

## CPAMP - Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico

### GT-Metodologia

---

#### 17º Workshop com os Agentes

**Data:** 19/ago/2021

**Horário:** 16h00 – 19h00

**Local:** Videoconferência pelo Webex

**Participantes:** EPE, CEPEL, CCEE, ONS, ANEEL, MME e Agentes

O 17º *Workshop* do GT-Metodologia com os Agentes foi destinado a dar início ao novo ciclo de atividades 2021/2022. De modo a facilitar a comunicação com os Agentes, foi permitida durante a reunião a abertura do microfone para os Agentes que desejaram se manifestar. As principais discussões são apresentadas na sequência por tema.

#### 1. Contextualização

A coordenação do GT-Metodologia agradeceu a presença de todos e a CCEE iniciou a apresentação, contextualizando a todos os participantes acerca da recomendação do CMSE à CPAMP de avaliar os mecanismos visando a elevação estrutural dos níveis de armazenamento dos reservatórios, bem como propor uma transição capaz de **minimizar os impactos no GSF e na tarifa do consumidor** de energia elétrica. Além disso, foi reafirmada a busca para apresentar aperfeiçoamentos visando ***melhorar a representação da realidade operativa do Sistema Interligado Nacional (SIN) nos modelos, e proporcionar o adequado sinal econômico do PLD e justa alocação dos custos para os diversos segmentos***. A CPAMP mantém o compromisso de **apresentar a sua avaliação acerca do do PAR(p)-A no primeiro trimestre de 2022, associada à calibração do CVaR**, para atualização da **representação da aversão ao risco mais aderente à realidade operativa do SIN**.

Como justificativa para a necessidade da avaliação de novos mecanismos que visem a elevação dos níveis de armazenamento, foi apresentado o histórico de aprimoramentos do GT-Metodologia comparando-se o valor do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) médio mensal do submercado Sudeste/Centro-Oeste e os valores de encargo de segurança energética desde 2013. O histórico de energia armazenada no SIN desde 2010 também serviu de apoio para mostrar o deplecionamento progressivo dos reservatórios até o início de 2014, que não apresentaram reenchimento ao longo dos anos seguintes. Ainda, foram apresentados gráficos do histórico de energia armazenada comparados a Energia Natural Afluente (ENA) e a Média de

Longo Termo (MLT) e o histórico de geração térmica comparado ao Custo Marginal de Operação (CMO) médio semanal.

Desse modo, foi pontuado que a CPAMP irá priorizar a análise do PAR(p)-A e a calibração do CVaR para o Ciclo 2021/2022, ficando a continuidade dos demais temas para os próximos ciclos. Embora essas alterações entrem em vigor em 2023, as validações deverão ocorrer até março de 2022.

## **2. Cronograma do Ciclo de trabalho 2021/2022**

Após a contextualização, foi apresentado o cronograma de trabalho considerando a data de 31/03/2022 como o limite para a deliberação final, sujeita à alteração a depender dos prazos do Plano Decenal de Expansão (PDE) e da Revisão Ordinária da Garantia Física. De acordo com que o que foi solicitado pelos Agentes na última consulta pública, no cronograma está sendo considerada a realização de reuniões mensais do GT-Metodologia com os Agentes, um maior período para a consulta pública e a operação sombra em 2022.

Apresentado o cronograma geral, o foco da reunião foi nas atividades da primeira fase do cronograma, que são listadas e discutidas a seguir:

- Análises metodológicas e testes preliminares

Deverá ser feita uma análise da formulação exata do PAR(p)-A na PDDE apresentada no relatório da CEPEL. A CPAMP ainda deverá realizar a conferência da geração dos cenários de ENA e analisar os resultados da implementação do PAR(p)-A para os casos de planejamento da expansão, cálculo da garantia física, operação e formação do PLD.

A versão 27.4.10 do NEWAVE deverá ser disponibilizado aos Agentes até o dia 25 de agosto, data que ocorrerá a 106ª Reunião da FT NEWAVE.

- Critério de parada (análise de convergência e tempo computacional)

Com base nas avaliações preliminares realizadas pelo GT-Metodologia constata-se que a convergência do modelo NEWAVE quando empregado o PAR(p)-A tende a ser mais vagaroso devido ao aumento do número de variáveis de estado. Assim, serão avaliados o critério de parada e ao número máximo de iterações, de modo que as necessidades operativas das instituições e Agentes, tanto do ponto de vista de tempo de processamento e resultados, sejam atendidas.

Como sugestões para essa reavaliação foi levantado avaliar o comportamento do *gap* no caso neutro ao risco, avaliar a evolução do Zinf em casos com CVaR(50,35), avaliar a estabilidade dos resultados, analisar impactos no modelo DECOMP e a envoltória da FCF.

- *Backtests* e análises prospectivas: premissas e métricas

A coordenação apresentou uma tabela com as metodologias, premissas, métricas e período de simulação que foram considerados no ciclo anterior em comparação com as sugestões para o ciclo 2021/2022. Ainda, foram apresentados os testes realizados no ciclo passado e duas sugestões para o período de simulação do *backtest* do ciclo atual. Como primeira sugestão, levantou-se o período de dezembro de 2015 à dezembro de 2020, uma vez que é um período mais recente e representativo da atual matriz e que os 5 anos de simulação se assemelham ao período pós estudo. A segunda sugestão considerou o mesmo período simulado no ciclo anterior (2012-2015 e 2020-atual).

Durante a apresentação, foi reforçado que premissas e métricas serão tratadas com os Agentes para ouvir sugestões de melhorias neste ciclo. Ainda, devido ao cronograma reduzido, deverá ser definido junto com os Agentes o que priorizar na execução dos testes (por exemplo, realizar período mais longo de *backtests* ou análises prospectivas).

- FTs NEWAVE e DECOMP

A versão do NEWAVE que está sendo atualmente validada é a 27.4.7. As análises desta versão deverão ser finalizadas, porém sem a homologação no momento, dado que a funcionalidade PAR(p)-A está incorreta na PDDE. A FT deverá validar a versão 27.4.10, com a formulação exata do PAR(p)-A na PDDE, que será disponibilizada pelo CEPEL até o dia 25 de agosto. A FT deve validar também a versão 27.0.2, que conta com ajuste no cálculo do ZINF para casos sem tendência hidrológica utilizados pela EPE.

A versão do DECOMP que está sendo atualmente validada é a 30.11. As análises desta versão também deverão ser finalizadas e será iniciada a validação da versão 30.13, a ser disponibilizada pelo CEPEL na próxima semana.

### **3. Contribuições dos participantes**

Encerrada a apresentação, foi aberto o espaço para os Agentes manifestarem suas dúvidas, contribuições e comentários acerca das metodologias para a seleção dos parâmetros CVaR, as premissas dos *backtests*, as métricas de avaliação e outras contribuições técnicas. Todas as contribuições serão analisadas pelo GT Metodologia e respondidas no próximo workshop.

Como próximos passos, os Agentes podem enviar suas contribuições até o dia 3 de setembro por e-mail. As contribuições serão compiladas e as premissas serão definidas e apresentadas numa próxima reunião, marcada para o dia 17 de setembro.

#### **a. Chat do evento**

##### **BP - Fernando Nunes**

Sugestão de horizonte: (i) 2016-2021 (conforme apresentado pelo GT-Metodologia); e (ii) 2016-2021 com um outro ponto de partida atual (janeiro de 2021, por exemplo). Apenas com a sugestão (i) só conseguiríamos ver o impacto de longo prazo em 2021 (como sendo o 6o ano

simulado no encadeamento por exemplo e, portanto, amortecido pela elevação dos armazenamentos). Com isso, poderíamos ver tanto a recuperação dos armazenamentos e o amortecimento dos preços (2016-2021), quanto o impacto simulado iniciando a implementação dos parâmetros em 2021 (ano com cenários de hidrologia e pontos de partida piores, bem como configuração do sistema mais atual). Ou seja, verificaríamos o 2021 como fim do horizonte amortecido e também como se fosse o primeiro ano de implementação, para verificar um início mais próximo da configuração atual.

#### **Prime Energy - Mateus Tolentino**

Sugestão para a próxima reunião: discutir como se dá o critério de seleção dos pares de alfa e lambda que são selecionados para o backtest.

#### **NTJ Tec - Ivana Nasser**

Precisamos voltar a usar os modelos de confiabilidade de geração. Nos anos 80 o setor usou muito esses modelos feitos pelo Cepel - CONFER e CONFINT. O que a EPE propõe é uma avaliação de energia na hora da ponta. Esse conceito é um pouco distinto dos riscos de não atendimento à ponta, onde se observam outros fatores como probabilidade de perda de unidades geradoras, etc. Sugiro a leitura dos livros do Billinton e Endreny. O antigo GCOI/GCPS desenvolveram critérios de suprimento de potência nos anos 80.

#### **b. Microfone aberto**

#### **Casa dos Ventos - Gabriel Rogatto**

Período de backtest: quanto mais próximo do período recente, mais coerente por ter a matriz parecida com a atual. 2012 não tinha grandes usinas hidrelétricas que tem hoje.

Sugestão na recalibração do CVaR: simular a configuração atual com vazões atuais pode ser muito avesso, visto que estamos no período crítico hidrológico. Opção seria simular também a configuração atual com vazões menos avessas para análise dos resultados do Sistema, por exemplo, com o percentil 90 ou 95% da ENA do SIN acumulada em 5 anos (ordenada) ou outra parcela do histórico.

#### **Electra - Henrique Calogeras**

Simular os parâmetros do modelo em diferentes períodos (crítico e menos adverso) e com parâmetros dinâmicos do CVaR, a partir de métricas. Com isso, dependendo do armazenamento ao final do período seco, utilizaria diferentes parâmetros para o ano seguinte, já tabelados. A aversão a risco do CMSE se altera dependendo do EArm do início do período úmido.

Exemplo: EArm Nov = 25% EArm máx: CVaR mais avesso / EArm Nov = 50% EArm máx: CVaR menos avesso.

Simulação para vários cenários hidrológicos e diferentes períodos.

### **PUC Rio - Alexandre Street**

Cenários de ENA: inserir algum fator explicativo externo para balizar a geração de cenários (ElNino e outros); avaliar o viés da geração de cenários k-estágios a frente ( $k = 12, 24, 60$  meses) com o PAR(p)-A e PAR(p).

Interessante a ideia de ter dinamismo nos parâmetros de CVaR a depender do panorama atual do sistema. Uma forma de incluir isso é por meio de restrições, que agregaria uma aversão como se fosse uma alteração do  $\lambda$ .

### **CPFL - Mônica Zambelli**

A aversão a risco deve ser motivada pelo melhor despacho que gera o mínimo armazenamento necessário para garantir a segurança do Sistema pelo Operador. Portanto, quem deve definir a atual aversão é o ONS.

Calibrar o CVaR observando a curva de referência do ONS: para cada par de CVaR analisado, comparar os resultados de despacho térmico e armazenamento com os valores da CRef do ONS (elaboradas em fevereiro/2021 e que balizam o CMSE).

A calibração para o cenário atual responde ao curto prazo, sendo que o modelo é de médio prazo. Os parâmetros devem ser calibrados para um critério estrutural e não conjuntural.

Sugere testes sem redução automática da ordem ao habilitar o PAR(p)-A na FT NEWAVE.

### **Newcom Energia - Anderson Visconti**

Concorda com a recalibração dos parâmetros ser por parte do ONS. A preocupação é que essa construção siga critério numérico e não baseado em certa arbitrariedade, porque isso pode pesar a conjuntura novamente.

Backtests devem ser modificados: alguns anos empregados pelo GT-Metodologia têm situação diferente da atual e do que teremos futuramente, por exemplo, não consideram as usinas estruturantes. Capturar a ideia do backtest de utilizar anos desfavoráveis de ENA, mas utilizando decks padronizados (premissas, configuração e restrições pré-estabelecidas), inclusive com relação a restrições hidráulicas, para isolar o efeito das propostas metodológicas do GT-Metodologia. Análise atual e futura é mais interessante que o passado com configuração distinta da atual.

Rodadas mais longas do modelo hidrológico utilizando a chuva observada dos últimos 20 anos (anos bons e ruins) e obter uma estatística destes cenários. Assim, poderia considerar o momento desfavorável atual e criar um critério de alcançar determinado armazenamento 2 ou 3 anos à frente (problema de médio prazo), mas com atenção para os impactos das restrições hidráulicas para análises prospectivas e backtests. Considerar flexibilizações pontuais não são coerentes para análises do médio prazo.

Critério/métrica rígido e objetivo para justificar a escolha de determinada metodologia (ex. recalibração do CVaR), para que todos possam chegar juntos àquela mesma decisão e não apenas aceitar a recomendação do GTMet.

#### **CTG - Sandra Kise Uehara**

Backtest: concorda com configuração atual, passado recente de até 5 anos é coerente, inclusive com 2020 e 2021.

Análises prospectivas: não apenas restrições hidráulicas devido à estiagem atual (PMO), deve-se ver também questões que são consideradas nas garantias físicas (i.e. atividades dos planos de ações, atualização das bases de dados) e planos decenais. As alterações de usos consuntivos, polinômios, produtividade específicas, perdas, séries de vazões e outros impactam a longo prazo, mas também no PMO e devem ser consideradas.

#### **Tempo Energia - Yuri Castro**

Faz sentido usar o passado (2015-2020), contexto de crise. Mas também deve-se avaliar como o modelo se comporta em vários cenários futuros, seja com séries já verificadas e/ou construídas (artificiais) otimistas e pessimistas, desde que considere a matriz atual.

Restrições hidráulicas: não é o propósito do estudo analisar os impactos, mas sabemos que são grandes. Não alterar as restrições entre os cenários, para preservar o efeito.

Indicador de eficiência também para cenários arbitrados nas análises prospectivas.

Discorda da ideia de CVaR variável a depender de diferentes EArm, deve ser estabelecido e alterar o mínimo possível.

#### **UNILA - Walber Braga**

Comentário alinhado com metodologia de eficiência energética – fora das possibilidades atuais de prazo/processo.

#### **Ampere - André de Oliveira**

Objetivo do tratamento da aversão a risco: supondo que seja internalizar todo o despacho fora do mérito, ainda assim seria insuficiente – talvez não seja um bom critério e esta não seja a métrica que auxiliará.

Interessante manter os backtests encadeados, mas considerar que, em casos de déficit, o DECOMP não atendeu à carga e no tempo real o ONS atende (exemplo em 2015). Portanto, essa diferença entre simulação e realidade deve ser descontada ao longo da simulação. O encadeamento deve ser ajustado e não apenas emendar as simulações. Mesmo que isso não ocorra para o déficit, todo o desvio entre realizado e modelado por outras causas deve ser corrigido.

Concorda com CPFL de que quem entende o risco do Sistema é o ONS. Antes, a segurança era energética em base anual. Hoje a preocupação no reservatório é relacionada à governabilidade das cascatas e insuficiência de potência, sendo que o modelo NEWAVE não tem essa representação. Sugere que essa modelagem seja incorporada, como o que a EPE faz no deck de PDE: incluir 4º patamar de carga no NEWAVE para o curto/médio prazo, para avaliar se estamos conseguindo atender ao requisito de potência. Se não, penalizar de alguma forma para conseguir antecipar este atendimento. As alterações no sistema demandam mudanças de modelagem, como a consideração deste 4º patamar.

#### **4. Participantes**

O 17º *Workshop* do GT-Metodologia com os Agentes contou com 239 participantes, sendo 30 deles os membros das instituições que compõem o GT-Metodologia. A lista de presença pode ser consultada no anexo B.

#### **ANEXO A – Contribuições por e-mail**

O conteúdo exposto neste anexo consiste em reproduções dos textos enviados pelos participantes do GT-Metodologia por e-mail após a reunião.

##### **a. ABIAPE**

*A Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia (ABIAPE) apresenta suas contribuições ao Workshop GT Metodologia/CPAMP, que visa obter subsídios sobre a Etapa 1 das atividades do Ciclo 2021/2022.*

##### *1. Simulações*

*A ABIAPE considera que os períodos de simulação a serem adotados devem ser os propostos na Sugestão 1 (dezembro/2015 até dezembro/2020; e janeiro/2021 até o último PMO disponível de 2021) e destaca a importância de se simular o ano de 2021, tendo em vista a crise hidrológica conjuntural. Os períodos propostos na Sugestão 1, além de contemplarem hidrologias tanto favoráveis quanto desfavoráveis, são mais recentes e, portanto, representam melhor a estrutura física do SIN atualmente.*

##### *2. Alterações nos modelos*

###### *2.1. Par(p)-A*

*A implementação da metodologia Par(p)-A em 2023 se mostra fundamental para melhorar a representação da realidade nos modelos. Nesse sentido, a Associação identifica que há oportunidade de aprimoramento da metodologia: (i) considerar peso maior às vazões de um período superior ao proposto de 12 meses; (ii) e avaliar a redução da janela temporal de séries*

*hidrológicas consideradas na entrada do modelo para os últimos 10 anos em vez de toda a série histórica desde 1931.*

## **2.2. CVaR**

*A proposta de recalibração do CVaR a ser feita após a implementação do Par(p)-A consiste em medida sensível, uma vez que alterará a operação das usinas hidrelétricas, incorrendo em risco aos empreendimentos existentes, bem como modificará premissa de longo prazo utilizada pelo mercado, a qual não deve ser constantemente alterada.*

*Importa destacar que devem ser avaliados os efeitos referentes à elevação de preços, revisão de garantia física, prejuízo dos geradores hidrelétricos participantes do MRE, custo a ser pago pelos consumidores pela repactuação do GSF e custo do despacho termelétrico.*

*Além disso, a Associação ressalta a importância de se avaliar o respeito às restrições de defluência mínima impostas pela ANA e pelo IBAMA ao propor novo CVaR visando a elevação estrutural dos níveis de armazenamento dos reservatórios.*

### **b. Casa dos Ventos**

*A recalibração do CVaR deve-se pautar em métricas objetivas de avaliação de custo-benefício, transparentes e previsíveis para fins de previsibilidade e segurança comercial.*

*Para tanto, deve ser observado o problema em todas as suas dimensões, considerando o impacto econômico e o impacto na segurança operativa.*

*Há que se ponderar quanto aos impactos em:*

- Volatilidade nos custos de operação e na formação do preço;*
- Descolamentos de preços entre submercados de energia;*
- Armazenamento;*
- Vertimento;*
- Custo total e incremental da GTerm por unidade adicional de EArm;*
- Custo do déficit x Custo do despacho térmico;*
- CMO/PLD;*
- Impacto em GF (Bloco Hidráulico) e cômputo de Garantia Física;*
- Impactos no GSF, encargos e tarifa;*

*A calibração considerando a minimização do Encargo de Serviço do Sistema - ESS e a maximização da energia armazenada não se caracteriza como robusta o suficiente sem levar em conta o custo total associado: elevação do preço de curto prazo que impacta precificação de contratos, custo do despacho térmico total x ganho de energia armazenada, ESS, Risco*



*Hidrológico e impacto na tarifas, considerando o custo do risco hidrológico repassado por Itaipu, Cotas e usinas repactuadas, os efeitos nos CCEARs por Disponibilidade de UTEs no que se refere ao pagamento de parcela variável e efeito disponibilidade, cujos efeitos podem superar substancialmente a valoração da sobrecontratação, da geração da energia reserva a preços mais elevados, além de reduções de ESS.*

### **Simulações encadeadas**

*Identifica-se, neste caso, que os períodos de backtest não refletem a configuração do sistema atual. Notadamente, com a simulação retrospectiva de 2012-2015 tem-se a avaliação de um sistema que não contemplava a totalidade da expansão de usinas a fio d'água da bacia amazônica, com grande disponibilidade hídrica e sazonalidade bem característica entre os períodos úmidos e secos, aumento da oferta de UTEs a Gás Natural, bem como a relevante expansão das usinas renováveis não despacháveis como as eólicas e solares, o que demarcou alteração substancial da característica da matriz energética brasileira.*

*Já na simulação retrospectiva de 2020-2021, observou-se efeito relevante e conjuntural na demanda de energia do sistema em decorrência dos impactos da pandemia da Covid-19, além das restrições impostas às usinas do Rio São Francisco ao final de 2020 e dos dados de hidrograma da UHE Belo Monte.*

*Simulações de Backtest visando a comparação dos resultados, especificamente evolução da energia armazenada, entre modelo e o verificado não são válidas, uma vez que não se imprime nos cenários retrospectivos os valores realizados de demanda e oferta (disponibilidade das usinas, afluências, restrições de rede, etc), além da representação simplificada do sistema nos modelos no que diz respeito à modelagem das usinas hidrelétricas e restrições da operação real, o que distorce a realidade operativa da política preconizada pelos modelos, implicando em armazenamentos oriundos do modelo em geral superiores aos verificados, mesmo quando se adotam medidas heterodoxas como o despacho fora da ordem de mérito. Neste âmbito, a existência da GFOM visa também suplantar as diferenças entre a operação planejada e a verificada. Conclusões devem ser feitas nas comparações entre resultados com o modelo vigente e proposto para diferentes parâmetros em avaliação.*

*Deste modo, sugere-se a realização de estudos prospectivos com horizonte de simulação de 1 ou 2 anos com a configuração atual prevista para os próximos anos com base nos dados do último PMO realizado, considerando cenários de precipitação/afluência históricos que contemplem tanto períodos de escassez e de excedentes hidroenergéticos.*

### **Considerações Finais**

*Destaca-se, sobretudo, como preceito básico a ser perseguido pela CPAMP o compromisso e a responsabilidade de não oscilar a calibragem dos parâmetros e mecanismos dos modelos de planejamento da expansão, planejamento e programação da operação, definição e cálculo da garantia física dos empreendimentos de geração e formação de preço no setor de energia*

*elétrica no sentido de ora relaxar e ora restringir a aversão do risco ali representada em função de aspectos conjunturais. Isto prejudica significativamente o incentivo à expansão do setor elétrico, uma vez que a decisão de investimento é baseada em metodologias e parâmetros vigentes e carece de previsibilidade para o longo prazo.*

**c. ENEL**

*Sugerimos que sejam envidados os esforços para que o período para elaboração do backtest seja estendido até dez/2021, considerando a proposição do período denominado Sugestão 1 ou que, de forma alternativa, o processo sombra abarque o ano de 2021 completo.*

**d. Neoenergia**

*Com relação às métricas financeiras que serão avaliadas nos estudos de recalibração do CVaR, no impacto das distribuidoras, sugerimos que as várias parcelas fossem apresentadas de forma separada, para facilitar a compreensão. Por exemplo:*

- *ESS – garantia energética*
- *ESS – deslocamento hidrelétrico*
- *Impacto nos contratos por disponibilidade*
- *Energia de reserva*
- *Sobrecontratação*
- *Cotas*
- *Repactuação do risco hidrológico*

*Talvez alguma parcela tenha ficado de fora da lista acima, mas a ideia é apresentar os itens de forma segregada para facilitar a interpretação e ficar mais claro tudo que está sendo considerado.*

**e. Prof. Alexandre Street (PUC-Rio)**

**1) O backtest precisa ser discutido antes de ser utilizado:**

*a) O correto seria o CEPEL criar a automatização para encadear rodadas Newave->Decomp->Dessem em horizonte rolante para testar qualquer mudança na política de planejamento.*

*b) É preciso definir o objetivo do que se quer medir com o backtest antes de se desenhar o experimento.*

*c) Backtest com NEWAVE é muito perigoso, pois não é o modelo que implementa e sabemos das diversas limitações dos modelos de planejamento para prever a operação (pontos 1 e 2 acima). E precisamos de acurácia, pois o backtest é temporalmente acoplado e não podemos utilizar dados observado para atualizar os estados, caso contrário estamos inserindo um grande viés na conta pois o dado real tem implícito em si um outro modelo, que é a realidade toda entre o NEWAVE e a operação real. Logo não estaríamos medindo mais o que o NEWAVE ou DECOMP predizem, mas uma mistura de NEWAVE+ DECOMP+ DESSEM+ PÓS-DESSEM,*

contaminando a avaliação do NEWAVE e DECOMP. É por isso que é muito importante discutir o desenho do backtest. Isso é clássico de introdução de viés.

**2) Sobre monitoramento da qualidade dos modelos de vazões com base no que importa para a aplicação (no caso planejamento e operação):**

a) monitorar erro no cálculo da ENA: quantificar a diferença entre ENA calculada para um histórico observado com as hipóteses utilizadas no planejamento [volumes estáticos, produtividades médias calculadas localmente, etc, em t para um período até t+60 meses] e a ENA calculada mês a mês com as hipóteses atualizadas pelos dados.

b) monitorar e controlar o viés 3, 6, 12 e 24 passos à frente do PAR-p e PAR-p-A: o erro K passos à frente é o que realmente importa para a operação de curto prazo, pois o NEWAVE+DECOMP calculam o valor da água com base em previsões K (muitos) meses à frente e não com base em 1 mês à frente - assim, não importa se o par-p está com os erros 1-passo à frente sem viés, o que importa é se, por exemplo, 12 meses à frente ele está superestimando a ENA sistematicamente. Ex: o valor da água usado na operação de hoje é calculado como uma composição dos custos simulados para os próximos 60 meses à frente dado a informação de hoje. Portanto, para a ordem de mérito do despacho hídrico de hoje, o que importa é como o modelo de vazões diz que serão as enas de t+1 a t+60 dado o histórico até hoje (em backtests, não pode atualizar com dados observados as previsões do modelo, só pode usar o cenário simulado pelo próprio modelo para iterar). Se fizemos um gráfico desse viés poderemos ter ideia se isso é ou não um problema. Mas minha sensação é que isso pode explicar em grande parte porque não enchemos os reservatórios, pois quando estamos em baixa, o par-p reverte à média que é, por definição, mais alta. Logo, quando estamos mal, ficamos otimistas com o futuro, subvaloramos artificialmente a água e passamos a utilizá-la mais do que deveríamos.

c) Teste de variáveis explicativas para capturar as mudanças de nível decorrentes de ciclos climáticos: claramente existem mudanças de níveis nas séries de ENA. Ou capturamos as mudanças de médias ou colocamos ciclos nos modelos.

**3) Melhorias na caracterização da aversão a risco:** os comentários da Mônica (CPFL) foram muito pertinentes. Os parâmetros do CVaR, do jeito que foi considerado, não deveria ser alterado como está sendo, mesmo que poucas vezes, isso cria inconsistências fortes também. E quando é alterado, tem que passar a constar no deck imediatamente a partir da data que entrará em vigor (isso acho que já é realizado). Mas o critério de aversão a risco do NEWAVE, DECOMP e DESSEM deveriam observar a parametrização que deixa o operador mais confortável de expressar sua aversão a risco para longo, médio e curto prazo, respectivamente. Por tudo que já vi de notas do ONS e pelo próprio relato da Mônica, o operador prefere expressar aversão a risco sob a forma de volume armazenado mínimo (ou volumes mínimos), e sobre o déficit (esse é o óbvio e deveria ser considerado sempre). Não há nenhum problema em termos diversas métricas de segurança ao mesmo tempo. Seria inclusive mais realista, pois não queremos déficit, nem volumes baixos, por razões diferentes (algumas inclusive tentando evitar que o modelo leve o sistema para

estados que são sabidos de serem danosos, mas que tal dano não é representado explicitamente). O uso de restrições já foi amplamente explorado com a SAR, e nesse artigo [https://www.researchgate.net/profile/Davi-Valladao/publication/326750767\\_Time-](https://www.researchgate.net/profile/Davi-Valladao/publication/326750767_Time-consistent_risk-)

[constrained\\_dynamic\\_portfolio\\_optimization\\_with\\_transactional\\_costs\\_and\\_time-dependent\\_returns/links/5b6891d992851ca65051148c/Time-consistent-risk-constrained-dynamic-portfolio-optimization-with-transactional-costs-and-time-dependent-returns.pdf](https://www.researchgate.net/profile/Davi-Valladao/publication/326750767_Time-consistent_risk-constrained_dynamic_portfolio_optimization_with_transactional_costs_and_time-dependent_returns/links/5b6891d992851ca65051148c/Time-consistent-risk-constrained-dynamic-portfolio-optimization-with-transactional-costs-and-time-dependent-returns.pdf).

Inclusive, isso equivale a um  $\lambda$  que aumenta quando a restrição fica apertada, corroborando a ideia levantada pelo Henrique.

**4) Sobre o meu comentário de melhoria da representação do sistema e como ele pode reduzir a necessidade de mexer na aversão a risco:**

a) melhorias nos modelos de rede: ver artigo em <https://arxiv.org/abs/2107.09755> recentemente aceito para publicação - mostra que o viés otimista de não ter a rede bem representada pode criar diversas distorções.

b) melhoria na consideração das produtividades das hidrelétricas: NEWAVE desconsidera completamente na sua otimização a não linearidade das produtibilidades, portanto, o efeito de perda de eficiência MW/hm<sup>3</sup>/s com a perda de altura de queda em armazenamentos mais baixos faz com que ele não tenda a operar com reservatórios em níveis de armazenamento mais cheios, principalmente do segundo ano em diante - isso reduz o valor da água artificialmente - viés otimista.

c) melhoria na representação de restrições de unit commitment: despachos sem essas restrições são muito diferentes e mais baratos, logo, novamente, viés otimista no valor da água e, portanto, usamos mais água hoje. Alguma restrição poderia ser considerada - tenho algumas sugestões, podemos conversar.

d) melhoria na representação das restrições de curto prazo: critério de segurança, variação das renováveis e reservas - tenho algumas sugestões bem simples que podem trazer o sinal dessa necessidade para o valor da água e reduzir assim o viés otimista de não representar essa parte da realidade.

**5) Sobre potenciais melhorias na expansão da geração:** pensarmos em modelos mais sofisticados que caracterizem melhor a operação (ver <https://arxiv.org/abs/2108.03143>). O atualmente utilizado pela EPE pode ser melhorado com ideias que estão nesse artigo. Contem conosco. Obs: esse artigo utilizou dados realistas que a EPE publicou e estão todos disponíveis (caso Brasil).

**6) Sobre a melhoria das Garantias físicas:** seria muito importante não calculá-las com as simulações do NEWAVE. Isso porque existem fortes evidências de otimismo nelas com relação ao realizado. Seria interessante repensar essa metodologia e não deixar nunca ela passar de 1 ano, pois qualquer modelo que se utilize terá suas premissas inválidas depois desse horizonte

*(carga, oferta vs demanda, custos, rede, etc). O simulador encadeado poderia ser algo relevante aqui. O uso de histórico também poderia ser algo interessante (data-driven) e certamente mais transparente que o uso da atual metodologia que não se prende à realidade operativa que será realizada. A inconsistência entre planejamento da expansão e operação é um grande problema. Estou à disposição para falar o quanto e com quem for preciso para explicar esses temas.*

**7) Modelo de previsão/simulação de carga** (esse não foi falado, mas acho relevante colocar): não temos um modelo que simula cenários de demanda. E essa incerteza impacta muito na maneira como o sistema é operado.

*Estou à disposição da CPAMP para esclarecer qualquer tópico acima. Encorajo fortemente que esses assuntos, principalmente os 4 primeiros, sejam discutidos no âmbito da CPAMP. Seria interessante que esse e-mail constasse oficialmente em alguma ata da CPAMP.*

## ANEXO B – Lista de participantes

	Nome	Sobrenome	Empresa		Nome	Sobrenome	Empresa
1	Alessandra	Mattos	ONS	121	Jose	Guilherme Vidal	W7 Energia
2	Alessandra	Zancopé	BR Comercializadora	122	José	Guilherme Machado	GNA
3	Alex	Guglielmoni	Grupo Electra	123	Júlia	Soares	Diferencia Energia
4	Alexandre	Street	PUC-Rio	124	Juliana	Resende	America Energia
5	Alexandre	Rodrigues	CTG	125	Julio	Fereira	CESP
6	Alexandre	Ribeiro	Libra Energia	126	Karina	Costa	B2R Energia
7	Aline	Lima	Light	127	Kathiussia	Severgnini	Flow Energia
8	Alvaro	Franca		128	Laiana	Maia	America Energia
9	Ana	Maciel	CESP	129	Lais	Araujo	ONS
10	Ana	Carolina Costa	Capitale Energia	130	Leandro	Rocha	AES
11	Ana	Carvalho	Petra Comercializadora	131	Leandro	Andrade	EPE
12	Ana	Paula de Oliveira		132	Leonardo	Gomes	Matrix Energia
13	Anderley	Scalfoni	Eldorado Brasil	133	Lívia	Gazzi	Votorantim Energia
14	Anderson	Visconti	Newcom Energia	134	Luana	Pereira	ONS
15	André	Tamashiro	Ataia Energia	135	Luana	Macedo	Vivaz Energia
16	André	Tamashiro		136	lucas	osorio	Energisa
17	André	Duque	Comerc	137	Lucas	Hanzawa	EDP
18	André	de Oliveira	Ampere Consultoria	138	Lucas	Soares	Qair Energy
19	André	Valverde	CESP	139	Lucas	Picarelli	Norte Energia
20	André	Diniz	CEPEL	140	Luciana		Light
21	André	Oliveira Pinto	Uzzi Energy	141	Luciano	Leite	Furnas
22	Angelo	Antonio de Bonvicine	CPFL	142	Lucio	Sunano	Santander
23	Aparecida	Martinez	ONS	143	Luis	Cordeiro	EPE
24	Ariane	SF	Excelência Energética	144	Luísa	Ribeiro	Casa dos Ventos
25	Arthur	Pimenta	Itau-Unibanco	145	Luiz	pereira	Targus Energia
26	Arthur	Gomes	Go Energy	146	Luíza	Ribeiro	
27	Beatriz	Pinheiro	Raizen	147	Marcelo	Pivoto	Engie
28	Beatriz	Nogueira	Prime Energy	148	Marcelo	Alcalde	BP

29	Bernardo	Sicsú - Abraceel	ABRACEEL	149	Marcio	Kuwabara	CPFL
30	Bernardo	Monte	PSR	150	MARCOS	STOCO	Matrix Energia
31	Bruno	de Campos	Spic	151	Maria	Barbosa	Eneva
32	Bruno	Delcaro		152	Maria	Pelissari	BP
33	Bruno	Ecker Pizani	Ludfor Energia	153	Mariana	Rodrigues	
34	Bruno	Noronha	Votorantim Energia	154	Mariana	Simoes	ONS
35	Bruno		CPFL	155	Marilia	Mantovanini	
36	Bruno	Ashimine	Ecom Energia	156	Mário	Filho	
37	Bruno	Souza	Targus Energia	157	Mário	Moromizato	Merito Energia
38	Camila	Ramos	EDP	158	Marta	Lacorte	Ativa
39	Carlos	Junior	ONS	159	Mateus	Tolentino	Prime Energy
40	Carlos	Belmonte	Grupo BC Energia	160	Matheus	Lacerda Machado	Omega Energia
41	Carlos	Eduardo Paes	EDP	161	Monica	Zambelli	CPFL
42	Carolina	Bernardes	Votorantim Energia	162	Murilo	Soares	Flow Energia
43	Carolina	Arbx	Targus Energia	163	Natalia	Biondo	CPAS
44	Caroline	Trentini	Gold Energia	164	Natália	Teixeira	ABIAPE
45	Cecilia	Mercio	Enel	165	Nathália	Rodrigues Santos	
46	Cecília	Lupatini	Safira Energia	166	Nathan	Santos	Omega Energia
47	Celso	Trombetta Jr	WXE	167	Nayana	Scherner	Grupo BC Energia
48	Claudia		CHESF	168	Nestor	Bragagnolo	Statkraft
49	Claudio	Junqueira	Casa dos Ventos	169	orlando	de santos	Furnas
50	CNM	Energia		170	Pablo	Eckstein	Merito Energia
51	Cristiane	Cruz	CEPEL	171	Pamella	Sangy	EPE
52	Cristina	Pimenta	Diferencia Energia	172	Patricia	Arruda	CTG
53	Daniel	Lima	Grupo BC Energia Mercurio	173	PATRICIA	DE SOUZA	Bep Energia
54	Daniel	Niemeyer	Comercializadora	174	Patrícia	Cassoli	Simple Energy
55	Daniela	Novato	ABC Brasil	175	Paula	Bragagnolo	Enel
56	Danielle	Mota		176	Paulo	Andre Sehn Silva	
57	Danilo		Light	177	Paulo	Pazzotti	Deal Comercializadora
58	Danyelle	Bemfica   Abraceel	ABRACEEL	178	Pedro	Modesto	Enercore
59	Debora	Lacorte	Engie	179	Pedro	Prescott	ABIAPE
60	Débora	Jardim	ONS	180	Pedro	Augusto Amaral Batista	CPFL
61	Desirée	Silva Silva	Statkraft	181	Pedro	dos Santos	Enel
62	Diana	Lima	Itau-Unibanco	182	Priscilla	Novello	Libra Energia
63	Dieuler	de Carvalho	Focus Energia	183	R.	Lima	
64	Eduardo	Serur	Matrix Energia	184	Rachel	Marcato	Neoenergia
65	Eduardo	Saporetti	ONS	185	Rafael	Santos Dias	Vivaz
66	Eduardo	Alves	Zeta Energia	186	Rafael	Costa	Bep Energia
67	Emerson	Rodrigues de Oliveira	Terna	187	Rafael	Ferreira	Trinity Energia
68	Erick	Facure	Indra Energia	188	Rafaella	Pillar	EPE
69	Erika	Gomes	CCEE	189	Regiane	Barros	CCEE
70	Erinaldo		Urca Energia	190	Renan	Carvalho	Ampere Consultoria
71	Fabiana	Lutkemeyer	ABRAGEL	191	Renan	Arraes	BTG Pactual
72	Fabiano		Eletrobras	192	Renata	Hunder	Eneva
73	Fabiano	Locatelli	Copel	193	Renato	Ferreira	2W
74	FABIO	GRAZIANO	Uzzi Energy	194	RENATO	FERREIRA	Santo Antônio Energia
75	Felipe	Marto	Ecom Energia	195	Renê	Hanai Yoshida	2W Energia

76	Felipe	Treisman	ONS
77	Felipe	Corrêa	Capitale Energia
78	Felipe	Nazaré	Omega Energia
79	Fernanda	Kazama	CCEE
80	Fernando	Nunes	BP
81	Fernando	Pappas	ABIAPE
82	Fernando	Pereira	Paraty Energia
83	Flavia		
84	Flávio	Orlando Guimarães	
85	Franco	Tumelero	BTG Pactual
86	Gabriel	Dias	Central Energia
87	Gabriel	Rogatto	Casa dos Ventos
88	Gabriel	Godinho	Nova Energia
89	Gabriel	de Oliveira	Grupo Electra
90	Gabriel	Gonçalves	Paraty Energia
91	Gabriel	Nichioka	Genial Energy
92	Gabriela		
93	gabriela	godoi	Zest Energy
94	Gilseu.	Von Mulhen	WXE
95	Guilherme	Matiussi Ramalho	CCEE
96	Guilherme	Oliveira	Ampere Consultoria
97	guilherme	moraes	
98	Guilherme	L Fredo	CCEE
99	Gustavo	Arfux	True Comercializadora
100	Gustavo	Mataitis	Raizen
101	Gustavo	Leles	Aliança Energia
102	Gustavo	Franceschini	Spic
103	GYSLLA	DE VASCONCELOS	
104	Henrique	Casotti	Focus Energia
105	Henrique	Ribeiro	Celer Energia
106	Henrique	Calogeras	
107	Iago	Chavarry	PUC-Rio
108	Igor	Ribeiro	MME
109	Igor	Franco	Energisa
110	Igor	Reis	Aliança Energia
111	Isabela	Pereira	Minerva Foods
112	Isabelle	Mesquita	Petra Comercializadora
113	Italo	Barros	AES
114	Ivana	Nasser	NTJ Tec
115	Jeferson	Miranda	Certel
116	Jenny	Ng	Santander
117	Jessica	Guimarães	ABRACE
118	João	Luiz Perez Costa	Alupar
119	João	Pedro Rodrigues	Merito Energia
120	Jorge	Schorr	Copel

196	Rennan	Barbosa	
197	Rodolfo	Lage	PSR
198	Rodrigo	moraes	Go Energy
199	Rodrigo	Sacchi	CCEE
200	Roger	Kammler	Santander
201	Rogério	Alves	ONS
202	Romulo	Camargo	Copel
203	Ronaldo	Aquino	UFPE
204	Rubinei	Machado	Votorantim Energia
205	Samuel	Deifelt	Certrel
206	Samuel	Sandmann Cembranel	Engie
207	Sandra	Kise Uehara	CTG
208	Sandy	Miranda	
209	Saulo	Ribeiro Silva	EPE
210	Sávio	Ribeiro	Brookfield Energia
211	Secundino	Soares Filho	Unicamp
212	Sérgio	Morais	Exponencial Energia
213	Simone	Brandao	EPE
214	Simone	Valarini	Spic
215	Tainá	Mota	CCEE
216	Talita	Porto	CCEE
217	Thainá	Rodrigues de Sá	Simple Energy
218	Thamires	Baptista	Enercore
219	Thatiana	Justino	CEPEL
220	Thiago	Pietrafesa	Stima Energia Maxima Comercializadora
221	Thiago	Scharlau Xavier	
222	Tiago	Robles	RBEnergia
223	Tiago	Norbiato	ONS
224	Tiago	Lima	
225	Valmor	Ricardi	Suzano
226	Victor	Hugo Oliveira	Diferencial Energia
227	Victor	Shinohara	Comerc
228	Vinicius		Light
229	Vinicius	Trindade	Neoenergia
230	Vinicius	Oliveira	ANEEL
231	Vinicius	Pereira	Nova Energia
232	Walber	Braga	UNILA
233	Waleska	Lima	CPFL
234	Walker	Rosa	Ekoa Energia
235	Walter	Soares	Prime Energy
236	Wendel	Ferreira	
237	Wilker	Lacerda	Grupo Electra
238	Wilson	Silveira	Trinity Energia
239	Yuri	Castro	Tempo Energia