somado aso contratos com prazo de 2 a 4 anos, o percentual atinge 72%.

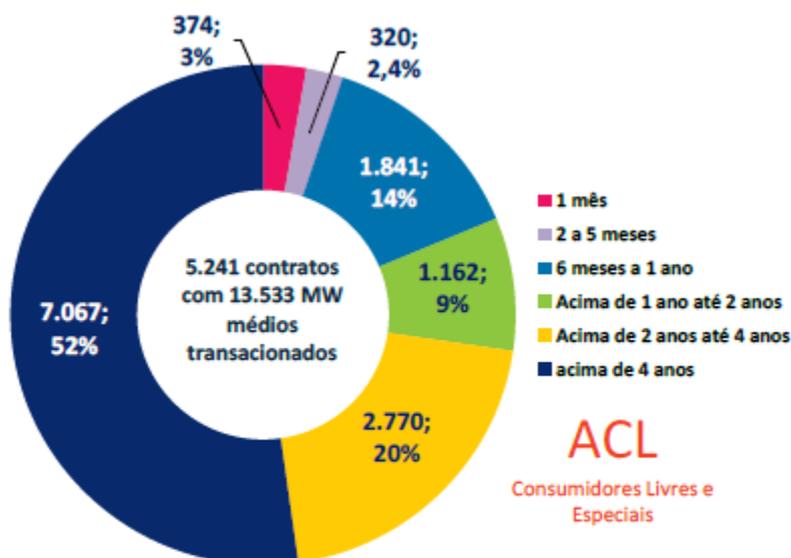


Gráfico 12 – Duração e montante (MW médios) dos contratos CCEAL de compra por consumidores livres e especiais no ACL

A aplicação imediata da redução de Garantia Física implica em um impacto muito elevado aos agentes de geração nas suas exposições e nos seus contratos. Assim, para minimizar os efeitos da revisão, tanto para os geradores quanto no mercado, propõe-se que a redução da Garantia Física se dê de forma gradual, com o fator de 20% ao ano, de tal forma que em 5 anos o gerador tenha realizado o ajuste no seu balanço energético e comercial. Adicionalmente, entende-se que, para a aplicação gradual das reduções bastaria comando explicitado na portaria que estabelecer os novos valores de Garantias Físicas da UHEs.

Na eventual impossibilidade de aplicação gradual das reduções de Garantia Física, propõe-se que ao menos a exigência da recomposição do lastro se dê com a graduação proposta, ou seja, de 20% ao ano. Para a diferença entre a redução integral da garantia física e a parcela escalonada, propõe-se que não seja aplicada a regra de penalidade por insuficiência de lastro nesta parcela (*waiver*). Para este caso, entende-se que as regras de Comercialização já estão preparadas para suportar este efeito, uma vez que a Garantia Física para fins do MRE já é tratada de forma separada da Garantia Física para fins de lastro.

2) Atendimento da carga da Ande pela Geração da UHE Itaipu

A geração da UHE Itaipu atende a carga da Ande antes da energia ser contabilizada para o MRE, neste caso, em prol da aderência à realidade, esta energia deve ser abatida do bloco hidráulico e da energia firme de Itaipu, pois sem esta consideração, as demais usinas estariam arcando com o suprimento da carga da Ande. O tratado de Itaipu tem regras específicas para a energia destinada ao Brasil e Paraguai, ficam sujeitas às regras do MRE as cotistas da energia de Itaipu do lado brasileiro, neste caso a real contribuição de energia para o MRE que impactam o lastro comercial das cotas partes deve ser líquida da parcela de energia destinada ao país vizinho. Neste sentido, recomenda-se que seja utilizada a carga da Ande projetada pela Eletrobrás na mesma base de data utilizada para a geração de usinas não despachadas centralizadamente.

3) Ponderação do Bloco Hidráulico pelo PLD

A ponderação dos blocos térmicos e hidráulicos pelo CMO tem por base valorar economicamente as gerações de cada usina térmica e o conjunto de usinas hidrelétricas em condições de usinas *merchants*, na prática sob o ambiente de liquidação destas energias na CCEE todos os agentes percebem financeiramente como valor de sua geração o PLD.

Ainda que se possa justificar o CMO como o “mensageiro” do sinal econômico, a aderência à realidade que norteia a alteração dos parâmetros do CVaR para o uma melhor representação do despacho verificado se realiza econômica, comercial e financeiramente valorada ao PLD. O PLD é, de fato, o resultado percebido por todos os agentes e é a matriz de custo que reflete a real aderência ao mundo real.

Neste sentido, como as Garantias Físicas têm função de definir a capacidade comercial das usinas, remunerando de forma coerente o fluxo de caixas dos agentes utilizado no plano de negócios definidos no momento da decisão de investimento no setor elétrico, e esta lógica deve ser representada nos cálculos de garantia física para o melhor reflexo da realidade.

Assim, entende-se que a Garantia Física, para fins de lastro deve ser ponderada pelo PLD, que tem por objetivo comercial e de sustentabilidade financeira do empreendimento.

4) Novos parâmetros do mecanismo de aversão ao risco (CVaR) e Custo de Déficit

Os mecanismos de aversão ao risco agregam aspectos operativos na modelagem do planejamento energético.

Ao longo dos últimos anos, mais precisamente de 2012 a 2016, o setor experimentou diferentes mecanismos de aversão ao risco e com impactos diretos na operação e no PLD, tais como a CAR, os Procedimentos Operativos, o CVaR com o par alfa e lambda (50,25), já existe a previsão de alteração desses parâmetros a partir de maio de 2017, com novo par a ser definido após a Consulta Pública MME 023, cujo prazo de contribuições se encerra em 04/12, além de previsão para que a partir de 2018 passe a ser utilizado a SAR.

Este panorama de aperfeiçoamento contínuo é extremamente saudável e fundamental para o desenvolvimento do setor. Em que pese as previsões de aperfeiçoamento já postas, é provável que nos próximos anos outros mecanismos de aversão ao risco, mais eficientes, possam ser introduzidos num breve futuro.

Assim, neste cenário de evolução, entende-se que os processos fundamentalmente estruturais, como é o caso das revisões de Garantia Física, os dados a serem utilizados devem ser aqueles que estejam regulatoriamente respaldados, ou seja, deve-se utilizar os modelos vigentes, e não aqueles que se espera que estejam vigentes no futuro.

Na visão da CPFL Geração, adotar antecipadamente processos e/ou referências ainda em discussão, ferem o conceito da estabilidade e previsibilidade. No caso em discussão, a adoção de novos pares de parâmetros para o mecanismo da CVaR enfrenta esta ressalva.

O par de parâmetros CVaR(50,40) ainda não foi amplamente testado e validado pelos agentes, encontra-se em fase de CP, o que significa que poderá ser alterado, bem como é sabido que sua vigência será de apenas 6 meses, para então ser alterado para uma proposta ainda sequer divulgada.

Sobre este aspecto, cabe ressaltar que, conforme estudo feitos pelo CEPEL/MME/EPE, em artigo científico apresentado no evento internacional “XIV International Conference on Stochastic Programming”, realizado em 25/jun/2016 a 01/jul/2016, o Cepel apresentou resultados comparativos com a Nova SAR.

A Nova SAR é a metodologia de aversão a risco que provavelmente será analisada ao longo de 2017 como substituta da atual metodologia. Utilizou-se como base de comparação (*benchmark*) duas situações, caso neutro a risco, ou seja sem mecanismo de aversão ao risco e o caso de par de parâmetros vigentes CVaR (50,25). Antes mesmo da reunião do CPAMP que aprova a recomendação de alteração dos parâmetros do CVaR e da adoção do Custo de Déficit em um patamar, ocorrida em 18 de outubro de 2016. Cabe ainda ressaltar que estas recomendações estão em processo de Consulta Pública divulgada pelo MME e o prazo para contribuições ainda está aberto.

O estudo de caso foi efetuado sobre as duas implementações da SAR, a antiga que tinha o problema de cumulatividade na penalidade e a Nova SAR que corrige este problema. Foram adotados níveis críticos de reservatório em 47% no SE/CO e 35% no NE, níveis relativamente altos em relação ao passado recente, e um custo de penalidade de R\$1.000,00/MWh, próximo ao antigo primeiro patamar de déficit, e valor muito superior ao CVU's da grande maioria das térmicas do SIN, anexo I.

No trabalho foi apresentado que esta metodologia tem efeito similar ao par de parâmetros do CVaR atualmente em uso, ou seja, $\alpha=50\%$ e $\lambda=25\%$, sendo que o há uma melhora significativa nos casos da SAR em cenários hidrológicos mais críticos.

Neste sentido, não há até o momento, estudos comparativos com as metodologias de aversão ao risco que comprovem a necessidade de alteração do par de parâmetros do CVaR para aplicação no cálculo de garantias físicas. Já para o caso de comparativos de operação, o estudo apresentado pelos Cepel indica uma aderência ao par de parâmetros vigente CVaR (50,25). De prático, o novo par de parâmetros do CVaR $\alpha=50\%$ e $\lambda=40\%$ só terá efetividade como valor utilizado para, única e exclusivamente, definição dos valores das garantias físicas das UHE's, visto que muito possivelmente o mecanismo de aversão a risco será modificado exatamente no instante que passam a vigorar os novos valores de garantia física.

O segundo ponto, da questão de parâmetros do modelo é com relação à elevada variação do Custo de Déficit que passou de R\$3.250,00/MWh para R\$ 4.650,00/MWh, aumento de cerca de 45%. Não fica claro a real justificativa da elevação, a menos da explicação de ser o valor equivalente operativo da função de custo de déficit em quatro patamares utilizado nos casos de despacho e formação de preços. Apesar de baseada na justificativa de aderência à realidade, não se sabe qual das duas abordagens de fato representa o real custo de déficit. Neste sentido, o projeto de P&D Estratégico Custo do Déficit está pesquisando de forma ampla a atualização da metodologia atual de definição do custo de déficit e a proposta de abordagens de metodologias de cálculo mais modernas e aderente à percepção deste custo pelo consumidor, a previsão de conclusão é mai/2017.

Neste sentido, a posição da CPFL Geração é de que se mantenha o par de parâmetros vigente CVaR (50,25) e o custo do déficit em R\$3.250,00/MWh para o cálculo de Garantias Físicas nesta revisão ordinária, solicitando ainda que no momento de avaliação da SAR os agentes sejam convidados para participar das avaliações metodológicas da implementação do mecanismo nos modelos computacionais, de forma abrangente e transparente. Adicionalmente, solicita a obrigatoriedade de avaliação da mesma base de dados com a adoção da SAR que passará por processo de validação.

5) Resultados da Portaria 544 de 17 de dezembro de 2015

O resultado do processo anterior de revisão ordinária de garantias físicas não divulgado pelo MME, a data prevista era de 31/mar/2016. Entende-se que parte da postergação dos resultados sejam em função da mudança do governo ocorrida ao longo do ano, no entanto, na 5ª. Reunião Ampla com os Agentes promovida

pelo MME foi informado que a nova equipe precisou de prazo adicional para avaliar os resultados até então obtidos.

Pois bem, apesar de não ser citada pela NT elaborada pelo MME e nem na NT elaborada pela EPE, analisando os documentos disponibilizados pela CP MME 23/2016 que trata dos parâmetros do Newave, Relatório Técnico "Redefinição dos Parâmetros de Aversão a Risco nos Modelos Computacionais para Operação, Formação de Preço, Expansão e Cálculo de Garantia Física", página 83, foi apresentado o resultado global da revisão ordinária.

A expectativa de revisão da consulta pública que deveria ser divulgada em mar/2016 resultaria em uma redução de 0,4%, equivalente a 222 MWmed, com os novos parâmetros, a redução aumentaria para 2,3%, tendo a base de dados do PMO MAI/15. Nesta nota técnica divulgada na CP MME 23/2016, estranha-se que se apresentou apenas resultados com lambda igual a 40%, sem que seja explorada outras composições com variação deste parâmetro, ainda assim e conclui tendenciosamente na NT que o par CVaR (50,40) é o que resultou o menor impacto para as Garantias Físicas.

Neste sentido, solicitamos a divulgação dos resultados da Consulta Pública MME 544/2015, bem como avaliação das contribuições apresentadas pelos agentes com os pontos acatados, os pontos rejeitados e os pontos incorporados nesta última consulta pública. Adicionalmente, gostaríamos de conhecer as justificativas que levaram a rejeição dos resultados passados e a necessidade de abertura de nova consulta pública.

6) Custos de Segurança Energética na Garantia Física

Ainda explorando os documentos disponibilizados pela CP MME 23/2016 que trata dos parâmetros do Newave, Relatório Técnico "Redefinição dos Parâmetros de Aversão a Risco nos Modelos Computacionais para Operação, Formação de Preço, Expansão e Cálculo de Garantia Física", observa-se o efeito que a severidade da aversão ao risco provoca na carga crítica do sistema. A justificativa de um aumento da severidade do despacho econômico é de que o lastro comercial deva representar aderência à operação real, e que o par de parâmetros vigentes CVaR (50,25) não está atendendo ao despacho térmico praticado pelo ONS de forma coerente.

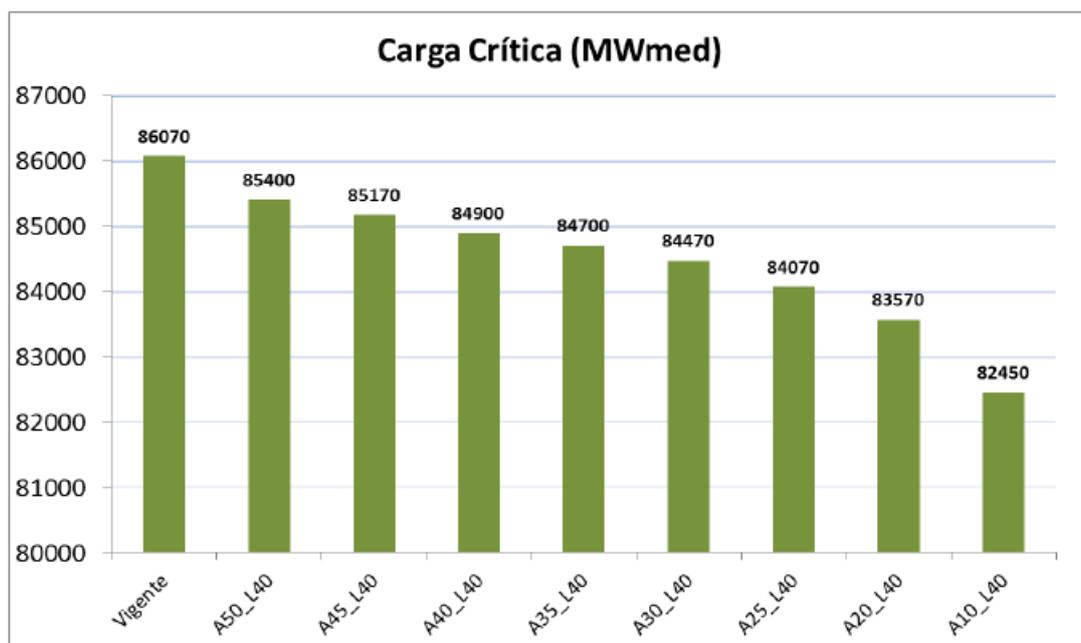


Figura 93 - Carga crítica

Entretanto, ao calibrar a aversão ao risco usado na definição de Garantias Físicas aderente à operação realizada, deve ter o cuidado de analisar se esta operação de fato tem cunho energético a longo prazo, e o principal, se a segurança energética adotada não foi excessiva, contrapondo o princípio da parcimônia. A adoção de parâmetros mais severos implica em redução da carga crítica definida na metodologia de cálculo de Garantias Físicas, que será alocada para geradores térmicos e hidráulicos, sem que estes possam ser ressarcidos pelo custo de adoção de critérios de riscos mais severos.

A redução do lastro do sistema em prol da segurança do sistema, retira a receita dos agentes geradores que passam a custear a segurança energética sem a contrapartida de poder recuperar essa perda de receita ao mesmo momento que o preço de curto prazo tende a aumentar devido à mudança dos parâmetros de aversão ao risco.

O real beneficiário da segurança do sistema é o consumidor, que não vai perceber este custo arcado pelos geradores, em um primeiro momento. A percepção imediata é de que haveria um benefício advindo da redução de risco de déficit, mas a longo prazo, o preço de energia tende a aumentar, devido a redução do lastro de energia das hidrelétricas em operação, que repassarão o custo de recomposição de lastro ou pelo aumento do preço de energia nova com garantia física calculada pela nova metodologia.

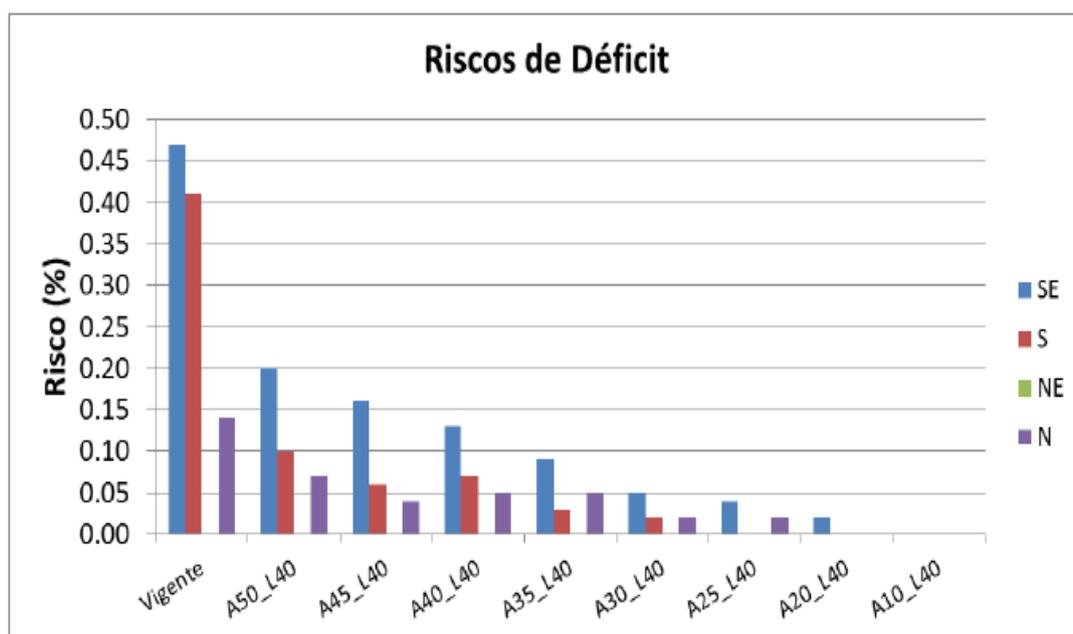


Figura 95 - Riscos de déficit

O Custo de Déficit é uma penalidade de aversão ao risco, implementado para que o processo de otimização do despacho hidrotérmico dê o sinal de despacho térmico correto para se evitar cortes de carga. O risco de incorrer em déficit está intimamente ligado ao modelo de cenarização de vazões, o que deveria ser objeto de aprimoramento. Em 2013 foi adotado o mecanismo de aversão ao risco CVaR, em suma dá maior peso aos cenários de vazões mais críticos, vê-se implantado nos modelos mecanismos cumulativos de aversão ao risco. Assim, é nítido observar que a medida que se caminha a um nível de aversão mais rigoroso, o risco de déficit é reduzido, como o intuitivamente esperado. Entretanto, é trabalhando com a risco zero de abastecimento, que o Planejamento Energético de longo prazo deve trabalhar?

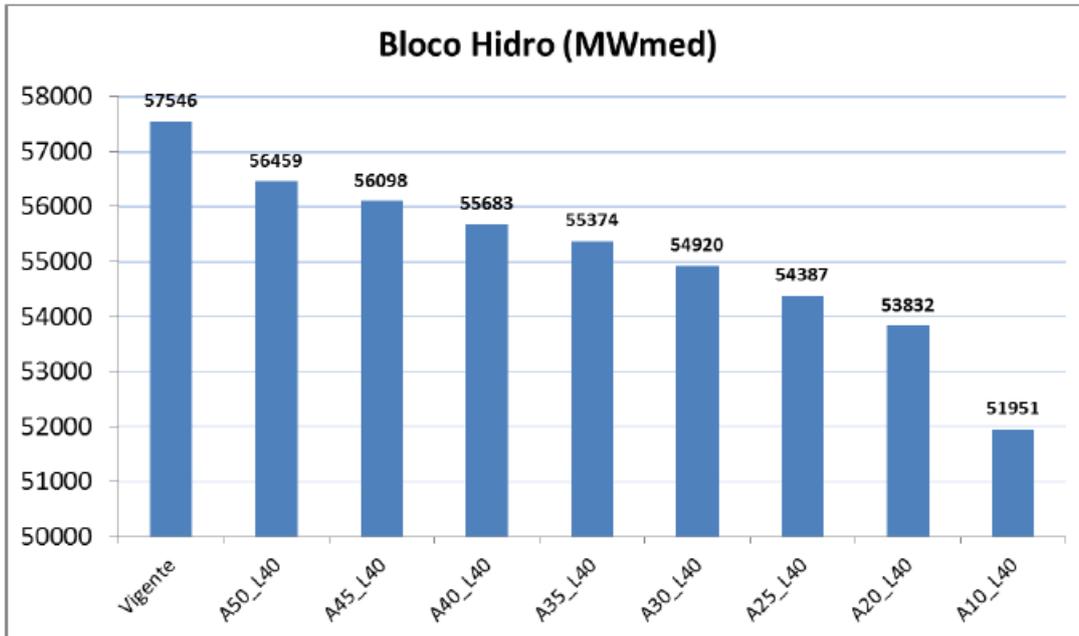


Figura 96 - Bloco hidráulico

De qualquer forma, ainda que se apresente coerente a busca pela aderência ao despacho térmico verificado no passado, incluindo o fora da ordem de mérito para fins de segurança energética, não parece justo que o gerador hidrelétrico arque com os custos de segurança operativa implementadas nos modelos de otimização do despacho. Trabalhar com risco zero é papel do operador do sistema, ainda que se abra mão do sinal econômico dado pelo modelo de despacho e formação de preços, em prol do benefício de um atendimento seguro do mercado consumidor.

Esta mudança de percepção de risco que culminou com a redução de 1.408,6 MWmed de Garantia Física, descontando a estimativa de redução de 222 MWmed¹, que tem por base CVaR (50,25), é possível inferir que o impacto da mudança dos parâmetros e custo do déficit provocou uma redução de 1.186,6 MWmed. Impacto percebido entre as duas consultas pública promovida pelo MME.

O impacto financeiro incremental desta alteração é de aproximadamente 1,04 bilhões de reais ao ano para os geradores, tendo por base custo unitário de energia em R\$100/MWh. Este impacto praticamente dobra se usado a referência de CMO médio do caso de referência, que resultaria em aproximadamente dois bilhões de reais por ano de redução de receita dos geradores.

Isto reforça o pleito da CPFL Geração quanto às justificativas que levaram a não publicação dos resultados da consulta pública 544/2015 e a abertura de consulta pública 024/2016 para tratamento do mesmo assunto. Ainda é necessário esclarecer qual será o impacto tarifário desta alteração tendo em vista que parte deste impacto financeiro refletirá no preço de energia, existente e de expansão.

7) Risco de Déficit

Originalmente a metodologia aplicada para o estabelecimento das Garantias Físicas da grande maioria das UHEs adotava o critério de Risco de Déficit considerando o não atendimento da carga em 5% das séries. Posteriormente alterou-se a metodologia de cálculo pelo critério de convergência do valor esperado do CMO

¹ Valor constante no Relatório Técnico "Redefinição dos Parâmetros de Aversão a Risco nos Modelos Computacionais para Operação, Formação de Preço, Expansão e Cálculo de Garantia Física", página 83.

igual ao CME, e o risco de déficit de até 5% passou a ser um passo de verificação, porém esta mudança provocou uma natural redução do risco de déficit ao nível de 3%.

Atualmente, as novas usinas têm sua GF estabelecida com a incorporação do CVaR (50,25) nos modelos computacionais, o que já reflete numa redução ainda maior do risco de déficit para valores da ordem de 1%. Verifica-se pelos resultados obtidos com a nova proposta de CVaR (50,40), que o risco de déficit está praticamente em 0%, o que provoca uma redução ainda mais drástica no bloco hidráulico.

Neste sentido, haverá dentro do conjunto de usinas hidrelétricas que participam do MRE, empreendimentos com garantia física definida com base em diferentes critérios de cálculo entre elas. Além disso, como a GF dos novos empreendimentos são resultantes de riscos de déficit diversos, o próprio CME baseado na média dos preços dos últimos leilões, sofre deste problema.

O efeito cumulativo das alterações dos parâmetros de cálculo de Garantias Físicas, (i) mecanismo de aversão ao risco mais rigoroso com o aumento do peso dos cenários mais críticos; (ii) a brusca elevação do custo de déficit (aproximadamente 45% sobre o valor anterior) e; (iii) a elevação do valor do CME, culminam um aumento da percepção de risco do modelo computacional que restringe severamente a utilização dos reservatórios das usinas. No entanto, a participação energética da geração hidráulica permanece preponderante, sendo que, somente o valor de sua geração é relativamente reduzido pela ponderação pelo CMO.

Caso referência da Revisão	Geração Média das 2000 séries (MWmed)	Geração Ponderada pelo CMO (MWmed)
Térmica	10 602,5	15 579,3
Hidráulica	59 486,7	54 509,9
Carga Crítica	70 089,2	70 089,2

A redução abrupta e excessiva das Garantias Físicas pode criar um efeito perverso, indicando uma expansão desnecessária do parque gerador, que resultará em capacidade ociosa de geração. O custo de capacidade ociosa, seja ela estrutural ou conjuntural, é extremamente oneroso ao consumidor. Além disso, os novos empreendimentos hidrelétricos estarão sujeitos à nova metodologia, que reduz o valor econômico de sua geração e conseqüentemente as Garantias Físicas, com isso a sua receita projetada será significativamente menor.

Sistemas que adotem na base de sua expansão premissas com elevados critérios de segurança, acabam por deslocar o sinal econômico do que seria um ponto ótimo ou de equilíbrio. Neste cenário, o próprio sistema, na figura dos consumidores acabarão por arcar no médio e longo prazo com custos de energia mais elevados, para remuneração de capacidade ociosa, demandada para atingir o critério de segurança. Por outro lado, este mesmo consumidor perceberá maior frequência de vertimentos em decorrência de níveis mais altos de armazenamento.

Pelo exposto, embora o Risco de Déficit não seja um parâmetro de entrada, mas sim um resultado dos modelos obtidos, é preciso avaliar a pertinência na utilização de parâmetros de denotem uma aversão ao risco tão acentuada e que levam ao patamar nulo de risco de déficit. Isto reforça, mais uma vez, a necessidade de prévia discussão e validação pelos agentes dos parâmetros, modelos e metodologias a serem utilizados no processo de revisão de Garantia Física.

8) Período Crítico e Energia Firme

Uma reflexão quanto a adoção do período crítico adotado (jun/1949 a nov/1956), bem como sua representatividade em termos de subsistemas e/ou sub-bacias, devem ser feitas e verificadas. Há grande preocupação quanto (i) à aderência da metodologia e à realidade da operação e (ii) o congelamento do período crítico como critério de rateio do bloco hidráulico, uma vez que perpetua a condição hidrológica de usinas que possuem registro histórico de vazões desfavorável em relação às demais usinas.

Muitas das informações hidrológicas das usinas anteriores à década de 70 são inferências estatísticas baseadas em métodos de restituição de dados de vazões, em especial as usinas do Centro-Oeste e região amazônica. A incerteza inerente a esse processo de extrapolação estatística deve ser considerado quando da adoção destas vazões durante o período crítico para fins de rateio do bloco hidráulico.

As condições hidroenergéticas do passado recente são desprezadas, no método de partição do bloco hidráulico, usinas que mais contribuíram com condições hidrológicas favoráveis nos últimos anos podem ser as que arcam com a redução de suas garantias físicas devido à baixa hidrologia de outras bacias hidrográficas observadas recentemente, ou que se venham a observar no prazo de 5 anos à frente da vigência dos novos valores.

A CPFL Geração entende que é necessária ampla discussão crítica em relação à atual forma de determinação individual das garantias físicas de usinas hidrelétricas baseada na energia firme, formas alternativas devem ser estudadas e seu posterior desenvolvimento e implementação devem ser efetuados com a participação dos agentes de forma pública, aberta e transparente. Recomenda ainda que o assunto seja iniciado o mais breve possível, entretanto não seja aplicada nesta revisão ordinária.

9) Extensão do Benefício Indireto para usinas implantadas antes da prt MME 303/2004

A Portaria MME 303/2004 introduziu o conceito de "benefício indireto" que, na sua essência, é o ganho energético (energia firme) em uma cascata ao se introduzir um reservatório que proporcionará a regularização das vazões dessa cascata. O benefício indireto é associado somente à nova usina entrante na configuração.

Como pode ser constatado, essa portaria criou um tratamento não isonômico entre UHEs, dado que o benefício indireto é calculado apenas para novas usinas a serem licitadas. No caso de usinas já em operação, o benefício indireto existe, entretanto ele está distribuído pelas usinas à jusante do reservatório. Portanto, existem usinas que prestam regularização para cascatas e possuem benefício indireto, e outras cujo ganho de sua regularização está distribuído nas usinas à jusante.

Entende-se que não há embasamento legal para tratar de forma diferente dois projetos que prestam o mesmo tipo de serviço, a produção de energia hidrelétrica. O processo de revisão ordinária é uma excelente oportunidade para eliminar falta de isonomia.

10) Energia Armazenada Residual ao Final do Período Crítico (nov/1956)

Conceitualmente, o critério de convergência para cálculo da energia firme seria a máxima carga a ser atendida com a utilização plena da energia armazenada do SIN, com isso espera-se que todos os reservatórios de acumulação estejam com seus volumes úteis próximo de zero na última iteração do processo de cálculo, no entanto, não se observa isso nos resultados do modelo.

Abaixo, alguns exemplos de reservatórios que se observa sobra de água ao final do período crítico, totalizando a lista completa pode ser consultada no anexo II.

	ARM Final (nov/1956)	EARM Final (MWmed.mês)	Geração Média (jun/49-nov-56)
ITUMBIARA	4,0%	604,3	6,7
SAO SIMAO	19,0%	933,7	10,4
A.A. LAYDNER	14,0%	571,4	6,3
CHAVANTES	63,0%	2 144,2	23,8
CAPIVARA	43,0%	1 678,9	18,7
SERRA MESA	14,0%	5 918,6	65,8
TUCURUI	29,0%	1 889,6	21,0
SOBRADINHO	10,0%	2 957,3	32,9
G.B. MUNHOZ	23,0%	1 287,8	14,3
SLT.SANTIAGO	40,0%	1 342,6	14,9
BARRA GRANDE	30,0%	852,0	9,5
PASSO REAL	80,0%	2 332,1	25,9

Total de EARM Residual: 40 239,1 447,1
Total sem Restrição de Vmin: 29 079,8 323,1

Uma vez que a energia firme é usada para participação da garantia física do bloco hidráulico, a presença de água nos reservatórios que não atende a representa garantia física não compartilhada para estas usinas. Estas usinas percebem um prejuízo no momento do rateio do bloco hidráulico em relação às usinas que têm os reservatórios esvaziados.

Portanto, entendemos ser necessário que se estude e implemente um aprimoramento no modelo de simulação individualizada que melhore a política de operação dos reservatórios que apresentam sobra de energia em seus reservatórios. Em caráter temporário, propõe-se que seja aplicado a estas usinas tratamento externo ao método de rateio que reverta esta frustração de geração bloqueada na energia armazenada residual.

11) Energia Armazenada Residual: Estudo de Caso UHE Serra da Mesa

A Energia Firme de empreendimentos hidrelétricos é utilizada para rateio do bloco hidráulico no processo de cálculo de garantias físicas, o bloco hidráulico representa a garantia do conjunto de usinas despachadas centralizadamente. Neste sentido, qualquer limitação de geração aplicada a uma determinada usina que não seja restrição cadastrada e modelada, tanto no Newave quanto no Suishi, provocará transferência de recursos energéticos de uma usina que guarda mais água para aquelas que usam o reservatório em sua plenitude, uma vez que a participação individual no rateio é dada pela relação entre a energia firme individual e o somatório das energias firmes das usinas. Apresentamos em apenso estudo mais detalhado sobre o caso da energia armazenada residual do reservatório da UHE Serra da Mesa no Anexo III.

Neste estudo, verifica-se que outras usinas de cabeceira e com grandes reservatórios, como Furnas e Três Marias, terminam o período vazias, sendo que o esvaziamento já é observado um ano antes do final do período crítico (nov/1955). Ora, se há no conjunto de usinas avaliadas, usinas que utilizam toda a água armazenada e usinas que mantêm água armazenada, há no processo de diferenciação de tratamento entre agentes, ferindo a premissa de isonomia.

Neste sentido, faz-se necessário aprimorar o processo de cálculo de energia firme no modelo Suishi de modo considerar maior utilização do reservatório de Serra da Mesa. Neste ínterim, a CPFL Geração solicita que dê tratamento externo ao caso de Serra da Mesa para que esta usina não seja prejudicada com redução e garantia física decorrente de imprecisões do modelo computacional na representação fiel da operação da usina.

12) TEIF e IP na contabilização e no modelo Suishi

Para efeito da aderência à realidade, é preciso verificar como os dados de TEIF e IP estão sendo considerado no modelo Suishi. Na contabilização, a aplicação da disponibilidade é feita sobre a energia alocada para cada usina em função de sua Garantia Física Ajustada:

11. O Mecanismo de Redução de Garantia Física (MRGF) é aplicado sobre a Garantia Física Modulada Ajustada em Função das Perdas da Rede Básica conforme o Fator de Disponibilidade estabelecido para o empreendimento, visando o cálculo do MRE. Essa informação é definida por patamar e semana, dada pela expressão:

$$GFIS_{2p,r,w} = \sum_{j \in RW} GFIS_{RB_{p,j}} * F_{DISP_{p,m}}$$

Onde:

$GFIS_{2p,r,w}$ é a Garantia Física Modulada Ajustada pelo Fator de Disponibilidade da parcela de usina "p" participante do MRE no patamar "r" da semana "w"

$GFIS_{RB_{p,j}}$ é a Garantia Física Modulada Ajustada em Função das Perdas da Rede Básica da parcela de usina "p" participante do MRE por período de comercialização "j"

$F_{DISP_{p,m}}$ é o Fator de Disponibilidade da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

RW é o Conjunto de patamares de carga "r" compreendidos na semana de apuração "w"

A média móvel de 60 meses considerada na apuração dos índices de TEIF e IP é condizente com o período de validade das GF's, e representam que a indisponibilidade ocorrida em um dado instante é cobrada em 1/60 por cinco anos à frente sobre a sua energia alocada do MRE para a usina.

Em suma, a aplicação é feita sobre a energia gerada. No caso do Suishi, a rotina interna do modelo: PwrGen – Cálculo de Produção de energia, considera como limitador da disponibilidade de geração em cada estágio de tempo:

5) Verifica restrição de turbinamento máximo e potência disponível

$$QGEN_i = PNOM_i / (0.00981 * QUED_i * REND_i)$$

$$QTU_i = QNOM_i * (QED_i / HREF_i)^{0.2} \text{ para turbinas Kaplan}$$

$$QTU_i = QNOM_i * (QED_i / HREF_i)^{0.5} \text{ para turbinas Francis ou Pelton}$$

$$QMAXA_i = \min(QGEN_i, QTU_i)$$

$$PDISP_i = 0.00981 * QMAXA_i * QUED_i * REND_i$$

$$.95 * QMAXA_i, \text{ se } QMAXA_i < FCMAXL_i * QGEN_i$$

$$QMAX_i = .95 * FCMAXL_i * QGEN_i, \text{ caso contrário}$$

Existe, portanto, uma diferença de entendimento entre o que ocorre na realidade, no processo de contabilização do MRE e do que se foi implementado no Suishi, visto que o modelo computacional aplica os índices de TEIF e IP no Fator de Capacidade Máximo (FCMAXLi) e não na energia gerada.

Para melhor representação da aderência à realidade é necessário compatibilizar os dois entendimentos entre a contabilização real e a consideração no cálculo de energia firme das usinas hidrelétricas.

13) Rito de atualização

O objetivo do processo de revisão ordinária é adequar a Garantia Física a realidade física do sistema. No entanto, por todo o exposto anteriormente, o processo de revisão aumenta a percepção de risco para os geradores que conseqüentemente implica em aumento de custos para toda a cadeia de geração e consumo.

O estabelecimento de um processo contínuo e previsível de revisão mitiga a percepção deste risco. Neste sentido propomos que processo de revisão ordinária de Garantia Física tenha as seguintes características:

- Periodicidade quinquenal;
- Que os novos valores iniciem sua vigência após 2 anos da realização do cálculo;
- Que o enquadramento no conjunto de usinas a serem atualizadas seja considerado no mínimo 5 anos da data de motorização.

Por fim, a CPFL Geração reitera o apoio nas ações que levam ao aperfeiçoamento da caracterização do sistema de forma realista e aderente à operação real. Em termos metodológicos, ainda temos um longo caminho a ser percorrido, pois alguns dos conceitos que envolvem a metodologia atual aplicada nesta Revisão Ordinária de Garantias Física possuem várias décadas, como por exemplo convergência do valor esperado do CMO igual ao CME, o método de restituição de vazões, o método de rateio do bloco hidráulico, usos consuntivos, dentre outros de relevante impacto neste processo.

Além disso, é necessário que se considere a atualização de características físicas das usinas que estão em curso, tais como, rendimento, curva cota-volume, polinômio do canal de fuga, pois muitas das informações utilizadas hoje foram baseadas nos dados de projeto e podem não corresponder ao que se observa na operação real da usina.

Consideramos oportuno iniciar um amplo processo de discussão metodológica com vistas à revisão para o próximo ciclo, juntamente com a participação dos agentes que possuem capacidade dentro do corpo técnico de cada empresa para propor contribuições relevantes ao aprimoramento metodológico ao processo de revisão de Garantias Físicas.

Anexo I

ICSP
2016

XIV International Conference on Stochastic Programming
25 Jun-1 Jul 2016 Búzios (Brazil)






A two-level SDDP solving strategy with risk-averse multivariate reservoir storage levels for long term power generation planning

C.L.V. Vasconcellos, A.L.Diniz, M.E.P. Maceira, D.D.J. Penna

CEPEL – Brazilian Electric Energy Research Center - Rio de Janeiro, Brazil

NUMERICAL RESULTS
Real Brazilian System



GENERAL SETTING

- 162 hydro plants (91 GW) => 4 equivalent reservoirs
- 140 thermal plants (24 GW)
- 120 stages (5 year horizon, monthly steps)
- 20 scenarios per stage (20¹²⁰ multistage scenarios)
- forward sampling - 200 scenarios

SAR PARAMETERS

- Unconditioned scenario => Historical scenario
- SAR level at the end of November: SE: 47%, NE: 35%
- Penalty for SAR violation :
 - ✓ 100\$/MWh: calibrated parameter in official studies in 2013
 - ✓ 1000\$/MWh: close to deficit costs

BENCHMARK

- Risk Neutral case
- CVaR approach, with $\alpha = 50$, $\lambda = 25$

[Shapiro,10] [Shapiro et al,12],
[Philpott, Matos,10] [Diniz et al,12]

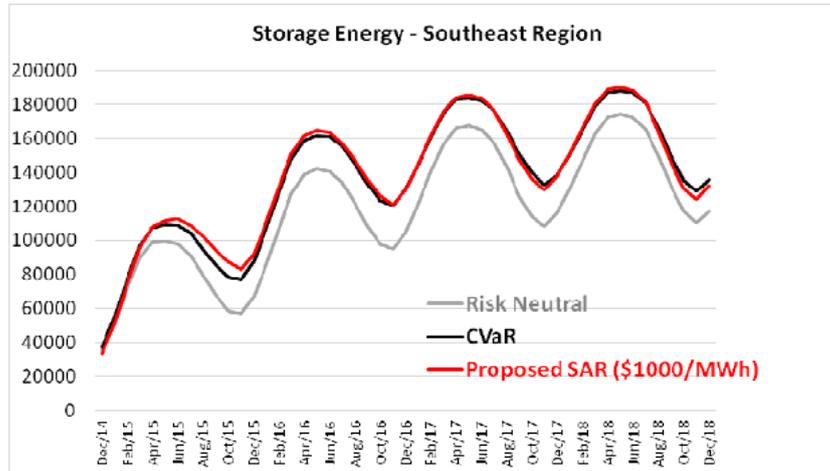
XIV ICSP | Jun 2016

Two-level SDDP strategy with risk-averse multivariate reservoir storage levels

SYSTEM OPERATION AVERAGE STORED ENERGY

COMPARISON WITH CVaR AND RISK-NEUTRAL APPROACHES

- More secure operation as compared to Risk Neutral approach
- **General behavior is Similar to CVaR**



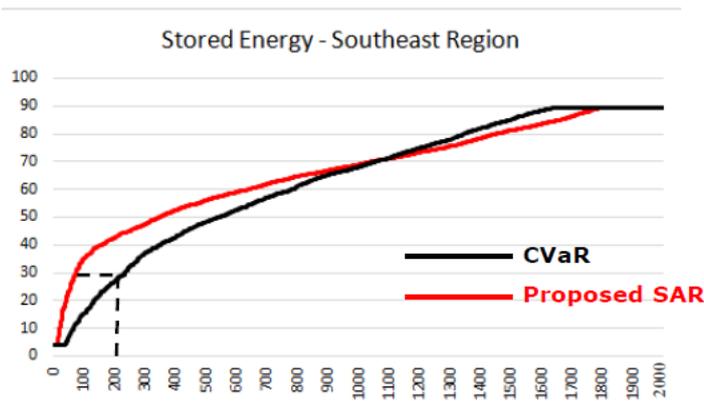
Two-level SDDP strategy with risk-averse multivariate reservoir storage levels

XIV ICSP | Jun 2016

SYSTEM OPERATION DISTRIBUTION OF STORAGE VALUES

COMPARISON WITH CVaR APPROACH

- **Much better behavior at the tail of the distribution**
- A little worse (but in less interesting) situations where reservoir storages are high



Two-level SDDP strategy with risk-averse multivariate reservoir storage levels

XIV ICSP | Jun 2016

Anexo II

	ARM Final (nov/1956)	EARM Final (MWmed.mês)	Geração Média (jun/49-nov-56)
BATALHA	11,0%	273,0	3,0
SERRA FACA O	2,0%	108,8	1,2
EMBORCACAO	3,0%	623,4	6,9
MIRANDA	5,0%	11,9	0,1
CAPIM BRANC1	31,0%	6,2	0,1
CORUMBA IV	4,0%	54,4	0,6
CORUMBA III	1,0%	5,4	0,1
CORUMBA I	25,0%	362,0	4,0
ITUMBIARA	4,0%	604,3	6,7
SAO SIMAO	19,0%	933,7	10,4
CAMARGOS	8,0%	117,4	1,3
FURNAS	1,0%	249,3	2,8
M. DE MORAES	25,0%	1 043,6	11,6
CACONDE	1,0%	4,7	0,1
MARIMBONDO	5,0%	240,2	2,7
A. VERMELHA	4,0%	173,3	1,9
BARRA BONITA	48,0%	1 286,3	14,3
PROMISSAO	29,0%	521,9	5,8
ESPORA	1,0%	1,5	0,0
CACU	2,0%	0,7	0,0
I. SOLT. EQV	46,0%	2 765,4	30,7
A.A. LAYDNER	14,0%	571,4	6,3
CHAVANTES	63,0%	2 144,2	23,8
MAUA	27,0%	188,8	2,1
CAPIVARA	43,0%	1 678,9	18,7
SERRA MESA	14,0%	5 918,6	65,8
PEIXE ANGIC	100,0%	236,6	2,6
TUCURUI	29,0%	1 889,6	21,0
RETIRO BAIXO	21,0%	10,7	0,1
QUEIMADO	65,0%	481,0	5,3
SOBRADINHO	10,0%	2 957,3	32,9
ITAPARICA	6,0%	187,3	2,1

	ARM Final (nov/1956)	EARM Final (MWmed.mês)	Geração Média (jun/49-nov-56)
G.B. MUNHOZ	23,0%	1 287,8	14,3
SEGREDO	29,0%	128,7	1,4
STA CLARA PR	28,0%	103,0	1,1
JORDAO	100,0%	20,5	0,2
SLT.SANTIAGO	40,0%	1 342,6	14,9
BARRA GRANDE	30,0%	852,0	9,5
SAO ROQUE	62,0%	486,4	5,4
GARIBALDI	35,0%	35,3	0,4
CAMPOS NOVOS	32,0%	71,1	0,8
MACHADINHO	37,0%	326,4	3,6
PASSO FUNDO	35,0%	593,3	6,6
IRAPE	12,0%	341,3	3,8
ERNESTINA	73,0%	149,8	1,7
PASSO REAL	80,0%	2 332,1	25,9
MANSO	17,0%	89,7	1,0
SAMUEL	22,0%	44,1	0,5
SINOP	28,0%	241,7	2,7
B. ESPERANCA	14,0%	35,1	0,4
GUARAPIRANGA	7,0%	28,3	0,3
BILLINGS	6,0%	153,9	1,7
P. CAVALO	84,0%	252,8	2,8
CURUA-UNA	31,0%	7,3	0,1
RONDON 2	22,0%	12,2	0,1
G.P. SOUZA	27,0%	103,2	1,1
P. ESTRELA	28,0%	3,5	0,0
QUEBRA QUEIX	35,0%	3,6	0,0
PARAIBUNA/PA	80,0%	3 487,6	38,8
S.BRANCA PAR	70,0%	302,2	3,4
JAGUARI	99,0%	1 151,6	12,8
FUNIL PB SUL	30,0%	233,4	2,6
LAJES	76,0%	367,4	4,1
Total		40 239,1	447,1
Total sem Restrição de Vmin:		29 079,8	323,1

Em destaque, usinas com restrições de Volume Mínimo (Vmin).

Dados extraídos do Relatório do Modelo Suishi (suishi.rel) para o Caso de Referência.

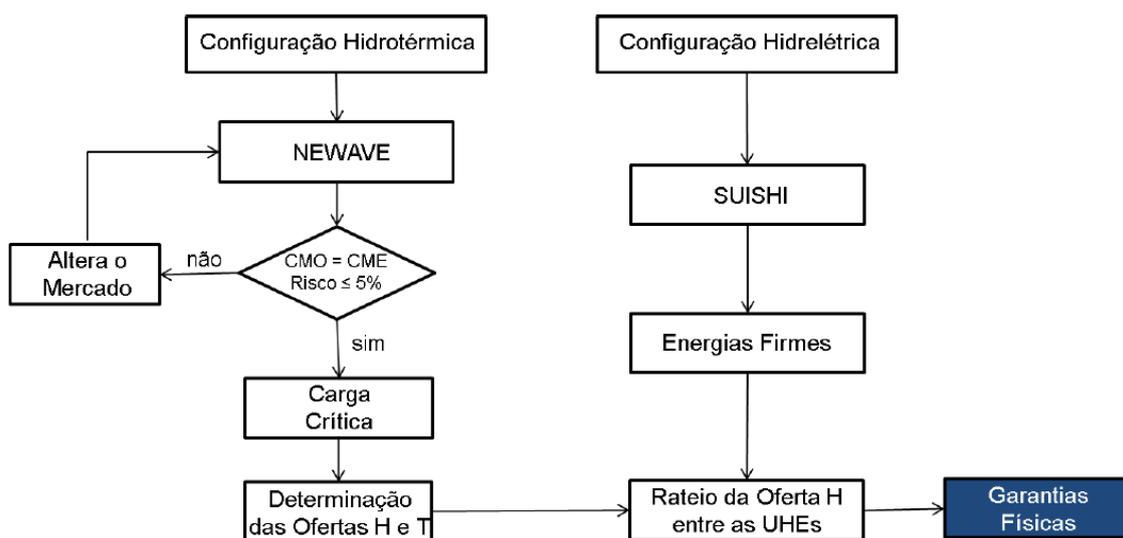
Anexo III

Relatório Técnico:

Avaliação da Energia Armazenada Residual do Reservatório da UHE Serra da Mesa

1. Introdução

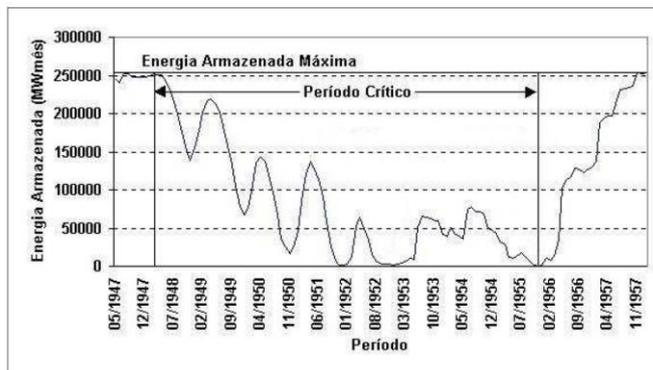
O cálculo da garantia física de usinas hidrelétricas (UHE) é feito a partir de um conjunto de procedimentos iterativos que visam a estimar a carga crítica do sistema hidro-térmico, o rateio desta carga crítica entre as fontes hidrelétricas e termelétricas, e em seguida a individualização dos valores por projeto hidrelétrico. A figura abaixo (Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas – UHEs, Novembro/2016, MME) ilustra estas etapas.



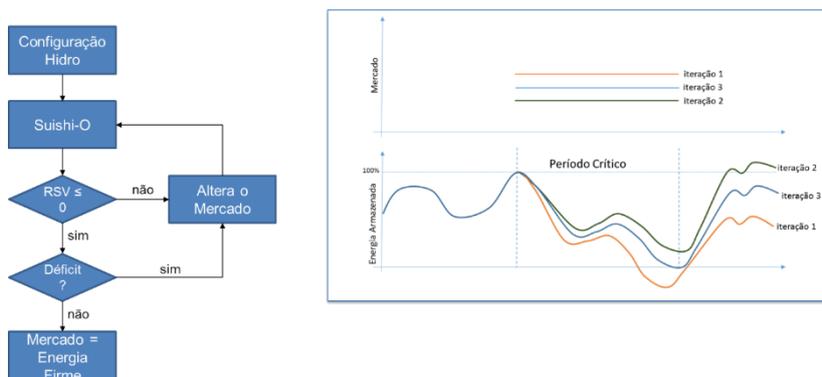
Vários comentários podem ser feitos sobre os critérios e premissas indicados pelo Poder Concedente quanto ao processo iterativo para obtenção dos Blocos Hidráulico e Térmico (parte esquerda do fluxograma), e não serão objeto deste relatório. O objetivo deste relatório é apresentar aspectos específicos do processo de cálculo das energias firmes individualizadas que serve como o fator de rateio da oferta hidráulica.

2. O conceito de energia firme

A Energia Firme de um sistema hidráulico é definida como a maior carga de energia que pode ser atendida de modo a não ocorrerem déficits de energia, supondo a ocorrência do histórico de vazões naturais afluentes a esse sistema. Para um sistema multi-reservatórios, o cálculo da Energia Firme é feito através de um processo iterativo: partindo-se do sistema completamente cheio, determina-se a carga máxima que pode ser atendida sem reenchimentos intermediários, e sem a ocorrência de déficits de energia. O período compreendido entre o último estágio em que o sistema esteve completamente cheio e o último estágio em que o sistema não apresentou déficit, sem reenchimentos intermediários, é denominado “período crítico do sistema”. A geração média individual de cada usina no período crítico é então definida como a sua energia firme individualizada, e a soma de todas as energias firmes totaliza a energia firme do sistema.



A figura a seguir ilustra o processo iterativo para determinação da energia firme de um sistema.

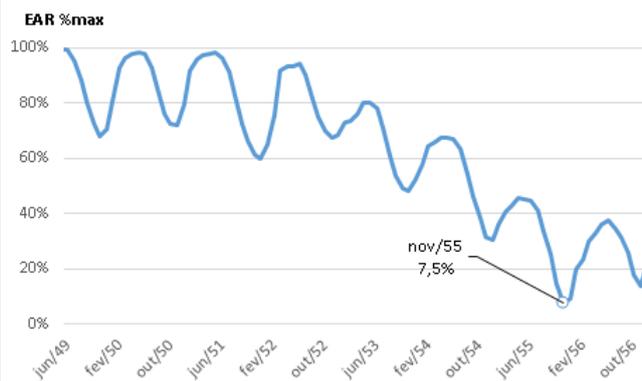


Desde a década de 80, considera-se que o período crítico do SIN está compreendido entre Jun/49 a Nov/56.

3. Resultados do estudo de Energias Firmes da Consulta Pública MME – Março/2016

Este item apresenta alguns resultados do caso referência utilizado na Consulta Pública MME 24/2016, aberta em 18/11/2016, como forma de ilustrar o comportamento do sistema e dos principais reservatórios ao longo do período 5/1949 até 11/1956.

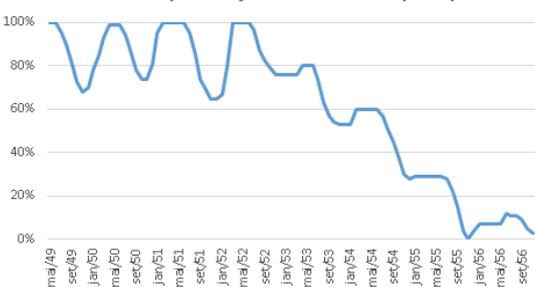
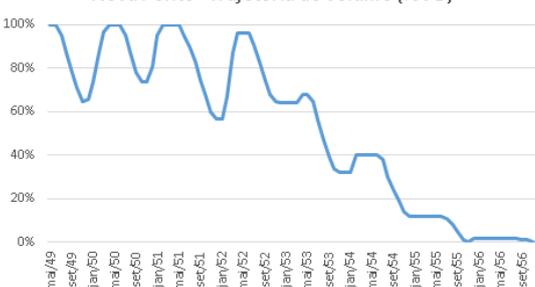
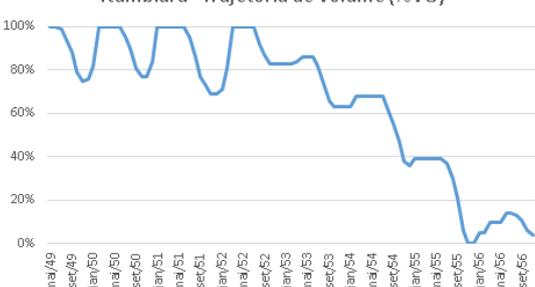
Pela definição de energia firme, espera-se que o nível de armazenamento do sistema esteja próximo de zero ao final do período crítico considerado. Como consequência desse fato, espera-se que os principais reservatórios do sistema estejam próximos ao seu nível mínimo, demonstrando o uso efetivo dos recursos hidráulicos do sistema como um todo. A figura abaixo ilustra o comportamento do armazenamento do sistema brasileiro no caso de referência da Consulta Pública 24/2016.

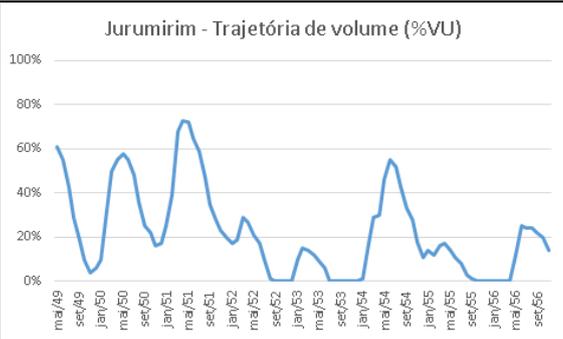
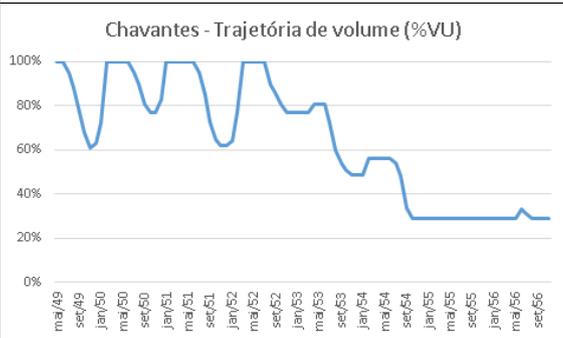
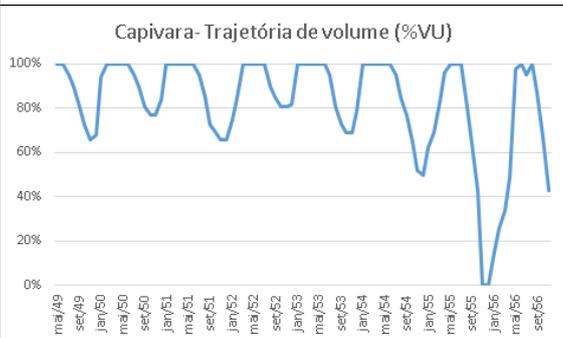
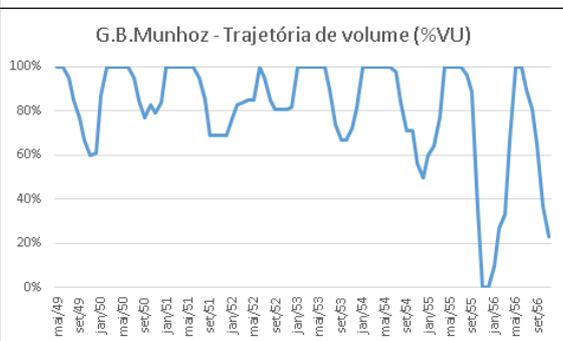


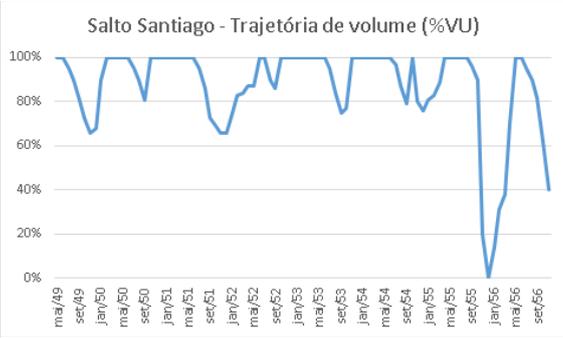
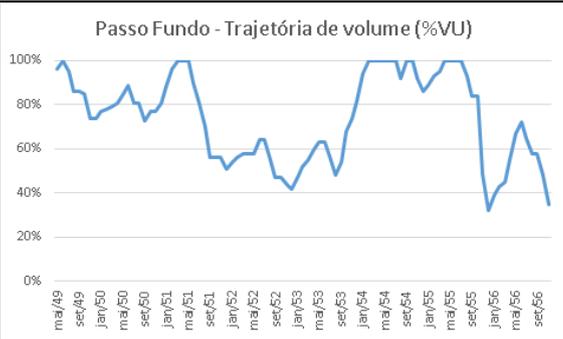
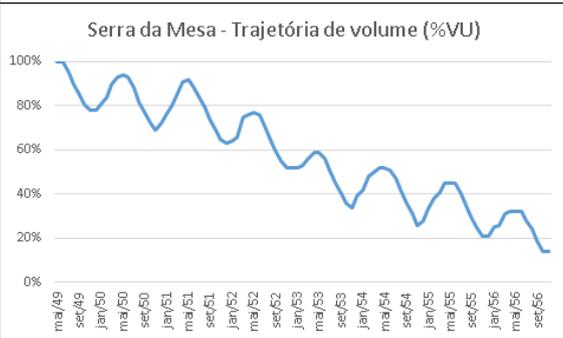
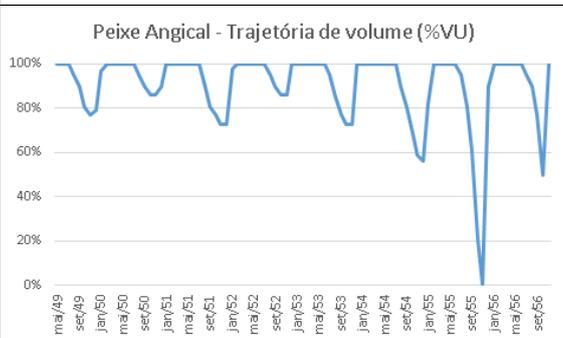
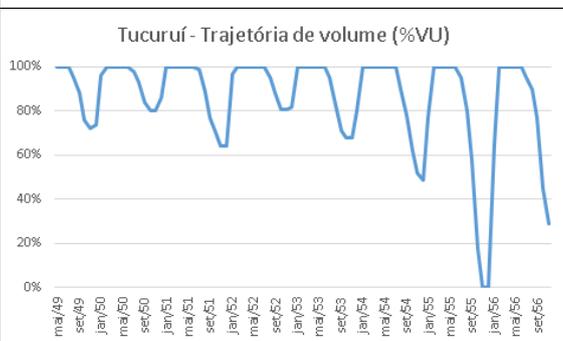
Sistema Hidrelétrico Nacional
Como pode ser observado, o nível do sistema é de 7,5%, indicando que ainda restam recursos no sistema que poderiam ser utilizados, para aumento da produção de energia

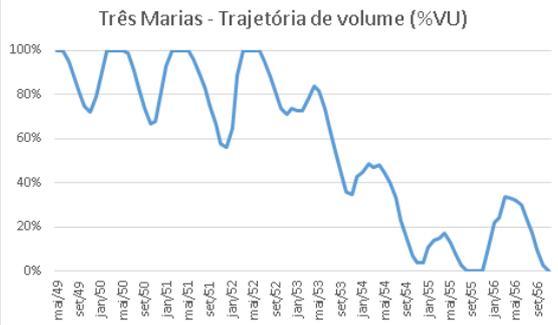
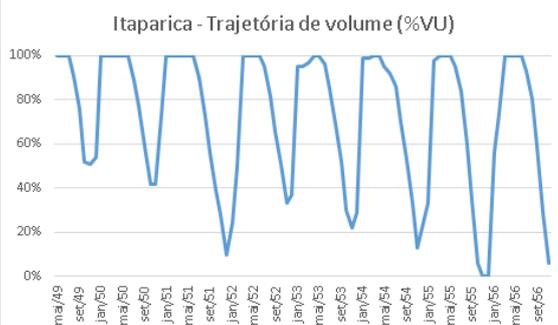
Considerando a configuração do sistema hidrelétrico brasileiro, serão apresentadas as trajetórias de armazenamento de vários empreendimentos, de modo a ilustrar a distribuição dos recursos ao longo do sistema e sua efetiva utilização de seus recursos ao longo do “período crítico”.

UHE (Subsistema, Bacia)	Trajétória de armazenamento (%VU)
<p>Furnas (SE, Grande) O volume do reservatório atinge 0% em set/55, cerca um ano antes do final do período, e se mantém praticamente em zero ao</p>	
<p>Marimbondo (SE, Grande) O volume do reservatório atinge 0% em dez/55, cerca um ano antes do final do período</p>	
<p>Água Vermelha (SE, Grande) O volume do reservatório atinge 0% em nov/55, cerca um ano antes do final do período</p>	

UHE (Subsistema, Bacia)	Trajetória de armazenamento (%VU)
<p>Emborcação (SE, Paranaíba) O volume do reservatório atinge 0% em nov/55, cerca um ano antes do final do período</p>	<p>Emborcação - Trajetória de volume (%VU)</p> 
<p>Nova Ponte (SE, Paranaíba) O volume do reservatório atinge 0% em nov/55, cerca um ano antes do final do período</p>	<p>Nova Ponte - Trajetória de volume (%VU)</p> 
<p>Itumbiara (SE, Paranaíba) O volume do reservatório atinge 0% em nov/55, cerca um ano antes do final do período</p>	<p>Itumbiara - Trajetória de volume (%VU)</p> 
<p>São Simão (SE, Paranaíba) O volume do reservatório atinge 0% em nov/55, cerca um ano antes do final do período</p>	<p>São Simão - Trajetória de volume (%VU)</p> 
<p>Barra Bonita (SE, Tietê) O reservatório não é deplecionado a menos de 50% VU, devido à restrição operativa.</p>	<p>Barra Bonita - Trajetória de volume (%VU)</p> 

UHE (Subsistema, Bacia)	Trajetória de armazenamento (%VU)
<p>Promissão (SE, Tietê) O reservatório não é deplecionado a menos de 30% VU devido à restrição operativa.</p>	<p>Promissão - Trajetória de volume (%VU)</p> 
<p>Jurumirim (SE, Paranapanema) Este reservatório apresenta um comportamento bem peculiar, pois não atinge o nível de 100% VU, e entretanto, atinge várias vezes o nível 0% VU</p>	<p>Jurumirim - Trajetória de volume (%VU)</p> 
<p>Chavantes (SE, Paranapanema) O volume do reservatório atinge 0% em nov/55, cerca um ano antes do final do período</p>	<p>Chavantes - Trajetória de volume (%VU)</p> 
<p>Capivara (SE, Paranapanema) O volume do reservatório atinge 0% em nov/55, cerca um ano antes do final do período, e vários reenchimentos ao longo do período</p>	<p>Capivara - Trajetória de volume (%VU)</p> 
<p>Governador Bento Munhoz (S, Iguaçu) O volume do reservatório atinge 0% em nov/55, cerca um ano antes do final do período</p>	<p>G.B.Munhoz - Trajetória de volume (%VU)</p> 

UHE (Subsistema, Bacia)	Trajetória de armazenamento (%VU)
<p>Salto Santiago (S, Iguaçu) O volume do reservatório atinge 0% em nov/55</p>	<p>Salto Santiago - Trajetória de volume (%VU)</p> 
<p>Passo Fundo (S, Passo Fundo) O reservatório desta UHE não é deplecionado a níveis inferiores a 40% VU, verificar restrições de nível mínimo</p>	<p>Passo Fundo - Trajetória de volume (%VU)</p> 
<p>Serra da Mesa (SE, Tocantins) Observa-se que este empreendimento não é deplecionado a níveis inferiores, e seu volume útil é o maior do sistema brasileiro</p>	<p>Serra da Mesa - Trajetória de volume (%VU)</p> 
<p>Peixe Angical (SE, Tocantins) O volume do reservatório atinge 0% em nov/55, cerca um ano antes do final do período</p>	<p>Peixe Angical - Trajetória de volume (%VU)</p> 
<p>Tucuruí (N, Tocantins) O volume do reservatório atinge 0% em nov/55, cerca um ano antes do final do período</p>	<p>Tucuruí - Trajetória de volume (%VU)</p> 

UHE (Subsistema, Bacia)	Trajetória de armazenamento (%VU)
<p>Três Marias (SE, São Francisco) O volume do reservatório atinge 0% em nov/55, cerca um ano antes do final do período</p>	
<p>Sobradinho, (NE, São Francisco) O volume do reservatório atinge 0% em nov/55, cerca um ano antes do final do período</p>	
<p>Itaparica (NE, São Francisco) O volume do reservatório atinge 0% em nov/55, cerca um ano antes do final do período</p>	

Analisando-se as trajetórias apresentadas anteriormente, podemos observar que:

Bacias do rio Grande e Paranaíba:	<ul style="list-style-type: none"> • Todos os reservatórios atingem o nível 0% de VU, em torno dos meses de set a nov/55, cerca de um ano antes do término do período crítico estabelecido
Bacia do rio Tietê:	<ul style="list-style-type: none"> • Os reservatórios não são utilizados em sua plena capacidade, devido à consideração de restrições operativas
Bacia do rio Iguaçu:	<ul style="list-style-type: none"> • Ambos reservatórios listados atingem 0% de VU em nov/55
Bacia do rio Passo Fundo:	<ul style="list-style-type: none"> • O reservatório não é utilizado em sua plena capacidade
Bacia do rio Tocantins:	<ul style="list-style-type: none"> • O reservatório de Serra da Mesa não é utilizado em sua plena capacidade, enquanto que Peixa Angical e Tucuruí atingem 0%VU, em nov/55
Bacia do rio São Francisco:	<ul style="list-style-type: none"> • Todos os reservatórios são deplecionados a 0%VU, entretanto, esse nível é atingido em nov/55

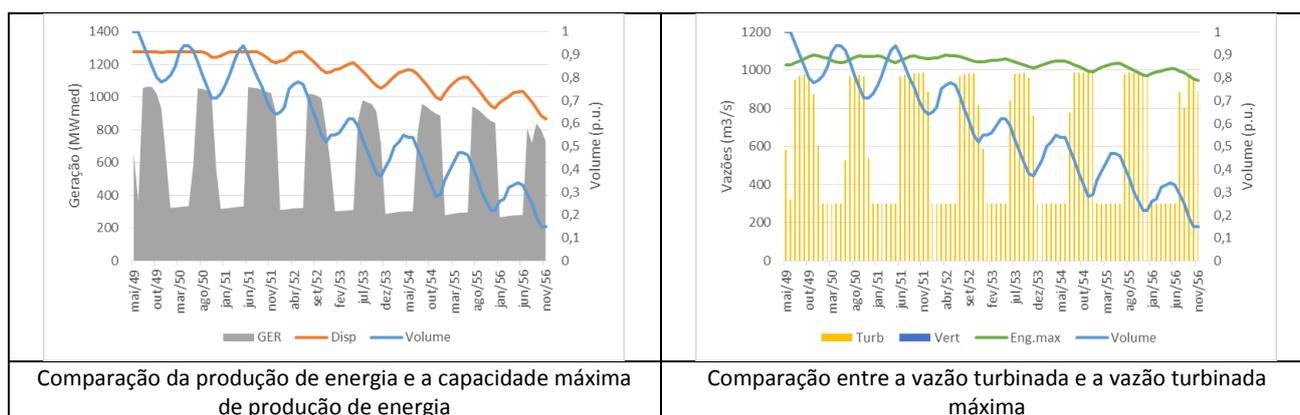
Essa análise indica como o comportamento individualizado dos reservatórios não é aderente à definição de “período crítico”, na medida em que os recursos energéticos não são utilizados em sua plena capacidade. Este comportamento pode sinalizar que a energia firme do sistema não está calculada de forma adequada.

4. Análise dos resultados da UHE Serra da Mesa – caso base CP mar/2016

Considerando o conceito de Energia Firme, espera-se que, dada uma configuração do sistema, ao final do período crítico simulado os níveis dos reservatórios das usinas de regularização tendam ao seu volume mínimo operativo. Entretanto para o caso da UHE Serra da Mesa, fato não observado, pois o reservatório desta usina termina o período crítico com cerca de 14% do seu armazenamento.

O reservatório da UHE Serra da Mesa é o maior do Sistema Interligado Nacional (SIN) em termos de recursos armazenáveis, e este armazenamento residual poderia ocorrer caso a usina possuísse alguma restrição de utilização plena de seu reservatório. Analisando-se os seus dados de cadastro e da simulação, não há nenhum tipo de restrição registrado que imponha a manutenção deste nível de armazenamento. É possível depreender que esta trajetória é resultante das premissas adotadas pelo modelo SUISHI na simulação individualizada do sistema.

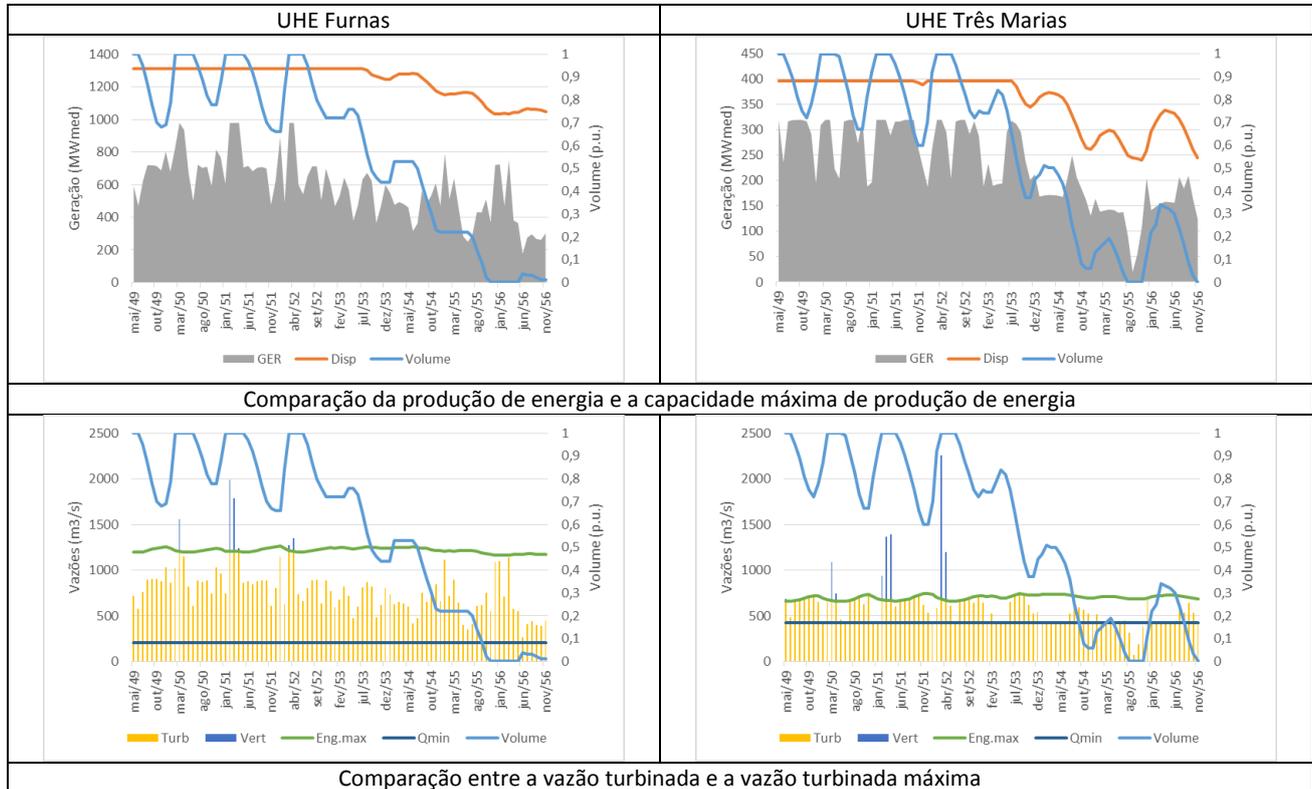
Este armazenamento residual poderia ser consequência da incapacidade de geração devido à limitações de produção na própria usina, cuja produção de energia seria numericamente igual à sua máxima capacidade de geração. Ainda, a limitação na utilização dos recursos da UHE Serra da Mesa poderia estar associada ao limite de vazão turbinada máxima das turbinas. As figuras abaixo ilustram que tanto a produção de energia da UHE Serra da Mesa esteve sempre inferior à sua capacidade máxima de geração, como a sua vazão turbinada esteve abaixo da vazão turbinada máxima, ao longo de todo o período crítico.



Considerando estas premissas e dados, a energia firme calculada para a UHE Serra da Mesa é de 627 MW médios, sendo que a energia armazenada residual ao final do período crítico é de cerca de 5.918,6

MWmed.mês. Esta energia armazenada residual observada em Serra da Mesa equivale a 65,8 MWmed de geração na cascata ao longo do período crítico.

Para complementar a análise das trajetórias individuais, foram analisadas as UHE Furnas e Três Marias, ambas localizadas no Sudeste e com reservatório de acumulação, constatando-se que não se observa o mesmo comportamento.

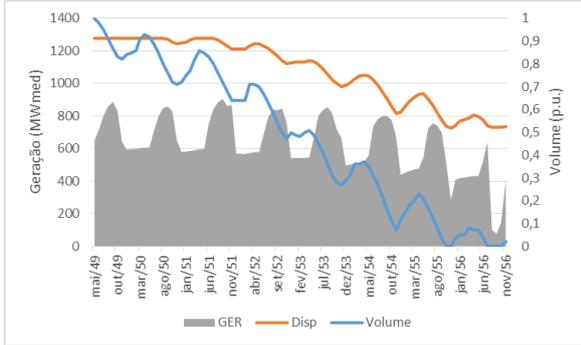
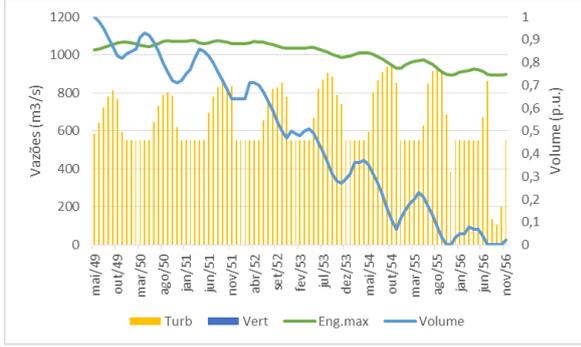


Para os casos das UHE Furnas e UHE Três Marias observa-se que o modelo SUSHI utiliza todo volume útil destes reservatórios inclusive um ano antes do final do período de simulação (entre set e nov/55), enquanto que o reservatório da UHE Serra da Mesa apresenta volume armazenado na ordem de 25%. Além disso, observa-se que ocorrem vertimentos localizados em ambos aproveitamentos que poderiam ser acomodados em períodos anteriores com maior deplecionamento dos reservatórios.

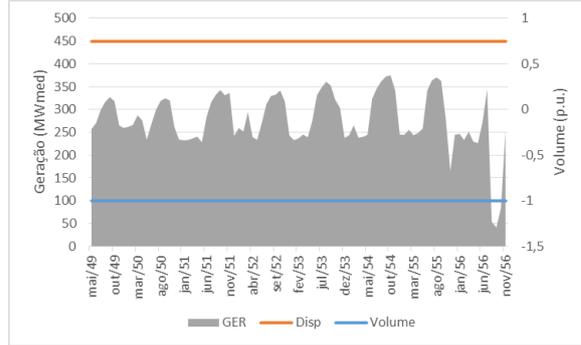
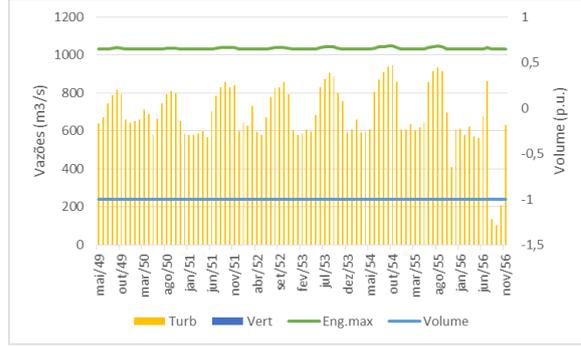
5. Sensibilidade em relação à vazão defluente mínima em Serra da Mesa

Para averiguar os efeitos da alteração na política da operação da UHE Serra da Mesa na cascata do Alto e Médio Tocantins (até a UHE Estreito) foi simulada a geração da bacia considerando um novo valor para a defluência mínima da UHE Serra da Mesa, passando de 300 m³/s para 550 m³/s, de forma a evitar o não uso dos recursos energéticos desta usina, buscando ainda a identificação de possíveis vertimentos na cascata. Apresentam-se as curvas de operação das usinas da cascata e uma comparação das Energias Firmes em relação à configuração oficial da revisão de garantias físicas.

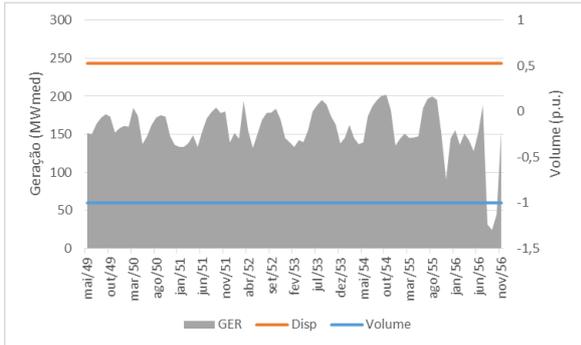
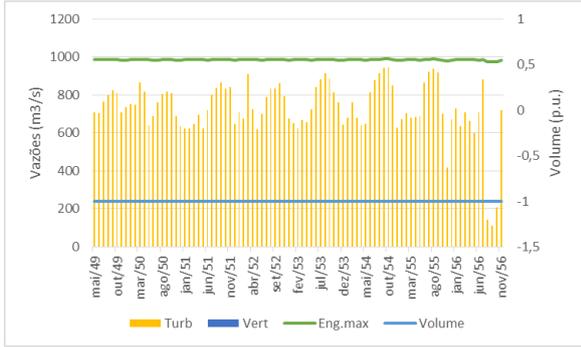
UHE Serra da Mesa



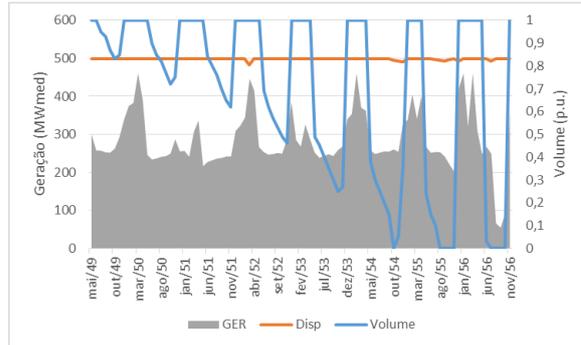
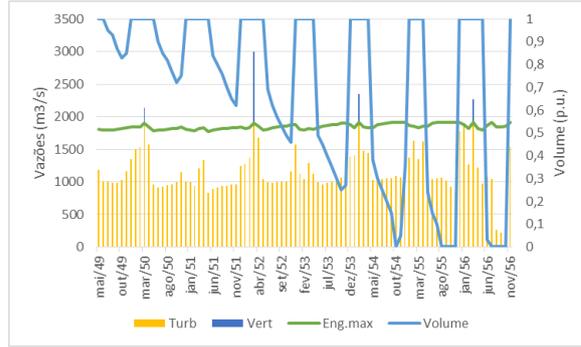
UHE Cana Brava

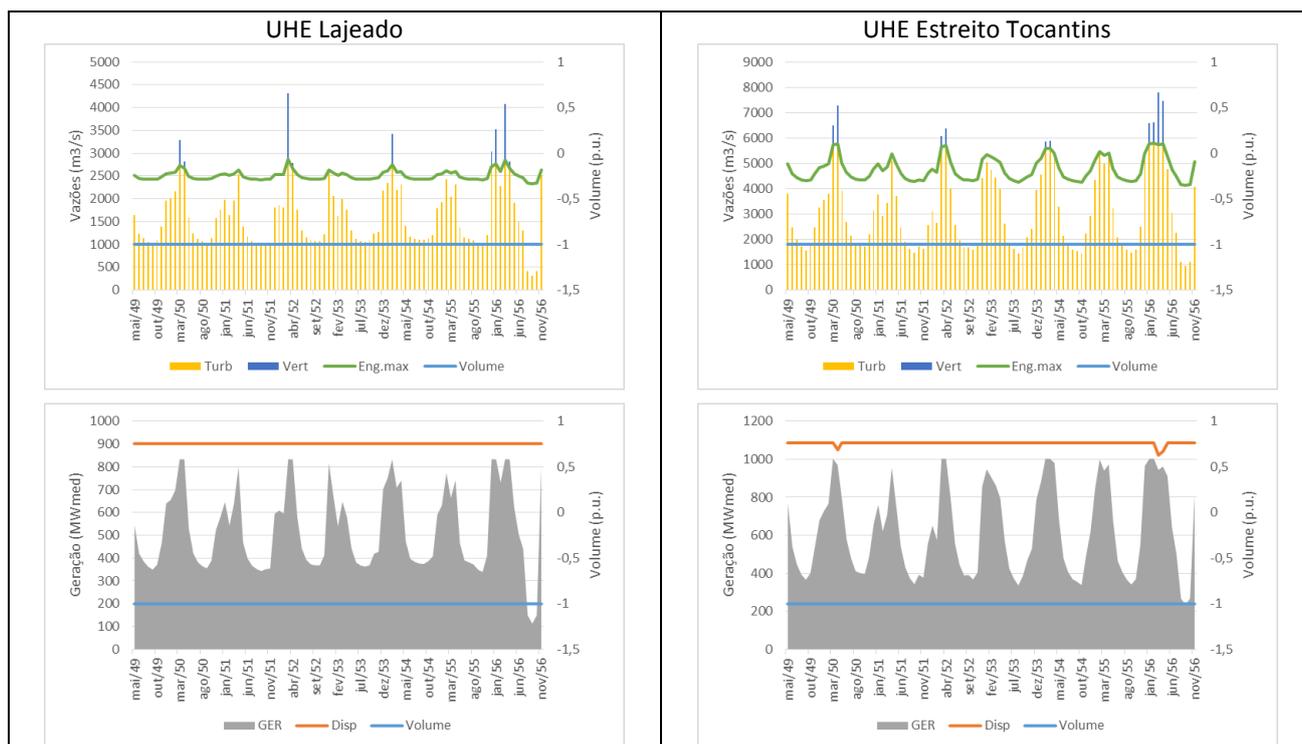


UHE São Salvador



UHE Peixe Angical





Analisando-se os gráficos anteriores, é possível constatar que o aumento da vazão mínima da UHE Serra da Mesa não ocasiona vertimentos nas usinas imediatamente a jusante no trecho alto da bacia (até UHE Peixe Angical). Para o trecho do médio Tocantins, entre UHE Lajeado e UHE Estreito, o vertimento observado é decorrente da mudança do regime hidrológico desta região, fato característico destes dois empreendimentos que possuem bacias incrementais grandes e com características climatológicas da região norte do país.

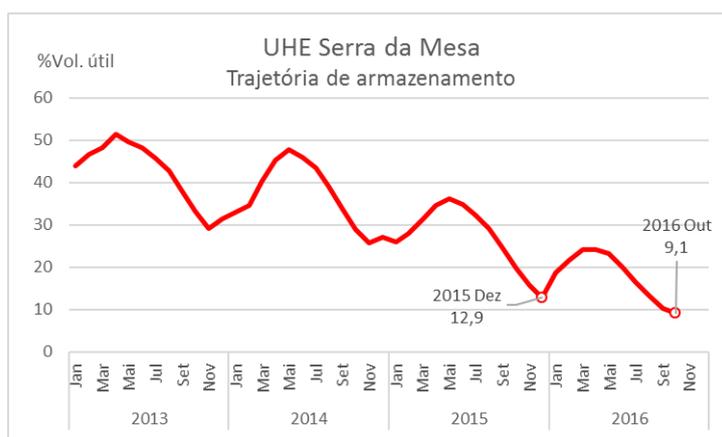
Com relação aos valores de energia firme, os resultados comprovam que o aumento da defluência mínima da UHE Serra da Mesa leva a um aumento da geração da cascata no período crítico da ordem de 40 MW médios em toda a bacia, não implicando em vertimentos significativos decorrentes dessa nova política de operação da UHE Serra da Mesa.

	Energia Firme (MW médios)	
	Caso Base Qmin = 300 m³/s	Caso 1 Qmin = 550 m³/s
SERRA MESA	629,0	643,5 ↗
CANA BRAVA	263,3	276,2 ↗
SÃO SALVADOR	149,1	155,8 ↗
PEIXE ANGICAL	283,7	286,3 ↗
LAJEADO	515,1	518,8 ↗
ESTREITO TOCANTINS	622,1	619,0 ↘
TOTAL	2.462,3	2.499,5 ↗

6. Considerações Finais

Com relação ao comportamento da UHE Serra da Mesa nos casos analisados, podemos destacar:

- Os resultados do Caso de Referência indicam que a trajetória do SIN durante o período crítico 5/1949-11/1956 apresenta um nível residual de 7,5% EARmax no mês de Nov/1955, comprovando a não utilização completa dos recursos hidrelétricos do SIN;
- Analisando-se as trajetórias dos principais reservatórios do SIN, constata-se que alguns reservatórios, que não possuem restrições de volume mínimo, não chegam a menos de 20% volume útil, sinalizando que as regras de operação do modelo SUIISHI não esgotam adequadamente os recursos energéticos, quando necessário;
- É importante observar que estudos realizados com o modelo MSUI (modelo utilizado antes da adoção do modelo SUIISHI) apontam para situações em que a UHE Serra da Mesa atinge níveis bem abaixo dos verificados nesta revisão de garantia física que resulta em 14% volume útil;
- Os estudos de sensibilidade realizados demonstram que, com alguns ajustes na política de operação, pode-se aumentar a energia firme do sistema sem levar a vertimentos indesejados em bacias, maximizando o uso dos recursos energéticos;
- O histórico recente de operação da UHE Serra da Mesa comprova que este reservatório pode atingir níveis inferiores aos 14% da simulação no cálculo da energia firme. Observa-se que o nível final do aproveitamento em outubro/2016 foi de 9,1% do volume útil.



A Energia Firme de empreendimentos hidrelétricos é utilizada para rateio do bloco hidráulico no processo de cálculo de garantias físicas, o bloco hidráulico representa a garantia do conjunto de usinas despachadas centralizadamente.

Neste sentido, qualquer limitação de geração aplicada a uma determinada usina que não seja restrição cadastrada e modelada, tanto no Newave quanto no Suishi, provocará transferência de recursos energéticos de uma usina que guarda mais água para aquelas que usam o reservatório em sua plenitude, uma vez que a participação individual no rateio é dada pela relação entre a energia firme individual e o somatório das energias firmes das usinas.

Ora, se há no conjunto de usinas avaliadas, usinas que utilizam toda a água armazenada e usinas que mantêm água armazenada, há no processo de diferenciação de tratamento entre agentes, ferindo a premissa de isonomia. Portanto, faz-se necessário aprimorar o processo de cálculo de energia firme no modelo Suishi de modo considerar maior utilização do reservatório de Serra da Mesa. Neste ínterim, recomenda-se que dê tratamento externo ao caso de Serra da Mesa para que esta usina não seja prejudicada com redução e garantia física decorrente de imprecisões do modelo computacional na representação fiel da operação da usina.