

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

GT Metodologia

Priorização de temas para os próximos ciclos

Sumário

1. Introdução	4
2. Sumário Executivo	5
3. Cronograma de desenvolvimentos da CPAMP	7
4. Contribuições prévias recebidas	9
5. Temas priorizados	15
5.1 Fontes intermitentes	15
5.2 NEWAVE Híbrido	20
5.3 <i>Unit Commitment</i> Hidráulico	22
5.4 Temas com média prioridade.....	25
6. Referências bibliográficas	28

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional De Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CPAMP	Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico
CT PMO/PLD	Comitê Técnico PMO/PLD
DECOMP	Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Curto Prazo
DESSEM	Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Curtíssimo Prazo
ENA	Energia Natural Afluyente
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FPH	Função de Produção Hidrelétrica
FPHA	Função de Produção Hidrelétrica Acumulada
FCF	Função de Custo Futuro
FT	Força Tarefa
GEVAZP	Modelo de Geração de Cenários de Energias e Vazões
GT	Grupo de Trabalho
MME	Ministério de Minas e Energia
NEWAVE	Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAR(p)	Modelo autorregressivo periódico de ordem p, onde p representa o número de termos autorregressivos do modelo.
PDD	Programação Dinâmica Determinística
PDDE	Programação Dinâmica Dual Estocástica
PEE	Parque Eólico Equivalente
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
PMO	Programação Mensal da Operação
REE	Reservatório Equivalente de Energia
REN	Resolução Normativa
SIN	Sistema Interligado Nacional
UCH	<i>Unit Commitment</i> Hidráulico
UNSI	Usina Não Simulada Individualmente
VMinOP	Volume Mínimo Operativo

1. Introdução

Este relatório está inserido no contexto do Grupo de Trabalho de Metodologia da CPAMP – Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico, criada pela Resolução CNPE nº 01/2007 e regulamentada pela Portaria MME nº 47/2008, e posteriormente atualizada pelas Resoluções CNPE nº 22/2021 e nº 29/2021, com a finalidade de garantir coerência e integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo Ministério de Minas e Energia - MME, Empresa de Pesquisa Energética - EPE, Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

O Grupo de Trabalho de Metodologia da CPAMP é coordenado pela CCEE (representada pela Gerência Executiva de Preços, Modelos e Estudos Energéticos – GEPME) e conta com a participação do MME (representado pelas Secretarias de Energia Elétrica – SEE, Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético – SPE e Secretaria Executiva – SE), da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (representada pela Superintendência de Regulação da Geração – SRG), da EPE (representada pela Superintendência de Planejamento da Geração – SGE, pela Superintendência de Projetos de Geração – SEG) e do ONS (representado pelas Gerências Executivas de Planejamento Energético – PE e de Programação da Operação – PR). O grupo possui, ainda, a assessoria técnica do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL (representado pelo Departamento de Sistemas Eletroenergéticos).

Nos últimos ciclos de atividades do Grupo de Trabalho de Metodologia da CPAMP, doravante denominado de GT Metodologia, foi solicitado pelos agentes a participação na definição dos temas prioritários a serem estudados nos próximos ciclos do GT- Metodologia. Desse modo, este relatório tem como objetivo servir como base para a discussão dos temas considerados como prioritários pelo GT Metodologia.

2. Sumário Executivo

Esta seção apresenta um resumo das recomendações do GT-Metodologia relativo à priorização dos temas a serem analisados nos próximos ciclos de estudos. Os estudos iniciais de priorizações se iniciaram em 2020, quando o GT Metodologia disponibilizou aos agentes um questionário para contribuições e coleta de subsídios, visando compreender a percepção dos agentes do setor elétrico e demais interessados sobre os temas entendidos como prioritários para o ciclo 2020/2021. Foram recebidas 20 contribuições dos diferentes segmentos do setor elétrico. O relatório está disponível em CPAMP/MME¹ e apresenta uma avaliação detalhada das contribuições. Destaca-se que dentre os temas indicados como prioritários pelos agentes em 2020 estão (i) Modelagem de fontes intermitentes; (ii) DESSEM – *Unit Commitment* Hidráulico e (iii) NEWAVE híbrido.

Tendo em vista as discussões realizadas ao longo de 2022 em workshops e contribuições à Consulta Pública MME 121 de 10/02/2022, foram levantadas as contribuições recebidas previamente relacionadas a estudos futuros. Estas contribuições foram analisadas e organizadas em ordem de prioridade ou, quando pertinente, encaminhadas para outros fóruns de discussão. Dentre os itens discutidos, destacaram-se as contribuições relativas aos temas de Fontes Intermitentes, NEWAVE Híbrido e *Unit Commitment* Hidráulico. Dado os benefícios trazidos pelos aprimoramentos metodológicos e o destaque dado pelos Agentes, eles foram classificados como alta prioridade pelo GT-Metodologia/CPAMP.

Dado o estágio avançado de desenvolvimento atual, foi proposta a avaliação da implementação da geração eólica de maneira estocástica no modelo NEWAVE e DECOMP (Fontes Intermitentes) para análise no Ciclo 2022/2023 e possível uso oficial a partir de janeiro de 2024 nos processos de planejamento da operação e formação de preço. Ressalta-se que o planejamento da expansão e o cálculo de Garantia Física podem incorporar os aprimoramentos assim que aprovados pelo plenário da CPAMP, conforme explicitado na Resolução CNPE² Nº 22, de 5 de outubro de 2021.

Pretende-se avaliar o NEWAVE Híbrido e as restrições de *Unit Commitment* Hidráulico (UCH) no modelo DESSEM para possível uso oficial a partir de janeiro de 2025 nos processos de planejamento da operação e formação de preço. Apesar da alta prioridade destes aprimoramentos, não será possível sua implementação completa antes desse período devido ao nível de desenvolvimento do modelo de UCH e a necessidade de uma avaliação aprofundada do NEWAVE Híbrido.

¹ <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cpamp/2020/11-1-nota-informativa-respostas-as-contribuicoes-dos-agentes.pdf/view>

² Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/resolucoes-2021/ResolucaoCNPE222021.pdf>

Tendo em vista os outros temas discutidos junto aos Agentes, a seguir são relacionados os temas com prazos de maturação mais longos, considerados como média prioridade:

- Avaliação de extensão do horizonte de simulação e modelagem estocástica por meio de modelos físicos e/ou autorregressivos no primeiro mês do DECOMP;
- Investigação de diferentes horizontes de simulação, especialmente, para o modelo de médio prazo (NEWAVE);
- Avaliação do número de cenários *forward* e *backward* (aberturas);
- Restrições elétricas de curtíssimo prazo nos modelos de médio/curto prazo (NEWAVE/DECOMP);
- Consideração de um maior peso ao armazenamento dos reservatórios, como forma de se ter um sinal econômico do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) mais coerente no modelo NEWAVE;
- Consideração de variáveis climáticas nas projeções de vazão de longo prazo (NEWAVE);
- Desenvolvimento de um simulador detalhado e não-linear de avaliação da qualidade da política (NEWAVE/DECOMP/DESSEM).

O GT-Metodologia propõe que os três primeiros temas possam ser abordados em conjunto com a análise do NEWAVE Híbrido e os demais temas sejam avaliados para possível uso oficial a partir de janeiro de 2026 nos processos de planejamento da operação e formação de preço.

3. Cronograma de desenvolvimentos da CPAMP

De acordo com o regimento interno da CPAMP³, o GT-Metodologia deverá divulgar e atualizar o cronograma de trabalhos proposto pela CPAMP no sítio eletrônico do MME até 31 de agosto de cada ano. Entre outros prazos citados no regimento, a Figura 1 apresenta um cronograma de referência dos desenvolvimentos da CPAMP para a entrada de novas funcionalidades em 2024, 2025 e 2026.

Ano referência da entrada da funcionalidade			
2024			
Início	Fim	Meses	Atividade
01/01/2024	01/01/2024	0	Entrada da funcionalidade em operação
01/04/2023	31/07/2023	4	Consulta pública, consolidação e deliberação CPAMP
01/11/2022	31/03/2023	5	Backtest final, avaliação de impactos e relatório final
01/08/2022	31/10/2022	3	Avaliação individual das melhorias
01/06/2022	31/07/2022	2	Validação com Agentes
01/04/2022	31/05/2022	2	Pré validação GT-Met
01/09/2021	31/03/2022	7	Implementação e relatório técnico (INSTITUIÇÕES DESENVOLVEDORAS) -> Caso seja necessário mais que 7 meses, ficará para o ciclo seguinte.
01/08/2021	31/08/2021	1	Divulgação do calendário do ciclo de atividades
01/07/2021	31/07/2021	1	Proposição do cronograma de implementação (INSTITUIÇÕES DESENVOLVEDORAS)
01/05/2021	30/06/2021	2	Definição dos temas prioritários
01/07/2020	31/12/2020	6	Discussões metodológicas a serem priorizadas (GT-Metodologias, Agentes e outras Instituições)

Ano referência da entrada da funcionalidade			
2025			
Início	Fim	Meses	Atividade
01/01/2025	01/01/2025	0	Entrada da funcionalidade em operação
01/04/2024	31/07/2024	4	Consulta pública, consolidação e deliberação CPAMP
01/11/2023	31/03/2024	5	Backtest final, avaliação de impactos e relatório final
01/08/2023	31/10/2023	3	Avaliação individual das melhorias
01/06/2023	31/07/2023	2	Validação com Agentes
01/04/2023	31/05/2023	2	Pré validação GT-Met
01/09/2022	31/03/2023	7	Implementação e relatório técnico (INSTITUIÇÕES DESENVOLVEDORAS) -> Caso seja necessário mais que 7 meses, ficará para o ciclo seguinte.
01/08/2022	31/08/2022	1	Divulgação do calendário do ciclo de atividades
01/07/2022	31/07/2022	1	Proposição do cronograma de implementação (INSTITUIÇÕES DESENVOLVEDORAS)
01/05/2022	30/06/2022	2	Definição dos temas prioritários
01/07/2021	31/12/2021	6	Discussões metodológicas a serem priorizadas (GT-Metodologias, Agentes e outras Instituições)

Ano referência da entrada da funcionalidade			
2026			
Início	Fim	Meses	Atividade
01/01/2026	01/01/2026	0	Entrada da funcionalidade em operação
01/04/2025	31/07/2025	4	Consulta pública, consolidação e deliberação CPAMP
01/11/2024	31/03/2025	5	Backtest final, avaliação de impactos e relatório final
01/08/2024	31/10/2024	3	Avaliação individual das melhorias
01/06/2024	31/07/2024	2	Validação com Agentes
01/04/2024	31/05/2024	2	Pré validação GT-Met
01/09/2023	31/03/2024	7	Implementação e relatório técnico (INSTITUIÇÕES DESENVOLVEDORAS) -> Caso seja necessário mais que 7 meses, ficará para o ciclo seguinte.
01/08/2023	31/08/2023	1	Divulgação do calendário do ciclo de atividades
01/07/2023	31/07/2023	1	Proposição do cronograma de implementação (INSTITUIÇÕES DESENVOLVEDORAS)
01/05/2023	30/06/2023	2	Definição dos temas prioritários
01/07/2022	31/12/2022	6	Discussões metodológicas a serem priorizadas (GT-Metodologias, Agentes e outras Instituições)

Figura 1 – Cronograma de referência para entrada da funcionalidade em 2024, 2025 e 2026.

Para a entrada de uma nova funcionalidade em 2024, é importante que haja uma pré-validação do modelo pelo GT-Metodologia até o final de maio de 2022 e validação pelos agentes em FT (Força Tarefa) até o final de julho de 2022. Desse modo, é necessário que o tema escolhido para avaliação já esteja em um estado avançado de desenvolvimento. Conforme descrito na Seção 2, o tema de alta prioridade que está em um estágio de desenvolvimento compatível com esse cronograma é o Fontes Intermitentes.

Para a entrada de uma nova funcionalidade em 2025, é importante que haja uma definição das funcionalidades a serem implantadas até o final de junho de 2022, para

³ Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cpamp/2022>

que em seguida a instituição desenvolvedora proponha um cronograma de implementações e até o final de agosto de 2022 seja divulgado o calendário do ciclo de atividades. Desse modo, não é necessário que o tema escolhido para avaliação esteja em um estado avançado de desenvolvimento, visto que o grupo terá de setembro de 2022 até março de 2023 para implementar e avaliar os aprimoramentos. Os temas de alta prioridade que estão em estágios de desenvolvimento compatíveis com esse cronograma são o NEWAVE Híbrido e o *Unit Commitment* Hidráulico.

Por fim, para a entrada de uma nova funcionalidade em 2026, é necessário que os temas em início de discussões tenham suas abordagens metodológicas debatidas no segundo semestre de 2022. Esses temas não necessariamente precisam estar em desenvolvimento, uma vez que o cronograma prevê prazos específicos para isso no biênio 2023/2024. Os temas classificados como média prioridade, conforme descrito na Seção 2 e referenciados nas Seções 4 e 5, estariam nesta fase de desenvolvimento.

4. Contribuições prévias recebidas

As priorizações discutidas nas Seções 2 e 3 foram respaldadas em contribuições recentes previamente recebidas acerca de aprimoramentos a serem avaliados pela CPAMP. Os principais pontos e a priorização sugerida pelo grupo em relação aos temas são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 – Encaminhamentos para as contribuições prévias recebidas relacionadas a aprimoramentos para a CPAMP.

Contribuição	Encaminhamento	Agente
Recomenda-se a adoção de um processo de consulta pública para a definição da agenda e cronograma de trabalho da CPAMP.	Prioridade alta: Recomendação está sendo seguida no presente ciclo.	ABRACEEL/PSR
Estratégias visando melhorar a eficiência computacional de forma a proporcionar aceleração no processo de convergência.	Prioridade alta: O GT-Metodologia vem discutindo métodos de efficientização junto ao CEPEL, buscando priorizar estratégias que não envolvam alterações metodológicas e que podem ser avaliadas em fóruns como a FT NEWAVE. Caso a proposta de efficientização envolva alterações metodológicas o tema deve ser conduzido no GT-Metodologia seguindo os ritos já pré-estabelecidos.	ABEEólica ABRACEEL ABRAGE ABRAGEL Ampere APINE Casa dos Ventos Copel CPFL CTG Enel Metawhat Neoenergia Raizen
Representação individualizada nas usinas no NEWAVE.	Prioridade alta: Tema priorizado junto ao NEWAVE Híbrido.	ABRACEEL/PSR ABRACE ABRAGE Eletrobras Furnas Norte Energia
Representação das restrições operativas hidráulicas no modelo de curtíssimo prazo.	Prioridade alta: Tema priorizado junto ao UCH.	ABRACEEL/PSR
Importância da variabilidade de Fontes Intermitentes.	Prioridade alta: Tema de Fontes Intermitentes está priorizado para o próximo ciclo.	ABRACE Eletrobras Furnas Norte Energia

Contribuição	Encaminhamento	Agente
<p>A previsão da geração de Usinas Não Simuladas Individualmente (UNSI) e a previsão de carga nos modelos deveriam ter um tratamento estocástico e não determinística.</p>	<p>Prioridade alta: Geração não simulada individualmente de forma probabilística (Fontes Intermitentes)</p> <p>Prioridade baixa: representação probabilística da carga.</p>	<p>ABRACEEL/PSR Norte Energia</p>
<p>Evoluir na busca de modelagens que capturem aspectos relevantes da operação (ex: consideração de restrições de rede, incertezas e restrições de curto prazo, reservatórios individualizados)</p>	<p>Os temas estão sendo priorizados em diferentes grupos do CT PMO/PLD e na própria CPAMP.</p> <p>Prioridade alta: reservatórios individualizados (NEWAVE Híbrido) e restrições hídricas de curtíssimo prazo (UCH).</p> <p>Prioridade média: restrições elétricas de curtíssimo prazo nos modelos de médio/curto prazo.</p> <p>Prioridade baixa: considerações de restrições de rede no NEWAVE (leis das malhas de <i>Kirchhoff</i> e critérios de confiabilidade).</p>	<p>Lamps – PUC Rio</p>
<p>Extensão do horizonte de simulação do DECOMP.</p>	<p>Prioridade média: tema poderá ser conduzido em conjunto à avaliação do NEWAVE Híbrido.</p>	<p>Eletrobras Furnas</p>
<p>Sugere-se estudos em que os modelos computacionais considerem um maior peso ao armazenamento dos reservatórios, como forma de se ter um sinal econômico do PLD mais coerente e, conseqüentemente, a justa alocação dos encargos do Sistema.</p>	<p>Prioridade média: tema já avaliado pela CPAMP no ciclo 2020/2021, podendo ser retomado pensando em outras estratégias de análises e mitigação da volatilidade.</p>	<p>Megawhatt</p>
<p>Recomenda-se que diferentes horizontes de simulação sejam investigados, especialmente para o modelo de médio prazo, se houver a necessidade de diminuir o esforço</p>	<p>Prioridade média: tema poderá ser discutido no âmbito do NEWAVE Híbrido.</p>	<p>ABRACEEL/PSR</p>

Contribuição	Encaminhamento	Agente
computacional. Investigações também podem ser feitas acerca da utilização de períodos de anos adicionais.		
Monitorar e incentivar a colaboração na área de previsões climáticas/estudar variáveis exógenas associadas a previsões climáticas de longo prazo.	Prioridade média: consideração de variáveis climáticas nas projeções de vazão de longo prazo.	Lamps – PUC Rio
Desenvolvimento de um simulador detalhado e não-linear de avaliação da qualidade da política. A avaliação do impacto de mudanças na Função de Custo Futuro (FCF) no PLD e em variáveis operativas sejam realizadas pela utilização de um simulador de referência que seja amplamente testado e versátil quanto à definição da política operativa externa (FCF). É sugerido como ponto de partida procedimentos computacionais adotados para realizar previsões mais acuradas para o PLD no segmento de comercialização.	Prioridade média: proposição de workshop para verificação de implementações da academia/mercado.	Lamps – PUC Rio
Avaliação da cardinalidade do número dos cenários <i>forward</i> e de aberturas <i>backward</i> .	Prioridade média: tema está previsto de ser discutido no âmbito do NEWAVE Híbrido, uma vez que teremos uma alteração significativa do número de variáveis de estado do problema.	ABRAGE Copel CPFL CTG Enel
Estudos voltados à incorporação de curva guia de nível dos reservatórios aos modelos matemáticos sejam ampliados.	Prioridade baixa: restrições físicas (VMinOp) foram avaliados no ciclo 2020/2021 e as soluções adotadas no ciclo 2021/2022 refletem as necessidades de suprimento energético do SIN (Sistema Interligado Nacional). Pode-se	CTG
Sugere-se que a limitação de rebaixamento de Tucuruí seja registrada no VMinOp, ou elevar o VMinOp dos demais subsistemas		Copel

Contribuição	Encaminhamento	Agente
para 40% de forma que os riscos de atendimento a demanda de potência sejam praticamente eliminados.	revisitar esse tema no futuro (ex: VMinOp sazonal).	
Retomada dos estudos acerca do VMinOp, buscando-se substituir os atuais níveis meta <i>flat</i> para o ano todo, por níveis variáveis ao longo dos meses.		CTG Eletrobras Furnas
Necessário que se estude passar o mês de penalização do VMinOp de novembro para abril, com a visão de que o nível meta não deveria ser violado no início do período seco, e não no final.		CTG
Avaliar, com mais intensidade, o uso de restrições físicas agregados na modelagem – níveis metas de reservatórios.		Enel ABRAGET Eletrobras Furnas
Atualização da taxa de desconto considerada pelos modelos. Sugestão: Taxa de Longo Prazo.	Prioridade baixa: tema entrou em consulta pública no ciclo 2020/2021 e não houve, por enquanto, consenso da forma de atualização.	ABRACE
Verificar com o ONS a possibilidade de eliminar a rodada com rede elétrica da programação diária.	Prioridade baixa: a rede elétrica é importante à programação da operação.	ABRACEEL/PSR
Alterar a ordem do modelo PAR(p): ao invés de utilizar até seis termos correspondentes aos últimos seis meses, o período de “lookback” poderia conter diferentes termos correspondentes a diferentes intervalos passados.	Prioridade baixa: efeitos do PAR(p)- A necessitam de maturação para verificação dos seus efeitos.	ABRACEEL/PSR ABIAPE ABRAGET Delta e Zeta
Adotar, no processo de estimação de parâmetros do modelo PAR(p) (como a média, desvio-padrão e coeficientes de correlação), maiores pesos para vazões		ABRACEEL/PSR

Contribuição	Encaminhamento	Agente
afluentes observadas em períodos recentes do histórico.		
Possibilitar a utilização de cenários de vazões afluentes, no NEWAVE e para o segundo mês do DECOMP, provenientes de diferentes fontes, fornecidos pelo usuário. Tais cenários seriam utilizados não apenas para a realização de simulações, mas também para o cálculo das FCF.	Prioridade baixa: necessidades de implementações concorrentes aos temas de alta prioridade no NEWAVE e no DECOMP.	ABRACEEL/PSR
Inclusão de uma carga líquida que considere a evolução mais aderente à realidade das renováveis e da geração distribuída.	Geração Distribuída está com um tema ativo no CT PMO/PLD.	ABRACE Eletrobras Furnas
Destaca-se a necessidade de compatibilização da representação das fontes intermitentes dos modelos Newave e Decomp com o Dessem.	A representação da geração eólica do DECOMP está sendo compatibilizada com o DESSEM em grupo específico do CT PMO/PLD.	Norte Energia
Inserir nos modelos a abordagem de restrições hidráulicas realizada pela EPE no PDE 2031.	Tema remetido ao CT PMO/PLD.	ABRACE Norte Energia
Estudar a possibilidade de despacho por oferta avaliando possíveis efeitos colaterais tais como o poder de mercado.	Tema priorizado no âmbito do Comitê de Implementação da Modernização.	Norte Energia
Avaliação da inconsistência do modelo Decomp ao indicar redução expressiva do armazenamento do submercado Norte entre semanas operativas, sendo um sinal não condizente com a operação realizada pelo ONS.	Tema já diagnosticado pelas Instituições e sendo investigado em conjunto ao CEPEL. Caso seja necessário implementações para sua mitigação será endereçado ao fórum adequado (CT PMO/PLD ou CPAMP).	Megawhat
Importante medir a discrepância entre o processo de planejamento e operação (entradas e saídas dos modelos) e o realizado de fato, de	Tema levado ao Plenário da CPAMP para verificação do fórum adequado de discussão do tema.	Lamps – PUC Rio

Contribuição	Encaminhamento	Agente
forma identificar as causas raízes de não aderências.		
Iniciativa para melhorar a modelagem de carga e geração não simulada individualmente. Sugestão: Concursos financiados por P&D ou via orçamento do ONS.	O tema de melhora da modelagem da carga de curtíssimo prazo está sendo discutido no âmbito do CT PMO/PLD através da FT-PrevCargaDessem. Para outros horizontes de planejamento será endereçado para avaliação/priorização do CT PMO/PLD.	ABRACEEL/PSR
Reprodutibilidade, documentação e aprimoramento contínuo para os processos associados à projeção de carga e geração não simulada individualmente.	Tema a ser remetido à avaliação/priorização do CT PMO/PLD.	ABRACEEL/PSR
Atualização periódica de parâmetros: proposta alternativa para estabelecimento de diretrizes para a operação e atualização de parâmetros dos modelos computacionais em busca de metas operativas.	A metodologia para estabelecimento de parâmetros de aversão ao risco foi aprovada na última Consulta Pública, baseado na aderência à CREF. O estabelecimento de revisão periódica não é possível devido à não previsibilidade dos efeitos de atividades futuras da CPAMP.	ABRACEEL/PSR
Estabelecer um processo para a relaxação de restrições feita na busca por uma solução viável nas execuções dos modelos DECOMP e DESSEM.	Tema a ser remetido à avaliação/priorização pelo CT PMO/PLD.	ABRACEEL/PSR
Os desenvolvimentos identificados como necessários nos modelos computacionais devem ser requisitados com prazos estabelecidos ao CEPEL.	Governança de contratação de assessores técnicos deverá ser discutida entre CCEE, ONS e EPE seguindo a diretriz da Portaria MME 637 / 2022.	ABRACEEL/PSR
Terceirização para a realização de testes e simulações.		ABRACEEL/PSR

5. Temas priorizados

Com base nas contribuições enviadas pelos Agentes e os níveis de desenvolvimento metodológico dos modelos necessários para a aplicação dos aprimoramentos sugeridos, o GT-Metodologia tem como proposta de alta priorização para os próximos ciclos de estudos os temas de Fontes Intermitentes, NEWAVE Híbrido e *Unit Commitment* Hidráulico (UCH). Nesta seção, é discutido também os temas classificados como média priorização, ou seja, que estão em estágios de discussão metodológica ainda incipientes.

Uma revisão bibliográfica sobre cada tema, a motivação de cada aprimoramento, estágio de desenvolvimento, benefícios e possíveis desvantagens são apresentados nas próximas subseções.

5.1 Fontes intermitentes

No processo de planejamento da operação energética, expansão e cálculo de Garantia Física algumas incertezas inerentes, como por exemplo, a projeção de carga do sistema de energia elétrica, a previsão de geração das fontes intermitentes, o preço futuro custo variável unitário das usinas termelétricas, o cronograma de expansão do parque gerador e do sistema de transmissão, dentre outras, são representadas de forma determinística pelos atuais modelos computacionais utilizados como ferramenta neste processo.

A escolha de qual tratamento priorizar sobre esse rol de incertezas, maximizando o benefício sobre os processos de planejamento, operação e formação de preço, não é uma tarefa simples. Em um primeiro olhar, trata-se de uma análise multiobjetivo e multicritério, onde o tempo dispendido para tanto também exerce papel central na tomada de decisão.

Com efeito, o avanço na retratação dessas variabilidades deve ser sopesado com o grau de complexidade intrínseco às metodologias disponíveis para tanto e o estágio de maturação de cada qual delas. Somam-se a isso os recorrentes requisitos de linearidade e de convexidade, além de barreiras de arquitetura e de capacidade computacionais.

Com a crescente participação das fontes intermitentes na matriz elétrica brasileira, a melhoria da representação destas incertezas nos modelos se tornou um tema recorrente trazido pelos Agentes aos fóruns de aprimoramento de metodologias do setor elétrico, conforme apresentado nas análises da Seção 4 e em levantamentos feitos pelo GT-Metodologia/CPAMP.

Não obstante o exposto, a incerteza da carga de energia seria um candidato natural à priorização preferencial, diante da escala energética intrínseca à variável, que reúne praticamente toda a demanda de eletricidade do país. Ao compará-la com a escala energética das fontes intermitentes, é incontroverso que a primeira é superior à

segunda, portanto com impacto potencialmente maior sobre o cálculo da função de custo futuro.

Todavia, a modelagem da carga no horizonte de médio prazo requer a acumulação de conhecimentos que transcendem os processos estocásticos fundamentalmente guiados pela dinâmica da natureza, como é o caso das vazões naturais e da sazonalidade do regime de ventos. Sobre ele concorrem dinâmicas da sociedade e da economia que agregam desafios adicionais para a sua adequada acomodação no âmbito da programação dinâmica dual estocástica. Trata-se dos fundamentos econômicos que guiam a política econômica do país, influenciados por fatores de política externa, pela interação de políticas públicas promovidas por outras pastas setoriais e pelo poder legislativo, choques de oferta e/ou de demanda a que está invariavelmente sujeito, com distintos graus de previsibilidade e de jurisdição (doméstica e internacional), além de interrupções promovidas pela iniciativa privada.

Hoje não há um diagnóstico preciso do GT-Metodologia sobre qual o nível de esforço que uma iniciativa dessa natureza poderia demandar, sobretudo em termos de consumo de tempo. De outra sorte, a modelagem de fontes intermitentes encontra-se com um grau de maturação em torno de 70%. Esse estágio avançado de desenvolvimento conta favoravelmente para sua escolha, em um contexto de inexorável escassez de recursos humanos e de tempo.

Nessa esteira, destaca-se que os modelos NEWAVE e DECOMP já possuem versões aptas a receber os cenários de geração eólica. O modelo para geração de cenários (GEVAZP/Ventos) ainda está em desenvolvimento pelo CEPEL, com previsão de entrega no final de junho de 2022.

Os 30% restantes seriam dedicados à avaliação dos impactos obtidos com a representação estocástica da geração eólica no cálculo da política de operação. Vale sublinhar que ainda seria necessária a avaliação da metodologia de representação da expansão das usinas eólicas no modelo NEWAVE, além de resolver indefinições sobre entrada de dados (definição dos PEEs – Parques Eólicos Equivalentes – e como tornar o processo reprodutível pelos agentes).

Além disso, repisa-se que o tema de representação da geração de fontes intermitentes de maneira estocástica no modelo NEWAVE e DECOMP vem sendo frequentemente sugerido por Agentes. O tema é discutido desde o ciclo 2020/2021, recebendo contribuições de diversos fóruns como, por exemplo, o Workshop do GT-Metodologia realizado em outubro de 2020 no qual Agentes, Consultorias e Instituições Acadêmicas apresentaram contribuições em formato de propostas metodológicas e discussões. Essas contribuições foram de grande importância e contribuíram para o aprimoramento da linha metodológica que o tema se desenvolveu até os estágios atuais.

No processo atual, a geração eólica no modelo NEWAVE é considerada de forma determinística seguindo a REN 843/2019, baseados em fatores de capacidades médios históricos. Como motivação ao problema, a Figura 2 apresenta a comparação entre a geração eólica verificada e prevista de acordo com a metodologia determinística atual para o Subsistema Nordeste. Através deste gráfico, tem-se uma sensibilidade da incerteza da geração eólica no longo prazo. Apesar de dispormos de máquinas mais modernas e capacidade instalada em março de 2020 (12 GW) superior ao montante de março de 2018 (9,3 GW), a geração eólica verificada em mar/2020 ficou próxima aos valores observados em março de 2018. Salienta-se que não houve ajuste na expansão prevista considerada na evolução da capacidade instalada de geração eólica prevista pela REN 843 no PMO de maio de 2017.

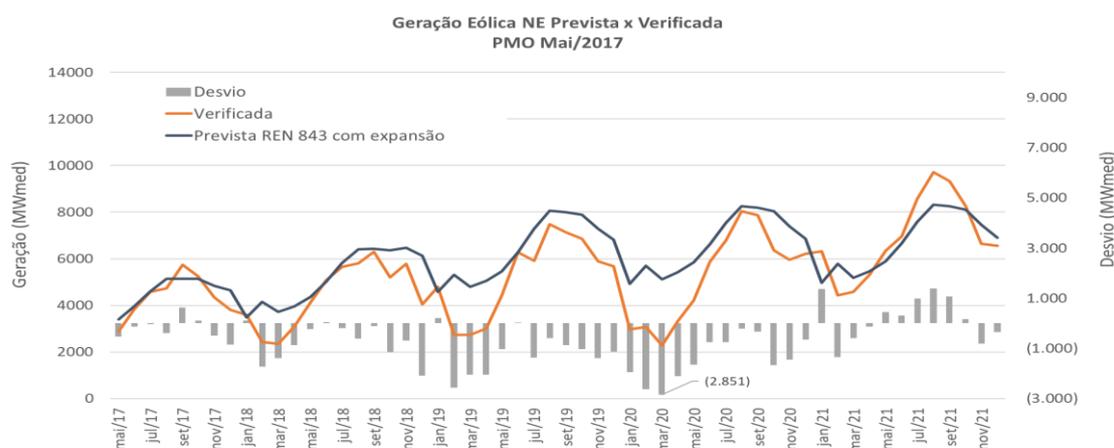


Figura 2 – Comparação entre a geração eólica mensal verificada e a geração estimada pela REN 843 (PMO de maio de 2017).

A geração eólica varia do decorrer tempo devido a fatores meteorológicos conjunturais. Na Figura 3, é apresentada a variação da geração eólica no patamar de carga pesado observada no período de 2017 a 2021, ao longo dos meses. Os valores são avaliados em percentual da capacidade instalada, a fim de eliminar a influência da expansão do parque gerador. Note que os montantes de geração oscilaram entre 20% a 40% da capacidade instalada, por exemplo, no mês de fevereiro. Resultados similares são observados para os patamares de carga média e leve.

Os resultados apresentados nas duas figuras acima corroboram a importância da consideração da incerteza da geração eólica nos modelos utilizados na construção da política operativa de médio e curto prazo. O GT-Metodologia propõe que essa incerteza passe a ser representadas através de cenários estocásticos, que será estudada no grupo de Fontes Intermitentes.

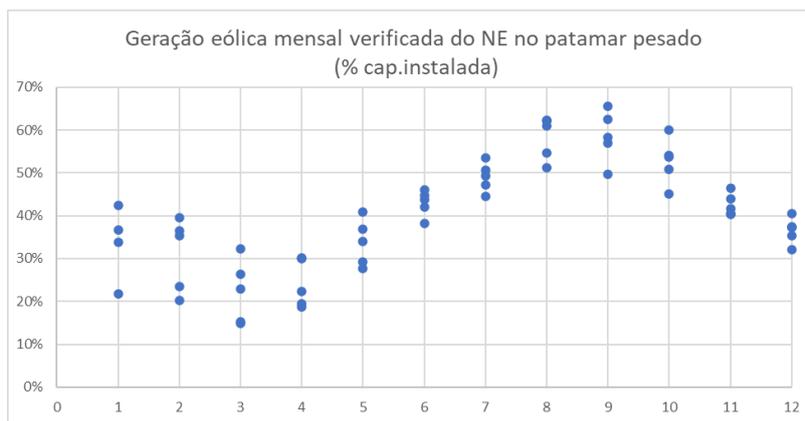


Figura 3 – Geração eólica mensal verificada do NE patamar pesado, em % da capacidade instalada.

Com a forte expectativa de expansão da geração eólica na matriz energética brasileira, conforme ilustrado na Figura 4, a variabilidade tende a se agravar, aumentando a relevância do tema. Por exemplo, considerando o desvio entre o valor observado e o valor previsto pela resolução, conforme apresentado na Figura 2, para o mês de março de 2020 este desvio é de 2.800 MWmed. Este valor representa em torno de 24% da capacidade instalada no referido mês. Se considerarmos a capacidade instalada prevista para 2025 (~27.000 MWmed), crescimento de 32.5% em 4 anos, o desvio mensal estimado pode chegar a 6.500 MWmed.

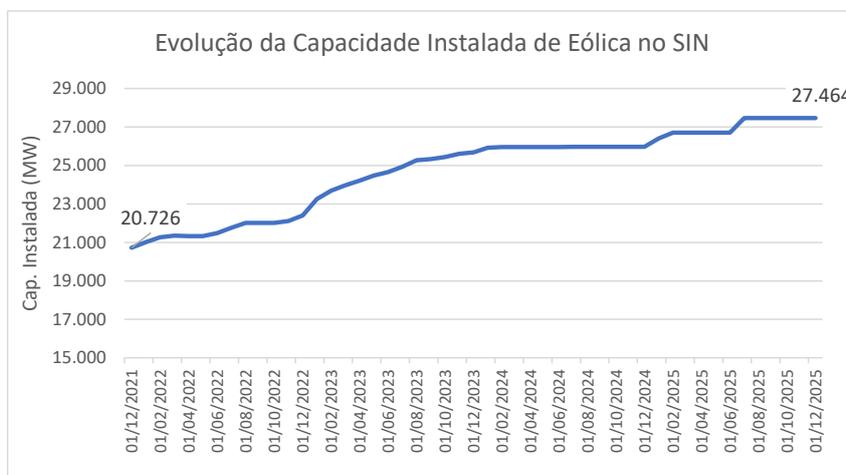


Figura 4 – Evolução da capacidade instalada de eólica no SIN (PMO de maio de 2022).

Adicionalmente, é importante ressaltar que a participação da geração eólica no atendimento à demanda varia de acordo com o patamar de carga considerado, conforme apresentado na Figura 5. É possível observar uma maior participação nos patamares de carga média e leve, em comparação à carga pesada. Atualmente, a diferenciação entre os patamares de carga é levada em consideração na representação determinística da geração eólica nos modelos, e será mantida na abordagem estocástica de representação das fontes intermitentes.

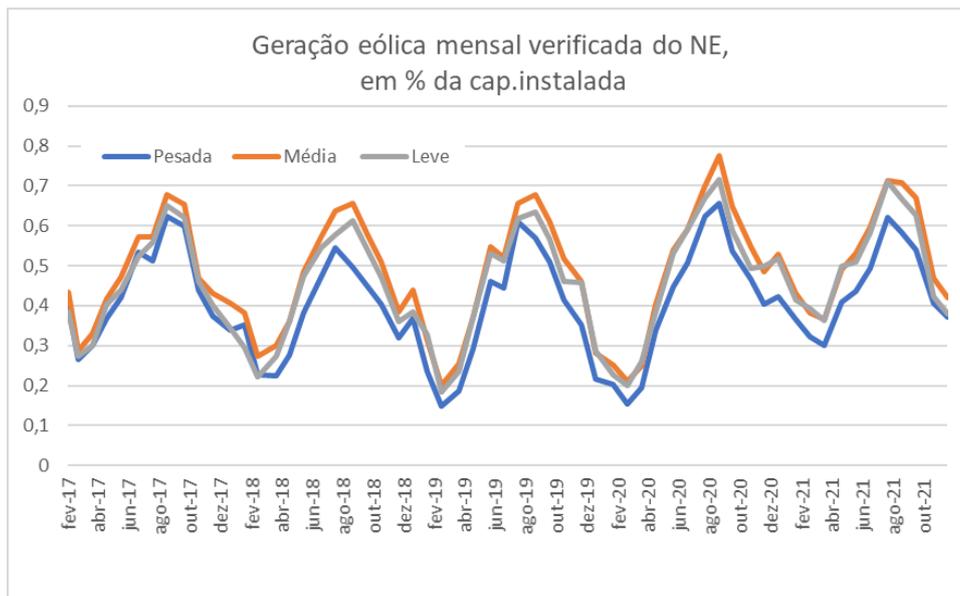


Figura 5 – Geração eólica mensal verificada do NE nos três patamares de carga.

A Figura 6 mostra a variabilidade dos cenários de geração eólica cujo a diferença positiva e negativa dos percentis 5% e 95% em relação ao valor médio pode chegar a 2.000 MWmed. Espera-se que a consideração da incerteza da fonte eólica nos modelos de planejamento energético de médio prazo possibilite uma melhor representação desta fonte, com uma FCF mais realista.

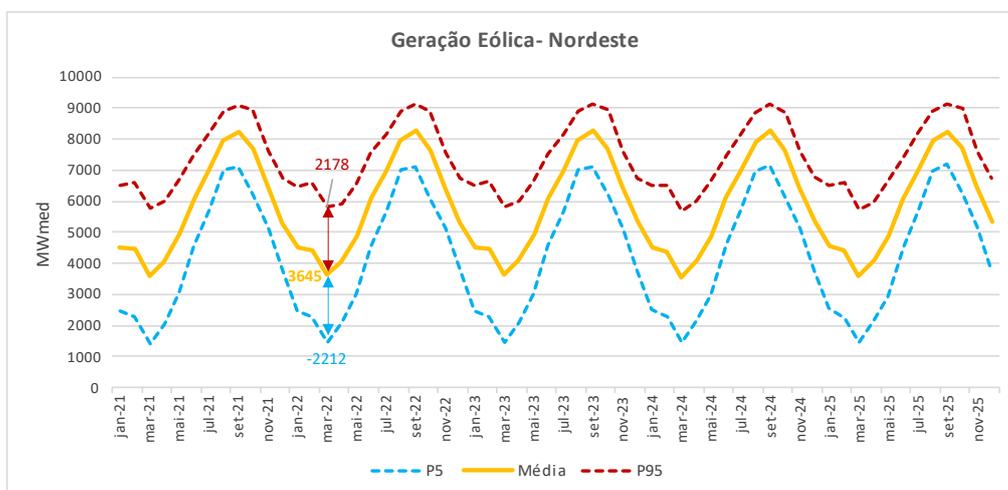


Figura 6 – Resultado preliminar da geração eólica considerada no Nordeste utilizando o deck de janeiro de 2021 sem a consideração da expansão do parque gerador.

Complementarmente, de acordo com a Figura 7, existem correlações entre PEEs (Parque Eólico Equivalente, ou agrupamentos de parques eólicos) com regimes de vento distintos, como na região Nordeste – NE-L, NE-I e NE-PE, e na região Sul – Sul-L e Sul-I e com alguns dos REEs (Reservatórios Equivalentes de Energia) considerados nos modelos de médio prazo. Um dos benefícios esperados da metodologia está na representação da correlação espacial nas políticas de médio e curto prazo definidas pelos modelos

NEWAVE e DECOMP, como por exemplo, a complementariedade entre vazão e geração eólica presentes entre os REEs do Norte, Nordeste e Sudeste com os PEEs NE-Interior.

Tabela 6.1 - Correlação espacial entre os PEEs NE-L, NE-I; NE-PE, SUL-L e SUL-I e alguns REEs do SIN.

NE-L	Bmonte	Man-Am	Itoipu	NE-I	Nordeste	Norte	Sudeste	NE-PE	Norte	Bmonte	Man-Am	Sul-L	Paraná	Norte	Bmonte	Sul-I	Sul	Paraná	PrnPanema
Mai	-0,65	-0,42	0,52	Abr	-0,39	-0,52	-0,57	Abr	-0,44	-0,49	0,19	Jan	0,44	-0,13	-0,21	Abr	0,34	-0,29	0,22
Jun	-0,67	-0,74	0,51	Out	-0,53	-0,61	-0,61	Set	-0,57	-0,30	0,27	Abr	-0,28	-0,31	-0,51	Mai	0,34	0,27	0,18
Jul	-0,59	-0,60	0,36	Nov	-0,48	-0,25	-0,54	Dez	-0,31	-0,37	-0,61	Ago	-0,01	-0,48	-0,17	Set	-0,23	-0,50	-0,51

Figura 7 – Correlação espacial entre PEEs e REEs (Fonte: [1]).

Neste contexto, a modelagem da incerteza das Fontes Intermitentes, desenvolvida pelo CEPEL, com contribuições do GT-Metodologia [1] e instituições, possibilitará a representação da correlação entre a velocidade do vento com a ENA e a incerteza de longo prazo da fonte eólica. Dessa forma, espera-se melhorar a representação dessa complementariedade nas construções das políticas quando comparado aos valores determinísticos de geração eólica do modelo vigente. Desse modo, o GT-Metodologia avaliou a continuação desse tema como prioritário para o próximo ciclo de estudo da CPAMP (2022/2023).

Apesar das análises e dos desenvolvimentos que se façam necessários serem finalizados, o GT-Metodologia estima que esse tema possa ser concluído no Ciclo 2022/2023, com possível entrada em operação oficial para o planejamento da operação e formação de preço em janeiro de 2024.

Diante do exposto, em que pese o GT-Metodologia reconhecer a importância da representação das demais fontes de incertezas que estão envolvidas nos processos de planejamento, operação e formação de preços, a possibilidade de aplicar a modelagem de fontes intermitentes em prazo inferior ao de quaisquer outras iniciativas de mesma natureza foi o fator decisivo para a sua priorização neste ciclo.

Malgrado essa escolha possa ter caráter circunstancial, acredita-se que uma discussão mais ampla e fundamentada sobre os impactos da representação dessas incertezas possa ser endereçada futuramente. Aprimoramentos nesse sentido seriam bem-vindos, podendo fornecer subsídios mais objetivos para a priorização de temas e de atividades em ciclos futuros da CPAMP.

5.2 NEWAVE Híbrido

A representação agregada das usinas hidrelétricas leva a uma operação mais otimista frente a realidade operativa do SIN, uma vez que, apesar de a construção do REE levar em consideração as características físicas e restrições operativas individuais dos reservatórios, conforme apresentado em [2], há perda de precisão em tais aproximações. Desse modo, o tema relacionado a necessidade de individualização das usinas no modelo NEWAVE também vem sendo levantado em discussões por alguns agentes. Sendo esperado que a representação individualizada do parque gerador

hidroelétrico de forma explícita no problema de otimização, ao longo de todo o horizonte de planejamento, consiga sensibilizar o modelo de curto prazo através de uma função de custo futuro mais acurada e aderente às expectativas futuras.

A tabela a seguir, extraída de [3], mostra uma revisão bibliográfica relacionando algumas publicações nacionais e internacionais que apresentam modelagem individualizada das usinas hidrelétricas para o planejamento de médio/curto prazos, e comparando as principais características dos problemas resolvidos.

Tabela 2 - Relação de alguns trabalhos que consideram modelagem individualizada no problema de planejamento de médio/curto prazos (Fonte: [3]).

	T	NH/NR	NT	NS/NB	FPH	Mod. Rede	Vmin Op	Evap	RH	Incert.	Nleq	Converg
[Rebennack16] [4]	12	5/4	14	-	Cte		-	-	-	AR (1)	50	Sim
[PhilpMatos12] [5]	52	33/9	12	3	Cte		-	-	-	Estados Markov	20	Sim
[RosStreet22] [6]	96	11/?	23	28	Cte	dc/ac	-	-	-			Sim
[FredoFinardi21] [7]	60	53/28	30	1	LPP	-	-	-	-	PAR(p)	20	Sim
[LarroydPedrini22] [8]	60	133/66	127	4	Cte	-	-	-	-	PAR(p)	96	Sim
[FredoFinardi19] [9]	24	134	122	4	Cte/LPP	-	-	-	-	Indep	20-100	Sim
[MachadoDiniz20] [10]	120	84/44	46	1	LPP	-	-	-	-	Indep	20	Sim
NEWAVE ind.	120	162	SIN	4	LPP	-	Sim	L	Sim	PDD	20	Sim
NEWAVE REE	120	12 REEs	SIN	4	EQV (NL)	-	Sim	Parab	Sim	PAR(p) PAR(p)-A	20	Sim

T: número de períodos
 NH: número de usinas hidrelétricas
 NR: número de usinas térmicas
 NS/NB: número de submercados ou barras
 FPH: tipo de modelagem para a função de produção hidrelétrica (cte: constante; LPP: linear por partes)
 VminOp: restrições de volume mínimo operativo
 Evap: modelagem da evaporação
 RH: restrições hidráulicas de vazão
 Incert.: Forma de modelagem da incerteza
 Nleq: número de aberturas backward
 Converg: apresentação da análise de convergência

O CEPEL disponibilizou ao GT-Metodologia e aos agentes de mercado uma versão inicial do NEWAVE Híbrido, em 2017. Desde então, algumas funcionalidades entraram em operação no modelo NEWAVE e estão sendo atualizadas no NEWAVE Híbrido. O modelo deverá possibilitar a representação das restrições hidráulicas e funções de produção individualmente, a representação da divisão dos recursos de vazão afluente de forma mais precisa, a consideração das limitações de geração e armazenamento individuais e a consideração de vertimentos localizados, resultando na possível melhoria da FCF para o modelo DECOMP. Porém, as funcionalidades do NEWAVE Híbrido ainda não foram testadas pelo GT-Metodologia. Apesar dos aprimoramentos, o emprego das usinas

individualizadas deverá acarretar a elevação do tempo computacional a cada iteração do processo iterativo da PDDE (Programação Dinâmica Dual Estocástica), principalmente, quando se considera o horizonte completamente individualizado, sendo necessário ainda um maior número de iterações para obter uma FCF bem ajustada (aumento do número de variáveis de estado, dimensionalidade da FCF). Além disso, há a necessidade de avaliação do modelo de geração de cenários individualizados para o longo prazo.

Embora o estágio de avaliação atual do NEWAVE Híbrido seja inicial, sendo ainda necessário realizar as validações das funcionalidades implementadas no modelo, dada a importância do NEWAVE Híbrido para o setor elétrico, o GT-Metodologia estima que esse tema possa a ter entrada oficial em janeiro de 2025. Durante os anos de 2022 e 2023, o GT-Metodologia pretende realizar a etapa de pré-validação do modelo, como apresentado na Figura 8, e requisitar, em tempo, as implementações complementares que necessárias ao assessor técnico durante o processo.



Figura 8 – Cronograma de referência para atividades de avaliação do NEWAVE Híbrido.

5.3 Unit Commitment Hidráulico

A modelagem atual das usinas hidrelétricas no modelo de curtíssimo prazo (DESSEM) pode resultar em uma operação inviável, sendo necessário realizar o “pós-DESSEM” para ajustar o modelo de modo a obter o despacho final do sistema. Desse modo, a implementação das restrições de *Unit Commitment* Hidráulico (UCH) poderá fornecer um despacho mais realístico para as usinas hidrelétricas, diminuindo as intervenções necessárias no “pós-DESSEM”.

A modelagem de UCH possui grande relevância no meio científico e existe uma literatura relacionada razoavelmente extensa. A Figura 9, extraída de [11] mostra uma lista de artigos sobre o assunto que engloba trabalhos desde a década de 80.

2020	C. Zhang and W. Yan, "Optimal Offering Strategy of a Price-Maker Hydro Producer Considering the Effects of Crossing the Forbidden Zones," in <i>IEEE Access</i> , vol. 8, pp. 10059-10109, 2020.	2008	Mariano, S.J.P.S., Catalão, J.P.S., Mendes, V.M., Ferreira, L.A.F.M., "Optimising power generation efficiency for head-sensitive cascaded reservoirs in a competitive electricity market," <i>Int. Journ. Of Electrical Power and Energy Systems</i> , v.30, n.2, pp. 125-133, 2008
2019	H. Skjelbred, J. Kong, "A comparison of linear interpolation and spline interpolation for turbine efficiency curves in short-term hydropower scheduling problems", <i>IOP Conference Series: Earth and Environmental Science</i> , 2019	2008	Bisanovic, S., Hajro, M., Dlakic, M., "Hydrothermal self-scheduling problem in a day-ahead electricity market", <i>Electric Power Systems Research</i> , v.78, n.09, pp. 1579-1596, 2008
2019	J. Kong, H. Skjelbred, O. B. Fosso, "An overview on formulations and optimization methods for the unit-based short-term hydro scheduling problem", <i>Electric Power Systems Research</i> , v.178, 2020	2008	Borghetti, A., D'Antonio, C., Lodi, A., Martelli, S., "An MILP approach for short-term hydro scheduling and unit commitment with head-dependent reservoir", <i>IEEE Transactions on Power Systems</i> , v. 23, n.3, pp. 1115-1124, Aug. 2008
2017	A. Hamman, G. Hap, S. Rosinski, "Real-Time Optimization of the Mio-Columbia Hydropower System", <i>IEEE Transactions on Power Systems</i> , v.32, n.1, Jan. 2017	2004	Brelon, M., Hechem, S., Hamraoui, A.G., "Accounting for losses in the optimization of production of hydroplants", <i>IEEE Transactions on Energy Conversion</i> , v.19, n.2, pp. 0346-0351, 2004
2016	L. De Santis, A. S. Costa, "Hydroelectric unit commitment for power plants composed of distinct groups of generating units", <i>Electric Power Systems Research</i> , v.137, pp. 15-25, 2016	2002	Conejo, A.J., Arroyo, J.M., Contreras, J., Vilamor, F.A., "Self-scheduling of a hydro producer in a pool-based electricity market", <i>IEEE Transactions on Power Systems</i> , v.17, n.4, pp. 1265-1272, 2002
2016	Régain, S., Côté, P., Audelet, C., "Self-Scheduling Short-Term Unit Commitment and Loading Problem", <i>IEEE Transactions on Power Systems</i> , v.31, n.01, pp. 0133-0142, 2016	2001	Siu, T.K., Nash, G.A., Shawwash, Z.K., "A practical hydro, dynamic unit commitment and loading model", <i>IEEE Transactions on Power Systems</i> , v. 16, n.2, pp. 301-306, 2001
2016	Cheng, C., Wang, J., Wu, X., "Hydro unit commitment with a headsensitive reservoir and multiple vibration zones using MILP", <i>IEEE Transactions on Power Systems</i> , v.31, n.6, pp. 4842-4852, 2016	2001	Chang, G.W., Agarwal, M., Wright, J.G., et al., "Experiences with mixed-integer linear programming based approaches on short-term hydro scheduling", <i>IEEE Transactions on Power Systems</i> , v.16, n.4, pp. 0743-0749, 2001
2014	X. Li, T. Li, J. Wei, G. Wang, W. W.-G. Yen, "Hydro unit commitment via mixed integer linear programming: A case study of the three gorges project, China", <i>IEEE Transactions on Power Systems</i> , v. 29, n.3, pp. 1232, 1241, 2014	2001	J. Garcia-Gonzales, G. A. Castro, "Short-term hydro scheduling with cascaded and head-dependent reservoirs based on mixed-integer linear programming", <i>IEEE Power Tech Conference, Porto, Portugal</i> , Sept. 2001
2014	Ansari, M., Anjari, N., Vatani, B., "Stochastic security-constrained hydrothermal unit commitment considering uncertainty of load forecast, inflows to reservoirs and unavailability of units by a new hybrid decomposition strategy", <i>IET Gener., Transm. & Distrib.</i> , v.08, n.12, pp. 1900-1915, 2014.	2000	Philpott, A., Craddock, M., Waterer, H., "Hydro-electric unit commitment subject to uncertain demand", <i>European journal of operational research</i> , v.125, n.2, pp. 0410-0424, 2000
2014	G. Haldou, D. G. Fontaine, J. E. S. Lopes, J. G. P. Andrade, A. F. De Angelis, "Efficiency Curves for Hydroelectric Generating Units", <i>Journal of Water Resources Planning and Management</i> , v. 140, n.1, pp. 85-92, 2014	2000	Manzanedo, F., Castro, J.L., Pérez-González, M., "Application of evolutionary techniques to short-term optimization of hydrothermal systems", <i>International Conference on Power Systems Technology - POWERCON2001</i>
2013	Uma, R.M., Marcovocchio, M.G., Nivala, A.G., Grossmann, I.E., "On the computational studies of deterministic global optimization of head dependent short-term hydro scheduling", <i>IEEE Transactions on Power Systems</i> , v.28, n.4, pp. 4336-4347, 2013	1998	Ponrajah, R.A., Witherspoon, J., Gallara, F.D., "Systems to optimize conversion efficiencies on Ontario Hydro's hydroelectric plants", <i>IEEE Transactions on Power Systems</i> , v.13, n.3, pp. 1044-1050, 1998
2013	B. Tong, Q. Zhai, K. Guan, "An MILP based formulation for short-term hydro generation scheduling with analysis of the linearization effects on solution feasibility", <i>IEEE Transactions on Power Systems</i> , v. 28, n.4, pp. 3589-3597, 2014	1997	Li, C., Hsu, E., Shoboda, A.J., et al., "Hydro unit commitment in hydro thermal optimization", <i>IEEE Transactions on Power Systems</i> , v.12, n.2, pp. 0764-0769, 1997
2012	C. Cheng, J. Shen, X. Wu, "Short-Term Scheduling for Large-Scale Cascaded Hydropower Systems with Multilibration Zones of High Head", <i>Journal of Water Resources Planning and Management</i> , 10.1061/(ASCE)WR.1543-6452.0000174, 2012	1997	Nisson, O., Selvigren, D., "Variable splitting applied to modeling of start-up costs in hydro generation scheduling", <i>IEEE Transactions on Power Systems</i> , v.12, n.2, pp. 0770-0775, 1997
2011	Diaz, F.J., Contreras, J., Muñoz, J.J., Pozo, D., "Optimal scheduling of a price-taker cascaded reservoir system in a pool-based electricity market", <i>IEEE Transactions on Power Systems</i> , v.26, n.2, pp. 0694-0615, 2011	1996	George, J.A., Reed, E.G., Kern, A.L., Rosenthal, R.E., "Optimal scheduling of hydro stations: an Integer Programming model", <i>Technical Report, Energy Modeling Research Group Department of Management University of Canterbury</i> , 1996
2011	J.C. Galvão, A. Padilha-Feltrin, J.M. Viana Luyo, "Cost assessment of efficiency losses in hydroelectric plants", <i>Electric Power Systems Research</i> , v. 81, n.10, pp. 1886-1873, 2011	1996	Tufegalic, N., Frowd, R.J., Standish, W.O., "A coordinated approach for real-time short-term hydro scheduling", <i>IEEE Transactions on Power Systems</i> , v.11, n.4, pp. 1689-1704, 1996
2011	I. Passos, "Metodologia de obtenção de curvas de colina usando redes neurais para geração hidroelétrica", <i>Dissertação de Mestrado, Universidade do Pará</i> , 2011	1994	Pekutowski, M.R., Litwinowicz, T., Frowd, R.J., "Optimal short-term scheduling for a large-scale cascaded hydro system", <i>IEEE Transactions on Power Systems</i> , v.09, n.2, pp. 0805-0811, 1994
2010	Pérez-Díaz, J.J., Mihreli, J.R., Sánchez-Fernández, J.A., "Short-term operation scheduling of a hydropower plant in the day-ahead electricity market", <i>Electric Power Systems Research</i> , v.80, n.12, pp. 1535-1542, 2010	1993	Rak, L.M., "An incremental economic dispatch method for cascaded hydroelectric power plants", <i>IEEE Transactions on Power Systems</i> , v.08, n.3, pp. 1266-1273, 1993
2010	J. P. S. Catalão, H. M. I. Pousinho, V. M. F. Mendes, "Scheduling of head-dependent cascaded reservoirs considering discharge, ramping constraints and start/stop of units", <i>International Journal of Electrical Power and Energy Systems</i> , v.32, n.8, pp. 904-910, Feb. 2010	1992	Ferreira, L.A.F.M., "Short-term scheduling of a pumped-storage power plant", <i>IEE Proc., part C - Gen, Transm, Distr</i> , v.139, n.06, pp. 0521-0528, 1992
2010	J. P. S. Catalão, H. M. I. Pousinho, V. M. F. Mendes, "Mixed-integer nonlinear approach for the optimal scheduling of a head-dependent hydro chain", <i>Electric Power Systems Research</i> , v.80, N.8, PP: 935-942, Aug. 2010	1988	Heintson, E.B., "Optimal short term operation of a purely hydroelectric system", <i>IEEE Transactions on Power Systems</i> , v.3, n.3, pp. 1072-1077, 1988
2010	Grace Hechme-Doukopoulos, Sandrine Sirgnol-Chanussat, Jérôme Malick, Claude Lemairechal, "The short-term electricity production management problem at EDF", <i>Optima Newsletter - Mathematical Optimization Society</i> , 64, pp. 2-6, 2010	1986	Allen, R.B., Briggeman, S.G., "Dynamic programming in hydropower scheduling", <i>Journal of Water Resources Planning and Management</i> , v.112, n.3, pp. 0339-0353, 1986
2010	C. D'Antonio, A. Lodi, S. Martello, "Piecewise linear approximation of functions of two variables in MILP models", <i>Operations Research Letters</i> , v.08, pp. 39-46, 2010	1986	Neva, R., Inda, A., Frausto, J., "CHT: A Digital Computer Package for Solving Short-Term Hydro-Thermal Coordination and Unit Commitment Problems", <i>IEEE Transactions on Power Systems</i> , v.01, n.3, pp. 0169-0174, 1986
2009	Catalão, J.P.S., Mariano, S.J.P.S., Mendes, V.M., Ferreira, L.A.F.M., "Scheduling of head-sensitive cascaded hydro systems: A nonlinear approach", <i>IEEE Transactions on Power Systems</i> , v.24, n.1, pp. 0337-0346, 2009	1986	E-Hawary, M.E., Kumar, M., "Optimal Parameter Estimation for Hydro-Plant Performance Models in Economic Operation Studies", <i>IEEE Transactions on Power Systems</i> , v.1, n.4, pp. 126-131, 1986

Figura 9 – Relação de alguns artigos que consideram unit commitment hidráulico, a partir da década de 80 (Fonte: [11]).

Abaixo, reproduz-se a análise feita em [11], em relação a algumas tendências de pesquisa verificadas ao longo do tempo em relação a revisão bibliográfica exposta⁴.

- “A representação de curvas de eficiência das unidades é discutida desde antes dos anos 50 [42] [43];
- Métodos heurísticos (ad-hoc) baseados em decomposição predominaram até os anos 80 [44] [45];
- A estratégia de resolução por relaxação Lagrangeana (RL), que visa decompor o problema para tratar melhor as não convexidades em subproblemas específicos de UCH, teve seu ápice nos anos 90 e 2000 [29] [46] [47] [30] [39] [40];
- Técnicas de programação linear inteira começaram a ser aplicadas a partir dos anos 90 [26], [48]. Com o avanço nos solvers de programação linear inteira mista (MILP), a resolução por MILP passou a predominar a partir dos anos 2000 [32] [49] e tem se mostrado atualmente a técnica mais vantajosa para resolver problemas de grande porte envolvendo as restrições de UCH (vide lista de referências na Figura 9, ou Tabela 3.1 do documento original);
- Algumas técnicas de programação não linear inteira mista (MINLP) também já começam a ser empregadas [50] [51];
- Algoritmos ad-hoc de decomposição ainda têm sido empregados, embora em menor frequência, combinando diferentes técnicas de resolução [52];

⁴ As numerações no texto correspondem à lista de referências citada em [11].

- *Alguns trabalhos são aplicados ao despacho individual (“self-scheduling”) de uma usina, como em [53] [52].*
- *Uma revisão bibliográfica comparando as diferentes modelagens para alguns aspectos da função de produção, os tipos de problema considerados e métodos de solução empregados é apresentado na recente publicação [54], onde se verifica que a grande maioria dos trabalhos aplica MILP ou MINLP.”*

(Fonte: [11])

A implementação das restrições e UCH possibilitarão a alocação individual das unidades hidráulicas e o não despacho do modelo em zonas proibidas, a definição de status ligado/desligado das unidades geradoras, a modelagem das variáveis de turbinamento individualizadas, a modelagem da operação em síncrono e as restrições que envolvem os status das unidades, como turbinamento mínimo (enquanto acionada), geração mínima (enquanto acionada), custo de partida, tempo mínimo ligado ou desligado e número máximo de acionamentos. Porém, com o avanço dessas implementações, há o risco de elevação do tempo computacional, aumento da complexidade do processo (atualizar dados, montagem de decks e retirada de inviabilidades) e a necessidade de disponibilização, pelos agentes, de dados detalhados de operação das unidades, como as zonas proibidas de operação, tempos mínimo ligada e desligada e custo de partida (se for o caso de utilização).

O desenvolvimento das implementações, pelo CEPEL, da proposta apresentada em [11] foi dividido em quatro fases pelo GT-Metodologia. A primeira fase será conduzida no âmbito do CT PMO/ PLD por não envolver novos aprimoramentos metodológicos, tratando-se de uma compatibilização da função de produção hidráulica (FPH) já implementada no modelo DECOMP, que passará a ser utilizada no modelo DESSEM. As demais fases, envolvem desenvolvimentos metodológicos e, portanto, serão conduzidas no âmbito da CPAMP.

- Primeira fase: Compatibilização com a metodologia de UCH já presente no modelo DECOMP
- Segunda fase: Inclusão das restrições de alocação/operação por unidade e FPHA (Função de Produção Hidrelétrica Acumulada) por usinas
- Terceira fase: Restrições de reserva de potência considerando os status das unidades geradoras
- Quarta fase: Modelagem da FPHA por quantidade de usinas geradoras ligadas

Devido ao estágio atual de desenvolvimento e a importância de se estudar esse tema, que também vem sendo pontuados pelos agentes, o GT-Metodologia estima que esse tema possa ser analisado para possível entrada para uso oficial em janeiro de 2025.

5.4 Temas com média prioridade

A Tabela 3 apresenta um resumo dos temas considerados como média prioridade, junto com os seus benefícios e desvantagens.

Tabela 3 – Prós e contras dos temas classificados com média prioridade.

TEMA	Benefícios	Desvantagens
Avaliação de extensão do horizonte de simulação e modelagem estocástica por meio de modelos físicos e/ou autorregressivos no primeiro mês do DECOMP.	<ul style="list-style-type: none"> • Representação mais fiel das restrições hidráulicas no futuro próximo (horizonte DECOMP). • Possível maior estabilidade das variáveis primais (geração térmica) e duais (custo marginal), que são altamente sensíveis a mudanças nas condições das vazões • A representação estocástica permite representar cenários de vazão ao longo das semanas operativas (primeiro mês) do DECOMP. Este é um tema primeiramente será discutido âmbito do CT PMO/ PLD e caso seja identificada alguma necessidade de aprimoramento metodológico, o tema será remetido para avaliação do GT Metodologia. 	<ul style="list-style-type: none"> • Representação da árvore de cenários (crescimento exponencial) para PDDD (Programação Dinâmica Dual Determinística). • A modelagem estocástica a partir do segundo estágio no modelo pode onerar o tempo computacional. • Tratamento das inviabilidades ocorridas ao longo dos cenários.
Investigação de diferentes horizontes de simulação, especialmente para o modelo de médio prazo (NEWAVE).	<ul style="list-style-type: none"> • Redução do tempo computacional. 	<ul style="list-style-type: none"> • Não representatividade dos longos períodos críticos (sequencias negativas). • Necessidade de avaliações de efeitos de fim do horizonte.
Avaliação do número de cenários forward e backward (aberturas).	<ul style="list-style-type: none"> • Melhoria na representação da incerteza hidrológica. 	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento de tempo computacional a cada iteração da PDDE.
Restrições elétricas de curtíssimo prazo nos modelos de médio/curto prazo (NEWAVE/DECOMP).	<ul style="list-style-type: none"> • Representar de forma mais acurada limitações do escoamento de energia que são função do estado operativo. 	<ul style="list-style-type: none"> • Algumas restrições não são modeladas adequadamente por LPPs e a inclusão de tabelas na PDD/PDDE pode inviabilizar os cortes gerados (o que

		torna necessário um processo iterativo de exclusão de cortes inválidos, que pode comprometer o tempo computacional).
Consideração de um maior peso ao armazenamento dos reservatórios, como forma de se ter um sinal econômico do PLD mais coerente (NEWAVE).	<ul style="list-style-type: none"> • Redução de altas variabilidades de variáveis primais (geração térmica) e duais (custo marginal) oriundas de bruscas alterações de tendências hidrológicas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Necessidade de definição de Metodologia válida matematicamente e necessidade de calibração do peso. OBS: A retirada da ENA (Energia Natural Afluente) como variável de estados foi estudada no passado e não apresentou bons resultados.
Consideração de variáveis climáticas nas projeções de vazão de longo prazo. (NEWAVE).	<ul style="list-style-type: none"> • Tornar a geração de cenários de afluências de longo prazo mais aderente às mudanças observadas no regime hidrológico. 	<ul style="list-style-type: none"> • Como conciliar uma informação não estacionária com o modelo atual PAR(p)-A que pressupor a estacionariedade (construção da FCF).
Desenvolvimento de um simulador detalhado e não-linear de avaliação da qualidade da política. (NEWAVE/DECOMP/DESS EM).	<ul style="list-style-type: none"> • Desenvolver uma ferramenta capaz de aferir a viabilidade de política operativa calculada por modelos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Necessidade de desenvolvimento de uma ferramenta customizada (provável necessidade de financiamento e contratação de desenvolvedor específico).

O GT-Metodologia propõe que os temas de avaliação de extensão do horizonte do DECOMP, investigação de diferentes horizontes de planejamento e avaliação do número de cenários *forwards* e *backwards* (aberturas) possam ser abordados em conjunto com a análise do NEWAVE Híbrido e os demais temas sejam avaliados para possível uso oficial a partir de janeiro de 2026 nos processos de planejamento da operação e formação de preço. Ressalta-se que o planejamento da expansão e o cálculo de Garantia Física podem incorporar os aprimoramentos assim que aprovados pelo plenário da CPAMP, conforme explicitado na Resolução CNPE Nº 22, de 5 de outubro de 2021.

6. Referências bibliográficas

- [1] M. E. Maceira, A. C. Melo, J. F. Pessanha, C. B. Cruz, V. A. Almeida e T. C. Justino, “Uma Abordagem para a Representação das Incertezas da Fonte de Geração Eólica no Planejamento da Operação de Longo e Médio Prazos-Modelo NEWAVE-Relatório Final,” Relatório Técnico CEPEL 3872/2021, 2021.
- [2] CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, “Desmistificando o REE,” Apresentação no Workshop do GT Metodologia, 13 de dezembro de 2021.
- [3] C. B. Cruz, A. L. Diniz, T. C. Justino e R. R. Barboza, “Representação de usinas hidrelétricas individualmente e de forma agregada na programação dinâmica dual estocástica - NEWAVE Híbrido,” Relatório Técnico CEPEL 1002/2022, 2022.
- [4] S. Rebennack, “Combining Sampling-based and Scenario-based Nested Benders' Decomposition Methods: Application to Stochastic Dual Dynamic Programming,” *athematical programming*, vol. 156, nº 1, pp. 343-389, 2016.
- [5] A. B. Philpott e V. L. de Matos, “Dynamic sampling algorithms for multi-stage stochastic programs with risk aversion,” *European Journal of Operational research*, vol. 218, nº 2, pp. 470-483, 2012.
- [6] A. W. Rosemberg, A. Street, J. D. Garcia, D. M. Valladão, T. Silva e O. Dowson, “Assessing the Cost of Network Simplifications in Long-Term Hydrothermal Dispatch Planning Models,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 13, nº 1, pp. 196-206, 2022.
- [7] G. L. M. Fredo, , E. C. Finardi, P. V. Larroyd e L. B. Picarelli, “Inflow Aggregation and Run-of-the-River Inflow Energy for Reducing Dimensionality in the Long-Term Generation Scheduling Problem,” *IEEE Access*, vol. 9, pp. 98542-98560, 2021.
- [8] P. V. Larroyd, R. Pedrini, F. Beltran, G. Teixeira, E. C. Finardi e L. B. Picarelli, “Dealing with Negative Inflows in the Long-Term Hydrothermal Scheduling Problem,” *Energies*, vol. 1, pp. 1-19, 2022.
- [9] G. Fredo e E. C. Finardi, “Assessing solution quality and computational performance in the long-term generation scheduling problem considering different hydro production function approaches,” *Renewable Energy*, vol. 131, pp. 45-54, 2019.
- [10] F. D. Machado, A. L. Diniz e C. T. Borges, “Asynchronous parallel stochastic dual dynamic programming applied to hydrothermal generation planning,” *Electric Power Systems Research*, vol. 191, p. 106907, 2021.

- [11] A. L. Diniz, L. F. Cerqueira e C. H. Saboia, "Proposta de modelagem das restrições de unit commitment hidráulico e curvas de eficiência para o modelo DESSEM," Relatório Técnico CEPEL 999/2022, 2022.
- [12] CEPEL, Manual de Referência - Modelo NEWAVE, Rio de Janeiro: CEPEL, 2018.
- [13] D. N. Joanes e C. A. Gill, "Comparing measures of sample skewness and kurtosis," *Journal of the Royal Statistical Society: Series D (The Statistician)*, vol. 47, 2002.
- [14] M. E. P. Maceira, D. D. J. Penna, C. B. d. Cruz, A. L. Diniz, A. C. G. d. Melo e F. Treistman, "Técnicas de Reamostragem de Cenários Hidrológicos para a simulação forward da PDDE na Definição da Estratégia de Operação Energética de Longo/Médio Prazo," CEPEL, Rio de Janeiro, 2018.
- [15] D. D. J. Penna, F. Treistman e M. E. P. Maceira, "Avaliação de alternativas para escolha do representante no processo de agregação da Amostragem Seletiva," CEPEL, Rio de Janeiro, 2018.
- [16] D. J. D. Penna, M. E. P. Maceira, J. M. D. H. S. d. Araújo e F. Treistman, "Modelo de Geração de Séries Sintéticas de Energias e Vazões Manual de Referência," CEPEL, Rio de Janeiro, 2016.
- [17] E. J. Hannan e B. G. Quinn, "The Determination of the order of an autoregression," *Journal of the Royal Statistical Society*, vol. 41, nº B, 1979.
- [18] S. Kotz e N. L. Johnson, "Introduction to Akaike (1973) information theory and an extension of the maximum likelihood principle," *Breakthroughs in Statistics I*, 1992.
- [19] A. v. d. Linde, "DIC in variable selection," *Statistica Neerlandica*, 2005.
- [20] S. Konishi e G. Kitagawa, Information criteria and statistical modeling, Springer, 2008.
- [21] A. L. Diniz, F. S. Costa, M. E. P. Maceira, T. N. Santos, L. C. Brandão e R. N. Cabral, "Short/Mid-Term Hydrothermal Dispatch and Spot Pricing for Large-Scale Systems - the Case of Brazil," Dublin, 2018.
- [22] CEPEL, "Modelo de Previsão de Vazões Semanais Afluentes aos Aproveitamentos Hidroelétricos do Sistema Brasileiro. Manual de Referência," CEPEL, Rio de Janeiro, 2015.
- [23] M. Maceira, D. Penna, A. Diniz, R. Pinto, A. Melo, C. Vasconcellos e C. Cruz, "Twenty years of application of stochastic dual dynamic Programming in official and agent studies in Brazil – Main features and improvements on the NEWAVE model," 20th PSCC – Power Systems Computation Conference, Dublin, 2018.
- [24] ONS, "ONS NT 143/2010 - Grupo de Estudos de Volatilidade do CMO/PLD da CPAMP - Relatório Técnico," ONS, Rio de Janeiro, 2011.

- [25] ONS, "Procedimentos de Rede: Submódulo 23.4 - Diretrizes e critérios para estudos energéticos," ONS, Rio de Janeiro, 2016.
- [26] CEPEL, "Avaliação da utilização da correlação espacial mensal na geração de cenários sintéticos de afluências e seus impactos na determinação da política ótima de operação de médio prazo," CEPEL, Rio de Janeiro, 2019.
- [27] CCEE, ONS, EPE, "Relatório Técnico GT Metodologia CPAMP nº 04-2019 Análise de alternativas para mitigação da volatilidade do CMO-PLD," 2019.
- [28] M. Soares, A. Street e D. M. Valladão, "On the solution variability reduction of Stochastic Dual Dynamic Programming applied to energy planning," *European Journal of Operational Research*, 2017.
- [29] J. Benders, "Partitioning procedures for solving mixed-variables programming problems," *Numerische Mathematik*, 1962.
- [30] M. V. F. Pereira e L. M. V. G. Pinto, "Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning," *Mathematical Programming*, 1991.
- [31] M. Maceira, F. L. Terry, J.M.Damázio e A.C.G.Melo, "Chain of optimization models for setting the energy dispatch and spot price in the brazilian system," em *Power system computation conference*, Sevilla, 2002.
- [32] M. Maceira, V. Duarte, D. Penna, L. Moraes e A. Melo, "Ten years of application of stochastic dual dynamic programming in official and agent studies in Brazil - Description of the NEWAVE program," em *Power system computation conference*, 2008.
- [33] L. Barroso, J. Rosenblatt, A. Guimaraes, B. Bezerra e M. Pereira, "Auctions of contracts and energy call options to ensure supply adequacy in the second stage of the brazilian power sector reform," *Power engineering society general meeting IEEE*, p. 8, 2006.
- [34] L. A. Barroso, A. Street, S. Granville e M. V. Pereira, "Offering Strategies and Simulation of Multi-Item Iterative Auctions of Energy Contracts," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, nº 4, p. 1917–1928, 2011.
- [35] Tejada-Guibert, J. Alberto, S. A. Johnson e J. R. Stedinger, "The Value of Hydrologic Information in Stochastic Dynamic Programming Models of a Multireservoir System," *Water Resources Research*, vol. 31, nº 10, pp. 2571-2579, 1995.
- [36] J. D. Little, "The use of storage water in a hydroelectric system," *Operations Research*, vol. 3, nº 2, pp. 187-197, 1955.
- [37] J. R. Stedinger, B. F. Sule e D. P. Loucks, "Stochastic dynamic programming models for reservoir operation optimization," *Water Resources Research*, vol. 20, nº 11, pp. 1499-1505, 1984.

- [38] M. E. Maceira e C. V. Bezerra, "Stochastic Streamflow model for Hydroelectric Systems," em *5th Int. Conf. on Probabilistic Methods Applied to Power Systems - PMAPS*, Vancouver, Canada, 1997.
- [39] C. d. P. d. E. E. CEPEL, "Atualização da Política de Operação Calculada pelo Modelo NEWAVE a cada Revisão Semanal do Programa Mensal da Operação do Sistema Interligado Nacional," Relatório Técnico, Rio de Janeiro, 2020.
- [40] M. E. Maceira, "Programação Dinâmica Dual Estocástica Aplicada ao Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos com Representação do Processo Estocástico de Afluências por Modelos Auto-Regressivos Periódicos," Relatório Técnico Cepel, Rio de Janeiro, 1993.
- [41] L. A. Terry, M. V. F. Pereira, T. A. Araripe Neto, L. F. C. A. Silva e P. R. H. Sales, "Coordinating the Energy Generation of the Brazilian National Hydrothermal Electrical Generating System," *Interfaces*, vol. 16, pp. 16-38, 1986.
- [42] J. Pina, A. Tilmant e P. Coté, "Optimizing Multireservoir System Operating Policies Using Exogenous Hydrologic Variables," *Water Resources Research*, vol. 53, nº 11, pp. 9845-9859, 2017.
- [43] A. Philpott e V. L. de Matos, "Dynamic sampling algorithms for multi-stage stochastic programs with risk aversion," *European Journal of Operational Research*, vol. 218, nº 2, pp. 470-483, 2012.