



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
CENTRO TECNOLÓGICO  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Vinicius Gomes da Silva

**Aplicação de Modelos Hidrotérmicos na Seleção de Estados para a Avaliação de  
Confiabilidade Composta dos Sistemas de Energia Elétrica**

Florianópolis  
2024

Vinicius Gomes da Silva

**Aplicação de Modelos Hidrotérmicos na Seleção de Estados para a Avaliação de Confiabilidade Composta dos Sistemas de Energia Elétrica**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Erlon Cristian Finardi, Phd.

Coorientadora: Erika Pequeno dos Santos, Dra

Florianópolis

2024

Ficha catalográfica gerada por meio de sistema automatizado gerenciado pela BU/UFSC.  
Dados inseridos pelo próprio autor.

da Silva, Vinicius Gomes

Aplicação de Modelos Hidrotérmicos na Seleção de Estados para a Avaliação de Confiabilidade Composta dos Sistemas de Energia Elétrica / Vinicius Gomes da Silva ; orientador, Erlon Cristian Finardi, coorientadora, Erika Pequeno dos Santos, 2024.

125 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2024.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Planejamento Energético. 3. Método Monte Carlo Sequencial. 4. Gestão de Reservatórios. 5. Sistemas de Energia Elétrica. I. Finardi, Erlon Cristian. II. Santos, Erika Pequeno dos. III. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

Vinicius Gomes da Silva

**Aplicação de Modelos Hidrotérmicos na Seleção de Estados para a Avaliação de Confiabilidade Composta dos Sistemas de Energia Elétrica**

O presente trabalho ao nível de mestrado foi avaliado e aprovado por banca examinadora composta pelos seguintes membros:

---

Prof. Leonel Magalhães Carvalho, Ph.D.  
INESC TEC

---

Prof. Pedro César Cordeiro Vieira, Dr.  
Instituto Federal de Santa Catarina

Certificamos que esta é a **versão original e final** do trabalho de conclusão que foi julgado adequado para obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica.

---

Prof. Telles Brunelli Lazzarin, PhD  
Coordenador do Programa

---

Prof. Erlon Cristian Finardi, Phd.  
Orientador

Florianópolis, 29 de Julho de 2024.

Para minha mãe.

## AGRADECIMENTOS

Esta parte poderia ser facilmente a maior do documento, se fosse agradecer nomeadamente a cada um durante o período do mestrado. Portanto, por estar vivo até aqui, agradeço. Aos meus pais, especialmente à minha mãe, por sempre estar comigo e me incentivar em todos os momentos e nos pensamentos sobre “voltar”. Agradeço a Floripa por me oferecer um ponto de vista sobre a vida e sobre as pessoas que, bom ou ruim, nos alimenta, fortalece e modifica. Este trabalho, em suma, é a certeza de que nada na vida é individual. Laços de amizade e profissionais serão levados para a vida toda. Não poderia deixar de agradecer pela oportunidade que tive de compartilhar a vida com “Dona Nuzia” (*in memoriam*), minha tia, e com a minha avó Maura (*in memoriam*), que, à sua maneira, me auxiliou e apoiou na decisão de iniciar esta trajetória. As minhas irmãs, Nayra e Jordania, obrigado. Não consigo mensurar o quanto perdi do meu cotidiano em Aracaju, mas posso destacar alguns pontos que ganhei aqui. Daniel, Jessica, Mateus, Daniel ‘Ceará’, Fernanda, Felipe e a Ana, obrigado, vocês fazem parte disso. Adriel, Luiz, Vinícios, João, Joanes, Denner, Flavio, outro Vinícius e o Thiago, obrigado pelos momentos e pelo apoio.

Ao grupo maromba (Beatriz e Thayane), que surgiu no final do ano passado, mas que vem junto desde o começo, obrigado pela força e pelo trabalho duro, seja dentro ou fora da academia — nos dois sentidos.

Aos professores, no geral, que formam o grupo de Sistemas Elétricos de Energia, em especial Prof. Mauro Rosa. Henderson, Eduardo, Vitor, Wagno, Juliana, seja do LABPLAN ou do PSMORA, obrigado. Erlon e Erika, obrigado pelas contribuições até aqui.

Não poderia deixar de mencionar meus amigos de Sergipe, Natalia, André, Higo, Higous, Lucas B., Lucas F., Vianna, Bruna, Lais e a Taís, obrigado pela existência de vocês.

Por fim, mas não menos importante, agradeço a CAPES e ao INESC P&D Brasil pelo suporte financeiro.

## RESUMO

O Método de Monte Carlo Sequencial é comumente utilizado para a modelagem e simulação de sistemas complexos, especialmente na avaliação de incertezas e na estimativa de índices de confiabilidade. O algoritmo clássico do Método de Monte Carlo Sequencial é caracterizado por três etapas essenciais, a saber, amostrar os estados, avaliar estados e estimar índices, que formam a base do processo. No entanto, a evolução dos modelos utilizados dentro dessas etapas é crucial para aprimorar a precisão e a aplicabilidade dos resultados obtidos. Este trabalho tem como foco a fase de amostragem do Método de Monte Carlo Sequencial ao incorporar um modelo mais detalhado e representativo na composição dos estados para a avaliação e estimativa de índices, visando a ampliação de detalhes na gestão dos recursos hídricos. Modelos de otimização são fundamentais para encontrar solução ótima de um problema de minimização ou maximização, podendo ou não ter restrições. Estes detalhes conduzem à definição de um novo problema que permita uma representação mais fidedigna das variáveis e dos processos envolvidos, em particular, na gestão de reservatórios, considerando a disponibilidade de água, para prever a geração. Embora a geração hídrica dependa diretamente da disponibilidade de água, os modelos mais comuns utilizados para amostrar cenários costumam empregar métodos proporcionais. Esses métodos definem a geração com base em um percentil fixo numa janela temporal mensal, refletindo a disponibilidade de energia. Contudo, existem outros métodos que permitem uma modelagem mais precisa da limitação dos recursos em termos de energia disponível, como aqueles que utilizam heurísticas. Embora essa abordagem represente de maneira mais adequada as características energéticas do sistema, frequentemente não leva em conta a disponibilidade real de recursos hídricos. Como resultado, as soluções propostas podem não refletir o comportamento real desses sistemas. Partindo disto, neste trabalho propõe-se uma melhoria do modelo utilizado na fase de amostragem. Via métodos de otimização, foi possível não só aumentar a precisão das estimativas, mas também proporcionar uma gestão mais inteligente e adaptativa dos recursos hídricos, considerando as condições operativas atuais dos equipamentos (estado *up* e *down*). Modelos anteriores não incorporavam essa dinâmica de gestão adaptativa, o que poderia levar à utilização ineficiente dos recursos hídricos. A abordagem proposta, por outro lado, pode ajustar a operação do reservatório conforme as condições operativas, otimizando o planejamento das unidades geradoras.

**Palavras-chave:** Planejamento Energético; Gestão de Reservatórios; Sistemas de Energia Elétrica; Método de Monte Carlo Sequencial.

## ABSTRACT

The Sequential Monte Carlo Method is commonly used for modeling and simulating complex systems, particularly in uncertainty assessment and reliability index estimation. The classic algorithm of the Sequential Monte Carlo Method consists of three essential steps: state sampling, state evaluation, and index estimation, which form the core of the process. However, the evolution of models used within these steps is crucial for enhancing the accuracy and applicability of the results. This work focuses on the sampling phase of the Sequential Monte Carlo Method by incorporating a more detailed and representative model in the composition of states for evaluation and index estimation, aiming to enhance the management of water resources. Optimization models are fundamental for finding the optimal solution to a minimization or maximization problem, which may or may not have constraints. These enhancements lead to the definition of a new problem that allows for a more faithful representation of the variables and processes involved, particularly in reservoir management, considering water availability to predict generation. Although hydropower generation directly depends on water availability, the most commonly used models for scenario sampling often employ proportional methods. These methods define generation based on a fixed percentile within a monthly time window, reflecting energy availability. However, there are other methods that enable more precise modeling of resource limitations in terms of available energy, such as those using heuristics. While this approach more adequately represents the energy characteristics of the system, it often does not account for the actual availability of water resources. Consequently, the proposed solutions may not reflect the real behavior of these systems. Therefore, this work proposes an improvement to the model used in the sampling phase. Through optimization methods, it was possible not only to increase the accuracy of estimates but also to enable more intelligent and adaptive management of water resources, considering the current operational conditions of the equipment (up and down states). Previous models did not incorporate this adaptive management dynamic, which could lead to inefficient use of water resources. The proposed approach, on the other hand, can adjust reservoir operation according to operational conditions, optimizing the planning of generating units.

**Keywords:** Energy Planning; Reservoir Management; Electrical Power Systems; Sequential Monte Carlo Method.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Zonas funcionais e níveis hierárquicos. . . . .	33
Figura 2 – Modelo de Markov de dois estados. . . . .	36
Figura 3 – Representação simplificada da sequência de eventos no Método de Monte Carlo Sequencial (MMCS). . . . .	40
Figura 4 – Aumento e redução do volume — Desvios positivos e negativos. . .	50
Figura 5 – Seleção dos estados - UC. . . . .	58
Figura 6 – Algoritmo de análise de estado. . . . .	59
Figura 7 – Sistema teste — 6 barras. . . . .	61
Figura 8 – Função Potência Hídrica Disponível — HIDRO1. . . . .	64
Figura 9 – Função Potência Hídrica Disponível — HIDRO2. . . . .	65
Figura 10 – Planejamento da componente hídrica - PRP, CRM <sub>S2</sub> e CRM. . . . .	67
Figura 11 – Produção x Bombeamento (CRM <sub>S2</sub> sem falhas). . . . .	68
Figura 12 – CLD - Sem falha - Semana 15. . . . .	70
Figura 13 – CRM <sub>S2</sub> - Sem falha - Semana 15. . . . .	71
Figura 14 – CLD - Com falha - Semana 15. . . . .	71
Figura 15 – CRM - Com falha - Semana 15. . . . .	72
Figura 16 – CLD - Sem falha - Semana 32. . . . .	73
Figura 17 – CRM <sub>S2</sub> - Sem falha - Semana 32. . . . .	73
Figura 18 – CLD - Com falha - Semana 32. . . . .	74
Figura 19 – CRM <sub>S2</sub> - Com falha - Semana 32. . . . .	74
Figura 20 – CLD - Sem falha - Semana 50. . . . .	75
Figura 21 – CRM <sub>S2</sub> - Sem falha - Semana 50. . . . .	76
Figura 23 – CRM <sub>S2</sub> - Com falha - Semana 50. . . . .	76
Figura 22 – CLD - Com falha - Semana 50. . . . .	77
Figura 24 – Comparação do índice LOLE (h/ano) entre os modelos CRM <sub>S1</sub> , CRM <sub>S2</sub> , CLD e PRP. . . . .	80
Figura 25 – Comparação do índice LOLD (h/occ.) entre os modelos CRM <sub>S1</sub> , CRM <sub>S2</sub> , CLD e PRP. . . . .	81
Figura 26 – Comparação do índice EENS (MWh/ano) entre os modelos CRM <sub>S1</sub> , CRM <sub>S2</sub> , CLD e PRP. . . . .	81
Figura 27 – CRM - Com falha - Semana 50, MV reduzido . . . . .	84
Figura 28 – CRM — Sem falha — Semana 50, MV reduzido . . . . .	85
Figura 29 – Carga Planejada ao Longo do Tempo. . . . .	88
Figura 30 – PRP - Sem falha. . . . .	99
Figura 31 – PRP - Com falha. . . . .	103
Figura 32 – CLD - Sem falha. . . . .	108
Figura 33 – CLD - Com falha. . . . .	112

Figura 34 – CRM - Sem falha. . . . .	117
Figura 35 – CRM - Com falha. . . . .	121

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Dados das Barras. . . . .	62
Tabela 2 – Dados das Linhas. . . . .	62
Tabela 3 – Dados de Classe e Tecnologia de Geração. . . . .	63
Tabela 4 – Dados das Hidrelétricas — Potência Hídrica Disponível. . . . .	63
Tabela 5 – Resumo das Simulações . . . . .	66
Tabela 6 – Participação das Hídricas . . . . .	68
Tabela 7 – Dados Semanais das Hidrelétricas . . . . .	69
Tabela 8 – Dados de volume inicial e volume final para semanas 15, 32 e 50 .	70
Tabela 9 – Resumo da semana 32 - Comparação entre CRM <sub>S2</sub> e CLD. . . . .	74
Tabela 10 – Resumo da semana 50 — CRM <sub>S2</sub> e CLD. . . . .	76
Tabela 11 – Índices Globais - (CRM <sub>S2</sub> ) com desvio negativo . . . . .	78
Tabela 12 – Índices Globais - (CRM <sub>S1</sub> ) com desvio negativo e positivo. . . . .	78
Tabela 13 – Índices Globais - CLD. . . . .	79
Tabela 14 – Índices Globais - PRP. . . . .	79
Tabela 15 – Intervalo de confiança dos índices globais . . . . .	82
Tabela 16 – Índices Globais — CRM <sub>S2</sub> com custo ( $M_V$ ) reduzido . . . . .	85

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CLD	Modelo Hídrico Carga Líquida
CRM	<i>Capacity Reservoir Management</i>
EENS	<i>Expected Energy Not Supplied</i>
EPNS	<i>Expected Power Not Supplied</i>
GeT	Geração e Transmissão
HUC	<i>Hydro Unit Commitment</i>
IRENA	Agência Internacional de Energia Renovável
LOLD	<i>Loss Of Load Duration</i>
LOLE	<i>Loss Of Load Expectation</i>
LOLF	<i>Loss Of Load Frequency</i>
LOLP	<i>Loss Of Load Probability</i>
MINLP	<i>Mixed-Integer Nonlinear Programming</i>
MMCS	Método de Monte Carlo Sequencial
MTTF	<i>Mean Time To Failure</i>
MTTR	<i>Mean Time To Repair</i>
NH0	Nível Hierárquico 0
NH1	Nível Hierárquico 1
NH2	Nível Hierárquico 2
NH3	Nível Hierárquico 3
NTC	<i>Net Transfer Capacity</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PLIM	Programação Linear Inteira Mista
PRP	Modelo Hídrico Proporcional
PS-MORA	<i>Power System Model for Operational Reserve Adequacy</i>
SEP	Sistema Elétrico de Potência
UC	<i>Unit Commitment</i>
UG	Unidade Geradora

## LISTA DE ALGORITMOS

1	Método de simulação de Monte Carlo sequencial . . . . .	43
---	---	----

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>15</b>
1.1	QUESTÕES DE PESQUISA E HIPÓTESES CONSIDERADAS	18
1.2	OBJETIVOS	18
<b>1.2.1</b>	<b>Objetivo geral</b>	<b>18</b>
<b>1.2.2</b>	<b>Objetivos específicos</b>	<b>18</b>
1.3	ESTRUTURA DO DOCUMENTO	19
<b>2</b>	<b>MÉTODOS E MODELOS DE OTIMIZAÇÃO EM SISTEMAS ELÉTRICOS</b>	<b>21</b>
2.1	ABORDAGENS COMPUTACIONAIS E FERRAMENTAS PARA PLANEJAMENTO E AVALIAÇÃO DE CONFIABILIDADE	21
<b>2.1.1</b>	<b>Modelos de despacho hidrotérmico</b>	<b>22</b>
2.1.1.1	DESSEM	22
2.1.1.2	VALORAGUA	23
<b>2.1.2</b>	<b>Programas para avaliações probabilísticas de confiabilidade composta</b>	<b>24</b>
2.1.2.1	Programa NH2	24
2.1.2.2	PS-MORA	25
2.2	ABORDAGENS PARA COMPOSIÇÃO DOS ESTADOS DETERMINÍSTICO, HEURÍSTICO E OTIMIZAÇÃO	26
2.3	HIDRELÉTRICAS E RESERVATÓRIOS	28
2.4	PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA DE HIDRELÉTRICAS	30
2.5	MODELAGEM DA POTÊNCIA HÍDRICA DISPONÍVEL	30
<b>2.5.1</b>	<b>Potência hídrica disponível por séries históricas</b>	<b>30</b>
2.6	PLANEJAMENTO ENERGÉTICO VS AVALIAÇÃO DE CONFIABILIDADE	31
<b>2.6.1</b>	<b>Método de Monte Carlo Sequencial para a avaliação da adequação de sistemas elétricos</b>	<b>32</b>
2.6.1.1	Zonas funcionais e níveis hierárquicos	32
2.6.1.2	Índices de confiabilidade	34
2.6.1.3	Modelagem dos componentes do sistema – Modelo Markov	36
2.6.1.4	Unidades de geração	38
2.6.1.4.1	<i>Unidades hídricas</i>	38
2.6.1.4.2	<i>Linhas de transmissão, transformadores e interligações</i>	39
2.6.1.4.3	<i>Carga</i>	39
2.6.1.5	Método de Monte Carlo Sequencial	39
2.6.1.6	Método de parada e/ou convergência do MMCS	42

<b>3</b>	<b>MODELAGEM, PREPARAÇÃO DE DADOS E SISTEMA TESTE . . .</b>	<b>45</b>
3.1	ALOCAÇÃO DE UNIDADES HIDRELÉTRICAS . . . . .	45
<b>3.1.1</b>	<b>Modelo Hídrico CRM . . . . .</b>	<b>46</b>
3.1.1.1	Função Objetivo . . . . .	47
3.1.1.2	Restrições . . . . .	47
3.2	FLUXO DE POTÊNCIA . . . . .	55
<b>3.2.1</b>	<b>Análise via fluxo de potência linearizado via otimização . . . . .</b>	<b>56</b>
<b>3.2.2</b>	<b>Algoritmo de Avaliação de Estados . . . . .</b>	<b>56</b>
<b>4</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES . . . . .</b>	<b>60</b>
4.1	DESCRIÇÃO DA INFRAESTRUTURA, REDE DE TESTE E ESTUDO DE CASO . . . . .	60
<b>4.1.1</b>	<b>Infraestrutura . . . . .</b>	<b>60</b>
4.2	SISTEMA TESTE . . . . .	60
<b>4.2.1</b>	<b>Sistema teste — 6 barras . . . . .</b>	<b>61</b>
<b>4.2.2</b>	<b>EVOLUÇÃO DAS SIMULAÇÕES . . . . .</b>	<b>65</b>
4.3	SIMULAÇÕES E RESULTADOS NUMÉRICOS . . . . .	67
4.4	AVALIAÇÃO COMPOSTA . . . . .	77
<b>5</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS . . . . .</b>	<b>86</b>
5.1	CONCLUSÕES . . . . .	86
5.2	PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS . . . . .	88
	<b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>	<b>89</b>
	<b>APÊNDICE A – RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES COM E SEM FALHA PARA UM ANO . . . . .</b>	<b>99</b>
A.1	PRP . . . . .	99
<b>A.1.1</b>	<b>52 semanas sem falhas . . . . .</b>	<b>99</b>
<b>A.1.2</b>	<b>52 semanas com falhas . . . . .</b>	<b>103</b>
A.2	CLD . . . . .	108
<b>A.2.1</b>	<b>52 semanas sem falhas . . . . .</b>	<b>108</b>
<b>A.2.2</b>	<b>52 semanas com falhas . . . . .</b>	<b>112</b>
A.3	CRM . . . . .	117
<b>A.3.1</b>	<b>52 semanas sem falhas . . . . .</b>	<b>117</b>
<b>A.3.2</b>	<b>52 semanas com falhas . . . . .</b>	<b>121</b>

## 1 INTRODUÇÃO

A principal função do Sistema Elétrico de Potência (SEP) é fornecer energia elétrica aos seus clientes de maneira econômica, confiável e dentro dos índices de qualidade aceitáveis. A avaliação da adequação da capacidade de geração é o aspecto fundamental na avaliação da confiabilidade do SEP (AL-SHAALAN, 2019; OKOYE *et al.*, 2020). É necessário a adoção de um critério de segurança para estabelecer níveis desejados de confiabilidade e para realizar uma análise e comparação dos níveis de segurança com planos de expansão alternativos factíveis. Esta exigência conduziu ao desenvolvimento de técnicas abrangentes de avaliação e modelagem de confiabilidade (BILLINTON; LI, 1994; BILLINTON; ALLAN, 1996; AL-SHAALAN, 2017).

Historicamente, durante as décadas de 1950 e 1960, à medida que a eletricidade se tornava cada vez mais presente para a sociedade, os primeiros estudos começaram a surgir. Considerado uma figura notável, Kimbark (1948), em seu livro *Power System Stability* desenvolveu um dos primeiros trabalhos de referência na área de estabilidade do SEP e que concedeu uma base importante para os estudos subsequentes de confiabilidade e disponibilidade de energia elétrica.

Ainda na década de 1950, começaram a surgir modelos matemáticos para representar a probabilidade de falha de equipamentos elétricos. Autores como F. Downton (1970), Thomas J. Boardman e Peter J. Kendell (1970) desenvolveram trabalhos sobre o Modelo Exponencial de Falha. Esse modelo é explicado por sua relação com distribuições exponenciais bivariadas e é utilizado para modelar a confiabilidade de sistemas. Em particular, o modelo considera que, por um lado, a falha de dois componentes pode estar de alguma forma relacionada e, por outro, as falhas seguem distribuições exponenciais, nas quais a falha pode ser influenciada por vários fatores.

Buscando adaptar e aproximar o modelo da realidade e possibilitar que a taxa de falha varie ao longo do tempo, o Modelo de Weibull, proposto por Waloddi Weibull (1951) é uma extensão do Modelo Exponencial referido anteriormente. Este modelo é usado para representar a taxa de falha de equipamentos, que permite ainda defini-la de forma crescente ou decrescente, ao longo da vida útil do componente (XIE; LAI, 1996; MURTHY; BULMER; ECCLESTON, 2004).

Além dos modelos já citados, há outros na literatura, tais como, o Modelo de Falha de Arrhenius, proposto por Svante Arrhenius, uma equação empírica que descreve a taxa de falha de componentes ou materiais devido à degradação térmica ao longo do tempo (LOGAN, 1982). A sua aplicação requer simplificações e suposições específicas, uma vez que não considera todos os mecanismos de degradação possíveis e assume que a temperatura é o único fator relevante.

À medida que os sistemas de energia elétrica se tornaram mais complexos e com o aumento da diversidade das fontes geradoras, tornou-se necessário o desen-

volvimento de modelos mais elaborados para representar a confiabilidade e reproduzir falhas em sistemas complexos. Isso incluiu a criação de modelos de falhas em sistemas de transmissão e distribuição, considerando os diversos componentes interconectados. Nesse contexto, surge o Método de Monte Carlo, Sequencial, Não-Sequencial, entre outros, que embora não seja um modelo específico, é aplicado em várias pesquisas na literatura (CARVALHO, 2013; DA ROSA *et al.*, 2016; SANTOS, 2019; VIEIRA, 2020; TÔRRES, 2021; SKORUPA, 2021; TONIAZZO, 2022) para simular um conjunto de cenários e calcular a probabilidade de falha do sistema com base nessas simulações.

Deste modo, pode-se afirmar que a confiabilidade está intrinsecamente relacionada à capacidade de um sistema ou componente em manter seu desempenho esperado ao longo do tempo, considerando as diversas variáveis e incertezas que podem afetá-lo (BILLINTON; ALLAN, 1992). Nas análises de sistemas elétricos, no contexto supracitado, a confiabilidade é um fator crítico, pois qualquer falha ou interrupção no fornecimento de energia elétrica pode ter impactos significativos. Em suma, a confiabilidade de sistemas elétricos visa quantificar a capacidade do sistema em fornecer eletricidade de forma contínua e estável e identificar melhorias, considerando todos os elementos que compõem o sistema, tais como elementos do subsistema de geração, de transmissão e de distribuição de energia elétrica.

Embora a abordagem tradicional de confiabilidade — concentrada na avaliação da capacidade de um sistema, produto ou componente de desempenhar sua função pretendida consistentemente ao longo do tempo, sob condições específicas e dentro de limites de tolerância predefinidos — se mantenha desde os primeiros estudos realizados, as detecções das falhas adaptaram-se conforme o avanço do sistema elétrico, da matriz energética, dentre outros aspectos que envolvem os diferentes níveis do sistema: Geração, Transmissão e Distribuição.

Em confiabilidade, as avaliações das falhas são observadas, essencialmente, no âmbito dos sistemas de Geração, de Transmissão e de Geração e Transmissão (GeT). Neste ponto, a análise de confiabilidade evoluiu desde os primeiros trabalhos, como desenvolvido por Billinton (1963) em técnicas aplicadas nas unidades de geração. Noutra colaboração, Karki, Hu e Billinton (2006) aplicam as análises, sobretudo, em fontes de energia intermitentes. Na transmissão, Billinton e Bollinger (1968) incorpora processos de Markov de dois estados para determinar a taxa de falha do sistema e as probabilidades de falha para configurações simples. Por fim, na distribuição, Cassula *et al.* (2003), analisa a confiabilidade de sistemas de distribuição, considerando os efeitos das falhas provenientes dos sistemas de GeT de energia. Essa abordagem possibilita uma avaliação integrada que abrange os aspectos de geração, transmissão e distribuição de energia.

Um dos conceitos essenciais na análise de confiabilidade de sistemas elétricos é a divisão em níveis hierárquicos. O Nível Hierárquico 0 (NH0), também conhecido

como a perspectiva energética, foca especificamente na análise de confiabilidade do sistema elétrico do ponto de vista energético, abrangendo geralmente a disponibilidade do recurso energético primário. Enquanto isso, o Nível Hierárquico 3 (NH3) adota uma abordagem integrada, considerando não apenas a geração, mas também a transmissão e a distribuição de energia elétrica.

Além dos níveis extremos, o Nível Hierárquico 1 (NH1) e Nível Hierárquico 2 (NH2) desempenham papéis fundamentais e complementares na análise de confiabilidade. O NH1 concentra-se na avaliação dos equipamentos de geração e sua capacidade de atender à carga do sistema, garantindo que os geradores possam fornecer energia de maneira confiável. Ao passo que no NH2 realiza-se uma avaliação composta que considera os modelos dos geradores e do sistema de transmissão, fundamental para analisar a capacidade de fornecimento de energia nos pontos de entrega de energia pela rede de transmissão. (VIEIRA, 2020).

No NH0, o processo de amostragem de estados é incorporado, sendo a composição dos estados uma etapa crucial nos estudos de confiabilidade. Com foco nesse aspecto, esta pesquisa visa aumentar o detalhamento energético e, conseqüentemente, melhorar o despacho das unidades geradoras do sistema avaliado. Para isso, é implementada a alocação das unidades geradoras, com a inclusão de características inerentes às usinas hidrelétricas.

As usinas hidrelétricas desempenham um papel significativo no sistema elétrico mundial, destacando-se como a fonte preponderante de geração de eletricidade no âmbito do sistema elétrico brasileiro. Conforme dados apresentados pela Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA), relativos ao ano de 2021, observa-se que a capacidade instalada ao nível global destinada à geração de energia hidrelétrica corresponde a 39,9%, ao passo que a produção de energia elétrica advinda dessas usinas perfaz um percentual de 54,4% do total produzido. No contexto do panorama energético brasileiro, as usinas hidrelétricas acumulam uma capacidade instalada representativa de 67,9%, contribuindo para a geração de eletricidade na ordem de 71,5%. Em contraste, em Portugal, tais usinas também desempenham um papel relevante, com 48,1% da capacidade instalada e uma contribuição de 37,8% para a produção de energia elétrica.

Nesse contexto, a modelagem das unidades geradoras assume uma posição central, em virtude do impacto do despacho dessas unidades para o sistema. A representação matemática do processo de produção em usinas hidrelétricas exige a consideração dos aspectos físicos da turbina hidráulica, responsável por converter a energia potencial gravitacional da água em energia mecânica, bem como do gerador, encarregado de transformar essa energia mecânica em eletricidade tão quanto dos aspectos ligados a gestão do reservatório.

A abertura e aumento no nível de detalhes e aspectos acerca do comporta-

mento operacional das fontes de geração no NH0 desempenha um papel significativo ao introduzir o comportamento intrínseco do sistema hidráulico. No entanto, é imperativo reconhecer que, até agora, a análise de confiabilidade adquire menor ênfase à incorporação do comportamento dos reservatórios. Por conseguinte, ela se torna objeto de estudo, dado que a gestão eficiente dos reservatórios desempenha um papel central na operação e no despacho de usinas hidrelétricas.

## 1.1 QUESTÕES DE PESQUISA E HIPÓTESES CONSIDERADAS

1. Quais são as vantagens tangíveis de realizar um modelo de otimização do recurso hídrico antes de iniciar a análise de confiabilidade, e qual o impacto nos índices de confiabilidade?
2. Quais são os principais critérios e variáveis que devem ser considerados durante o processo de otimização do recurso hídrico, e como eles se relacionam com a confiabilidade do sistema?
3. Quais são os desafios práticos envolvidos na implementação da otimização do recurso hídrico, e como eles podem ser superados?

No escopo da análise, é relevante destacar as hipóteses consideradas, enfatizando:

- Inclusão do UC hidrotérmico com a consideração de restrições inerentes a operação das usinas hídricas, enquanto as térmicas limitam-se a restrições operacionais como: limites de geração mínimos e máximos ou custos;
- O sistema está sujeito a falhas imprevistas de equipamentos, como transformadores ou linhas de transmissão, que podem causar interrupções na rede e comprometer a disponibilidade de recursos, e requerer um redespacho.

## 1.2 OBJETIVOS

### 1.2.1 Objetivo geral

O objetivo geral desta dissertação consiste em: aperfeiçoar a composição dos estados, no Método de simulação de Monte Carlo, para a avaliação da confiabilidade de um sistema elétrico de potência, mediante a incorporação da gestão energética das usinas hídricas.

### 1.2.2 Objetivos específicos

- Investigar as operações típicas das usinas hídricas, considerando os fatores como vazão, demanda de energia e restrições operacionais, a fim de compreen-

der os desafios específicos enfrentados por essas usinas — adotando modelos matemáticos distintos na incorporação e operação das hídricas, em suma, no contexto da gestão dos reservatórios;

- Desenvolver modelos de otimização adequados para incorporar as operações das usinas hídricas no Método de Simulação de Monte Carlo exige considerar a eficiência computacional e a estrutura das restrições, bem como o *solver* a ser utilizado. Isso se deve ao fato de que, na avaliação da confiabilidade, os estados serão revisados a cada alteração nos componentes do sistema, incluindo carga.
- Realizar simulações computacionais para avaliar a eficácia dos métodos de otimização propostos na melhoria da confiabilidade e eficiência das usinas hídricas — aplicar propostas diferentes na gestão destas usinas hídricas a fim de analisar e quantificar o impacto nos índices de confiabilidade;
- Analisar os resultados das simulações e compará-los com abordagens tradicionais na avaliação da confiabilidade, destacando as vantagens e limitações das abordagens propostas.
- Contribuir para o avanço do conhecimento no campo da análise de confiabilidade e otimização de usinas hídricas, fornecendo visões que perpetuem em novos estudos e desenvolvimentos acerca do planejamento da operação na análise de confiabilidade.

### 1.3 ESTRUTURA DO DOCUMENTO

Este documento está organizado como segue:

**Capítulo 1:** Neste capítulo realiza-se a contextualização do problema e descreve-se sucintamente a abordagem proposta. Apresenta-se também os objetivos e estrutura do documento.

**Capítulo 2:** Neste capítulo aborda-se a programação pelo método proporcional, carga líquida e a otimização na produção hidrelétrica para análise de confiabilidade do sistema elétrico. Aprofunda a leitura sobre a compreensão das condições dos reservatórios, investigando usinas com e sem bombeamento, e conclui-se com a discussão do método de avaliação de Monte Carlo Sequencial baseado no Modelo Markov de dois estados. Esses conceitos fundamentais orientam os próximos passos do capítulo.

**Capítulo 3:** Neste capítulo é aberto o ambiente do sistema teste de 6 barras e explorado o modelo de otimização de unidades hídricas, detalhando equações,

variáveis e parâmetros. É apresentado o modelo e suas simplificações para contextualizar decisões na modelagem, com a integração com o *software* de planejamento. Este capítulo estabelece uma base para entender e aplicar os conceitos no âmbito da avaliação de confiabilidade.

**Capítulo 4:** Trata-se da discussão sobre os modelos e apresentação dos resultados alcançados. Este capítulo apresenta os principais resultados obtidos com a aplicação da metodologia proposta. Inicialmente, são discutidos os resultados do modelo energético, ou seja, o modelo de otimização. Em seguida, são inseridas análises no contexto da análise da confiabilidade, utilizando a Simulação Sequencial de Monte Carlo, que segue as etapas de seleção dos estados, avaliação dos estados e cálculo dos índices de confiabilidade. Finalmente, é discutido o impacto de considerar o modelo de otimização em comparação ao modelo Modelo Hídrico Proporcional (PRP), Modelo Hídrico Carga Líquida (CLD) e *Capacity Reservoir Management* (CRM) na distribuição dos recursos hídricos.

**Capítulo 5:** Considerações finais. Neste último capítulo apresentam-se as conclusões da dissertação e trabalhos futuros.

## 2 MÉTODOS E MODELOS DE OTIMIZAÇÃO EM SISTEMAS ELÉTRICOS

Neste capítulo, serão exploradas as abordagens de modelos para seleção de estados e otimização na produção hidrelétrica para análise de confiabilidade do sistema elétrico. A análise abrangerá a aplicação de métodos de otimização na função de produção das hidrelétricas, incluindo funções por séries históricas. Também será aprofundado o entendimento das condições e representações dos reservatórios, investigando o funcionamento das usinas com e sem bombeamento. Além disso, será discutido o método de avaliação do Método Monte Carlo Sequencial, que servirá como base para os tópicos subsequentes. Esse capítulo oferece uma visão geral das técnicas computacionais e das ferramentas utilizadas e/ou disponíveis, como DESSEM, VALORAGUA, NH2 e PS-MORA, para planejamento de sistemas elétricos e a avaliação de confiabilidade. Isso proporcionará uma base para entender as estratégias, simplificações e hipóteses adotadas na produção deste trabalho.

### 2.1 ABORDAGENS COMPUTACIONAIS E FERRAMENTAS PARA PLANEJAMENTO E AVALIAÇÃO DE CONFIABILIDADE

As hipóteses simplificadoras são necessárias nos estudos de sistemas elétricos de energia devido à sua complexidade intrínseca e à necessidade de eficiência computacional. Um estudo realizado por Wuijts, Akker e Broek (2023) avaliaram o impacto das simplificações no problema de comprometimento de unidade (do inglês *Unit Commitment* (UC)) em termos de qualidade da solução e desempenho computacional. A complexidade desses sistemas, que envolve um número elevado de variáveis e componentes interconectados, torna o problema difícil de gerenciar sem simplificações (WUIJTS; AKKER; BROEK, 2023).

Diversos métodos computacionais e modelos simplificados já foram extensivamente validados e testados em variados contextos, por exemplo, os Métodos Numéricos para Análise de Fluxo de Potência: Método CC (MONTICELLI, 1983); Método de Gauss-Seidel (GLOVER; SARMA; OVERBYE, 2012); Método de Newton (BARBOSA, 2014) e o Método Desacoplado Rápido, que é uma derivação do Método de Newton, entre outros. A aplicação desses métodos, e derivados, fornece uma base confiável para análises e comparações entre diferentes estudos, facilitando a interpretação dos resultados e a tomada de decisões fundamentadas, que partem de uma necessidade acompanhada da adequação a realidade do sistema tão quanto a implementação e desempenho computacional.

Os modelos de otimização e avaliação de confiabilidade são aplicáveis no planejamento, operação e expansão dos sistemas elétricos. Ferramentas como o DESSEM, VALORAGUA, NH2 e *Power System Model for Operational Reserve Adequacy* (PS-MORA) são amplamente utilizadas para quantificar as necessidades e o ponto de

operação desses sistemas, proporcionando soluções otimizadas e análises detalhadas para a gestão de recursos energéticos. Enquanto o DESSEM e o VALORAGUA se destacam na programação e otimização da operação hidrotérmica, focando na integração e coordenação de usinas hidrelétricas, térmicas e outras fontes, os programas NH2 e PS-MORA são projetados para avaliações probabilísticas da confiabilidade composta, quantificando riscos e apoiando a tomada de decisões em ambientes operacionais incertos.

### 2.1.1 Modelos de despacho hidrotérmico

A formulação do modelo de otimização CRM foi desenvolvida para integrar dados previamente otimizados, como a disponibilidade de água ao longo da semana, metas de geração e bombeamento e coeficientes de produção. Esses elementos são derivados de modelos hidrotérmicos como o DESSEM e o VALORAGUA, que desempenham um papel na otimização da operação e planejamento dos sistemas de energia, considerando diversas variáveis e restrições técnicas. O texto que se segue explora as funcionalidades e aplicações desses modelos, no gerenciamento dos recursos energéticos e na determinação de estratégias operacionais.

#### 2.1.1.1 DESSEM

O DESSEM é um modelo de otimização desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) visando determinar a programação diária da operação de sistemas hidrotérmicos, incluindo fontes intermitentes, em um horizonte de até duas semanas e com discretização de até meia hora. O modelo tem sido utilizado oficialmente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para a programação diária da operação do sistema elétrico brasileiro. Para promover o planejamento e a programação da operação com foco na otimização dos custos e na consideração adequada da aversão ao risco em um horizonte mais longo, o DESSEM atua de forma coordenada com os modelos DECOMP e NEWAVE (CEPEL, 2022).

No DESSEM, as usinas são representadas no nível de unidade geradora, considerando-se o fluxo de potência na rede de transmissão por meio de uma modelagem em corrente contínua (DC). Essa modelagem pode ou não considerar as perdas nos circuitos. Diversas restrições da rede elétrica são reproduzidas, como limites individuais de fluxo nas linhas e limites de somatório de fluxo (inequações) em um conjunto de linhas. Além disso, são consideradas restrições adicionais de segurança fornecidas por meio de tabelas ou funções lineares por partes (CEPEL, 2022).

As usinas termelétricas são modeladas considerando-se as restrições de UC, que incluem custos de partida e parada, trajetórias de acionamento e desligamento, geração mínima (quando ligada), tempos mínimos ligada e desligada, restrições de rampa de variação horária na geração, entre outras (CEPEL, 2022).

A produtividade das usinas hidrelétricas, que varia de forma não linear em função da altura de queda, é representada com detalhes. Utiliza-se uma modelagem linear por partes que considera o impacto da variação das cotas de montante e jusante, bem como a possibilidade de remanso nas usinas em cascata. O balanço hídrico nos reservatórios e ao longo dos rios é reproduzido com precisão, utilizando-se tempos de viagem fixos ou curvas de propagação não lineares, além de considerar o efeito não linear da evaporação (CEPEL, 2022).

O modelo também permite a representação de usinas de bombeamento (reversíveis) e canais entre reservatórios. Fontes intermitentes de geração (eólica e solar), unidades de armazenamento de energia (baterias) e mecanismos de resposta da demanda também podem ser representados (CEPEL, 2022).

O DESSEM ainda considera diversas outras características e restrições operativas das usinas hidrelétricas, como vazões mínimas operativas, evaporação nos reservatórios, usos múltiplos da água (irrigação, abastecimento), volumes de espera para controle de cheias, enchimento de volume morto, restrições de variações de nível em seções de rio, entre outras. As restrições de limite inferior e superior e de variação horária para todas as variáveis operativas do problema, como vazão defluente e cota dos reservatórios (CEPEL, 2022).

O problema de despacho no DESSEM é formulado por programação linear inteira-mista. Funções e restrições não lineares, como perdas quadráticas nos circuitos e restrições fornecidas por meio de tabelas, são tratadas por aproximações lineares sucessivas e/ou processos iterativos, nos quais são incluídas as expressões exatas das restrições de limite de fluxo de potência em corrente contínua (DC) da rede elétrica. São técnicas avançadas de programação inteira-mista, como *local branching* e *feasibility pump*, são aplicadas para reduzir o tempo computacional na resolução do problema, permitindo a aplicação do DESSEM no despacho real de sistemas hidrotérmicos (CEPEL, 2022).

#### 2.1.1.2 VALORAGUA

O VALORAGUA foi desenvolvido pela Electricidade de Portugal (EDP) e é empregado para executar tarefas relacionadas ao planejamento do sistema de geração de energia da EDP, abrangendo inclusive a expansão desse sistema. Do ponto de vista matemático, a determinação da estratégia ótima de expansão de um sistema elétrico de potência, no que diz respeito à oferta, constitui um problema de decisão sequencial multidimensional de alta complexidade. O objetivo desse processo é minimizar a soma descontada dos custos de investimento mais geração ao longo de um horizonte de tempo predefinido, conforme destacado por Baptista e Tavares (1987).

Apresenta uma abordagem para lidar com os desafios operacionais em sistemas elétricos, sendo particularmente relevante em ambientes com consideráveis

capacidades de geração hídrica. Destaca-se a importância da tomada de decisões sequenciais em um ambiente estocástico para otimizar o uso de recursos hídricos ao longo do tempo, conforme discutido por Baptista e Tavares (1987). Embora esse ambiente estocástico seja avaliado considerando a formulação apresentada em (BAPTISTA; TAVARES, 1987).

Considerando que foi desenvolvido para determinar a política operacional mais econômica para usinas termelétricas e hidrelétricas em um sistema elétrico específico, o sistema lida com a complexidade da operação ao incorporar restrições físicas, operacionais e condições aleatórias. Os principais subsistemas abarcam geração, consumo e transmissão/interconexão, sendo que as considerações sobre a disponibilidade estocástica desses subsistemas não são o foco da abordagem.

As funcionalidades da ferramenta VALORAGUA estão direcionadas para sistemas hidrelétricos, nos quais a política ótima depende da operação dos reservatórios ao longo do ano, demandando a resolução de problemas sequenciais em ambientes estocásticos, como discutido por Baptista e Tavares (1987). O cerne do problema consiste em selecionar ações de controle para minimizar o valor esperado de todos os custos de geração em cada período. Ao considerar o armazenamento dos reservatórios, o estado hidrológico e a disponibilidade de componentes (manutenção programada para as unidades de geração térmica), o VALORAGUA oferece uma abordagem para otimizar operações, destacando a importância das decisões sequenciais em ambientes estocásticos, sobretudo em sistemas com capacidade hidrelétrica significativa.

### **2.1.2 Programas para avaliações probabilísticas de confiabilidade composta**

Os softwares DESSEM e VALORAGUA são utilizados para a programação energética das unidades geradoras, as quais, numa avaliação probabilística, podem ou não ser atendidas conforme o estado operacional da unidade (*up* ou *down*). Os programas NH2 e PS-MORA são empregados, principalmente, para avaliações probabilísticas da confiabilidade composta de sistemas elétricos, sendo ferramentas essenciais para o dimensionamento e apoio na tomada de decisões relacionadas ao planejamento e à expansão do sistema. Nos parágrafos seguintes, serão abordadas as especificidades de cada um desses programas.

#### **2.1.2.1 Programa NH2**

O Programa NH2, desenvolvido pelo CEPEL em conjunto com a Eletrobrás e outras empresas do setor elétrico, é uma ferramenta para avaliações probabilísticas de confiabilidade composta de sistemas elétricos de grande porte, bem como para a quantificação e alocação de reserva de potência operativa. Utilizando métodos como Análise de Aderência ao Critério N-1, Enumeração de Estados e Simulação Monte Carlo Não-Sequencial, o NH2 gera casos de contingência a partir de um fluxo de

potência base, avaliando a adequação do sistema com modelos não lineares convencionais. Quando identificadas violações operativas, estas podem ser corrigidas por métodos de otimização, permitindo um diagnóstico completo e detalhado do sistema (CEPEL, 2024).

O programa NH2 é projetado para avaliar a confiabilidade de sistemas elétricos de potência, visando medir a capacidade de fornecer energia de acordo com padrões aceitáveis em todos os pontos da rede elétrica. As análises de confiabilidade podem ser realizadas por métodos determinísticos ou probabilísticos. O método determinístico mais comum é o critério (N-1), que considera um sistema confiável se ele operar nos padrões especificados mesmo após qualquer falha simples. Em contraste, métodos probabilísticos - por Simulação Monte Carlo Não-Sequencial, proporcionam uma visão mais detalhada do comportamento do sistema, permitindo uma melhor alocação de recursos. O software emprega modelos de Markov a 2 estados e múltiplos estados para representar incertezas e falhas dos componentes da rede elétrica (CEPEL, 2024).

Após a análise, o NH2 calcula índices tradicionais de confiabilidade, como Probabilidade de Perda de Carga e Expectância da Energia Não Suprida, além de índices estratificados por modo de falha e características do sistema (CEPEL, 2024).

#### 2.1.2.2 PS-MORA

O PS-MORA é uma ferramenta projetada para realizar estudos de confiabilidade e flexibilidade em sistemas elétricos de potência multiárea ou sistema único, além de análises de fluxo de potência considerando diferentes representações e modelos de intercâmbio entre áreas. Desenvolvido em C++, o PS-MORA utiliza o Microsoft Excel como interface para entrada e saída de dados, o que permite que os dados sejam visualizados e editados facilmente em formatos .csv (SANTOS; ROSA; VIEIRA, 2020).

- Estudos de Confiabilidade de Sistemas Multiárea: O PS-MORA permite a realização de avaliações de confiabilidade para auxiliar na tomada de decisões em cenários com incertezas, como interrupções forçadas e indisponibilidade de recursos. Os resultados são traduzidos em índices de confiabilidade que servem como métricas importantes para decisões de planejamento de expansão do sistema. As abordagens podem ser tanto determinísticas quanto probabilísticas.
- Simulação de Monte Carlo Sequencial: A simulação de Monte Carlo é utilizada para avaliar a confiabilidade de sistemas interconectados ou sistema único.
- Processo de Simulação: A estrutura do programa é dividida em três módulos principais: Dados de Entrada, Processo de Simulação e Dados de Saída. Para realizar uma simulação, é necessário importar os dados em arquivos .csv, processar e validar essas informações e, por fim, executar o algoritmo de Monte Carlo

para gerar estados do sistema e avaliar as condições operacionais de geração, transmissão e carga.

- Limitações e Parametrização: Para o correto funcionamento do PS-MORA, o usuário deve seguir parâmetros específicos, como o número de amostras e anos de rastreamento, coeficiente de variação, limites de tensão e opções de confiança nos resultados. Análise da Reserva Operacional ou Estática, entre outras.
- Dados de Entrada: O PS-MORA exige o preenchimento de diversos dados de entrada para caracterizar os componentes do sistema, como usinas hidrelétricas, parques eólicos, veículos elétricos e interconexões entre áreas, totalizando 23 conjuntos de dados de entradas principais que detalham as características operacionais e estruturais do sistema.

O PS-MORA se destaca como uma ferramenta flexível para o estudo de confiabilidade e otimização de sistemas elétricos multiárea ou único, possibilitando análises detalhadas que auxiliam na tomada de decisões em cenários complexos e incertos do setor de energia elétrica (SANTOS; ROSA; VIEIRA, 2020).

## 2.2 ABORDAGENS PARA COMPOSIÇÃO DOS ESTADOS DETERMINÍSTICO, HEURÍSTICO E OTIMIZAÇÃO

Com base no exposto, uma das simplificações efetuadas na ferramenta do Projeto PS-MORA é a abordagem do modelo hídrico nas avaliações de confiabilidade. O PS-MORA permite a aplicação de duas modelagem para a componente hídrica na seleção dos estados: PRP e CLD, abordagens estás utilizada em (VIEIRA, 2020).

A primeira abordagem, o PRP, é simples e eficaz. Utiliza diversas séries hidrológicas, baseadas no histórico observado, com probabilidades associadas, que relacionam proporcionalmente o volume de água armazenado e a potência disponível por cada unidade geradora hídrica em cada mês do ano (LEITE DA SILVA *et al.*, 2010; MATOS *et al.*, 2009). A capacidade disponível a cada mês é calculada pela multiplicação da capacidade máxima, obtida pelo modelo estocástico de falha e reparo, pelo valor mensal correspondente à série hidrológica (VIEIRA, 2020).

A segunda, o CLD, tem como base a disponibilidade de água no reservatório. O modelo apresenta uma variedade de volumes que podem ser turbinados em uma semana. Os volumes, medidos em (hm<sup>3</sup>) ou MWh, são obtidos por meio de estudos de planejamento do agente operador, por meio de *softwares* como o DESSEM e o VALORAGUA, e representam a programação do uso ótimo da água, considerando os diversos usos possíveis da água, bem como os custos operacionais resultantes das estratégias de uso presente e/ou armazenamento frente a possíveis cenários de hidrologia e suas probabilidades de ocorrência. Se as séries estiverem disponíveis

em ( $\text{hm}^3$ ), a conversão do turbinamento de água em ( $\text{hm}^3$ ) para energia produzida pela unidade é realizada pelo coeficiente de produção específico para cada unidade geradora, conforme discutido em Vieira (2020).

O PRP adota simplificações que perpetuam um comportamento repetitivo ao decorrer da operação. Essa simplificação pode superdimensionar ou subdimensionar o despacho das hídricas, o que resulta numa gestão menos eficiente dos recursos hídricos. Diante disso, Vieira (2020) propôs o segundo modelo que contrapõe o primeiro apresentado. Na presente pesquisa, propomos um terceiro modelo, chamado CRM, que será detalhado na seção 3.1.1. Esse modelo de otimização terá como objetivo auxiliar na decisão otimizada sobre a alocação de recursos hídricos, considerando as limitações e necessidades do sistema.

No que diz respeito à gestão dos recursos energéticos, a otimização desempenha o papel de alocar os recursos disponíveis que minimizem o custo total da operação. A otimização é uma técnica que visa encontrar soluções com base em maximização ou minimização de atributos pre estabelecidos para problemas de gestão de recursos e afins (BANDURA *et al.*, 2023). Envolve a criação matemática de um problema, a determinação de objetivos específicos e a busca por soluções que atendam a esses objetivos eficientemente. Essa abordagem possibilita encontrar soluções que diminuam os gastos, aumentem a utilização dos recursos disponíveis ou atendam a outros requisitos de desempenho, considerando as limitações do sistema.

E aqui, lidaremos com um problema hidrotérmico. Segundo Finardi (1999) o planejamento da operação energética de um sistema hidrotérmico apresenta as seguintes características principais:

1. Acoplamento Temporal: As decisões tomadas em um estágio afetam as consequências futuras, devido à dependência das condições hidrometeorológicas. O uso inadequado dos reservatórios pode levar a riscos de déficit ou vertimento de energia;
2. Natureza Estocástica: A imprevisibilidade das aflúncias futuras torna o problema essencialmente estocástico, pois não é possível prever com precisão o comportamento das fontes de água;
3. Complexidade Multi-Período: O problema envolve múltiplos períodos e a gestão de vários reservatórios, tornando o planejamento de grande porte e requer otimização em vários estágios;
4. Não-Linearidades Implícitas: Não-linearidades surgem devido às funções de custos das usinas termelétricas e às funções de produção de energia das hidrelétricas, complicando o processo de otimização;

5. Custos Indiretos: Existem custos indiretos relacionados aos benefícios da geração hidrelétrica, pois as usinas hidrelétricas podem economizar combustível ao substituir as térmicas;
6. Uso Múltiplo da Água: Além da geração de energia, o planejamento deve considerar atividades relacionadas ao uso múltiplo da água nos reservatórios, como navegação, controle de cheias, irrigação, saneamento e abastecimento de água.

### 2.3 HIDRELÉTRICAS E RESERVATÓRIOS

O sistema mecânico de uma usina hidrelétrica converte a energia cinética da água corrente em energia rotacional mecânica, sendo então transformada em energia elétrica por meio de um conversor eletromecânico e uma turbina, isto é, os conjuntos turbina-gerador, onde efetivamente a energia elétrica é obtida (FINARDI, 2003; KIRAGA, 2021).

As hidrelétricas são usinas de geração de eletricidade que aproveitam a energia da água em movimento para gerar eletricidade. Estas possuem sistemas de aproveitamento da água em rios com ou sem represas para produzir eletricidade de maneira eficiente. Categorias distintas de hidrelétricas são identificadas, incluindo Hidrelétricas Fio D'água, Hidrelétricas de Acumulação e Hidrelétricas com bombeamento (FINARDI, 1999). Os reservatórios são determinados em dois grupos, de compensação e de acumulação, é determinada, na maioria, pelo tamanho dessas estruturas (VASCONCELLOS, 1981).

A determinação do armazenamento mínimo em reservatórios é iniciada a partir da condição de operação a fio d'água, então aumentando, progressivamente, a depleção e, conseqüentemente, o volume útil (RAMOS *et al.*, 1989). As usinas de aproveitamentos com reservatórios de compensação são chamadas de usinas a fio d'água, e operam com um mínimo de reservatório. São viáveis em rios com vazão mínima permanente, uma vez que funcionam apenas com a vazão disponível no momento, sem a necessidade de grandes barragens e reservatórios (FINARDI, 1999).

Já as hidrelétricas em cascata são uma classificação de várias usinas construídas em série, aproveitando o fluxo de um rio. Cada usina é posicionada em um ponto diferente do rio, e a água é utilizada para gerar eletricidade em uma sequência. Contudo, segundo Finardi (1999), em um sistema de cascata composto por múltiplos reservatórios, a energia armazenada é influenciada tanto às condições individuais de cada reservatório quanto à estratégia operacional adotada para a sua depleção.

Entrando como um tipo de operação e serviço, as hidrelétricas com bombeamento, também conhecidas como usinas de armazenamento de energia, são projetadas para armazenar energia e fornecer eletricidade sob demanda.

As usinas hidrelétricas com operação de bombeamento, também conhecidas

como usinas de armazenamento bombeado, desempenham um papel essencial no gerenciamento da variabilidade de fontes de energia renováveis, como a solar e a eólica. Esse tipo de usina utiliza a tecnologia de armazenamento bombeado para "estocar" o "excesso de energia" gerado durante períodos de baixa demanda, bombeando água para um reservatório superior. Durante os períodos de alta demanda, essa água é liberada para gerar eletricidade, ajudando a equilibrar a rede elétrica e garantindo uma fonte de energia estável e confiável (COSTA *et al.*, 2018).

Essas usinas consistem em dois reservatórios, um localizado em uma elevação mais alta e outro em uma elevação mais baixa sendo caracterizadas pela capacidade de reverter a turbina; Isso significa que elas não apenas podem turbinar água, mas também podem bombeá-la de um reservatório a jusante para um reservatório a montante. Isso permite a recirculação da água, ou seja, o uso do mesmo volume de água repetidamente (PASCOAL, 2020).

Esse processo permite regular o suprimento de eletricidade conforme as necessidades, agindo como uma grande reserva hidráulica. Durante as horas de pico, a água é liberada do reservatório superior para o inferior, passando pelo conjunto turbina-gerador para gerar eletricidade.

Cada tipo de hidrelétrica tem suas próprias características e aplicações. As hidrelétricas fio d'água são adequadas para rios com fluxo constante; as hidrelétricas em cascata são ideais para locais com quedas d'água múltiplas, e as hidrelétricas com bombeamento são usadas para armazenar energia e atender às flutuações na demanda de eletricidade. A escolha do tipo de hidrelétrica depende das condições geográficas e das necessidades de geração de eletricidade de uma determinada região.

Cada categoria de usina hidrelétrica possui uma representação específica de seu comportamento na gestão dos reservatórios. Neste sentido, o modo operacional deve ser formulado considerando as variáveis pertinentes ao modelo de cada tipo de usina hidrelétrica. Trabalhos desenvolvidos por Cheng *et al.* (2013) e Hunt *et al.* (2014) abordam regras de operação e métodos de modelagem desenvolvidos para otimizar a operação de usinas hidrelétricas em cascata com usinas híbridas de armazenamento bombeado, o que permite garantir o máximo benefício da geração de energia.

No contexto da programação energética diária, o problema da otimização de curto prazo, um problema matemático é formulado para determinar a melhor alocação de recursos de geração de eletricidade em tempo real. Esse problema matemático pode ser formulado como um problema de programação linear ou não linear, considerando os custos operacionais das usinas, a disponibilidade de recursos, como a água nos reservatórios, e a demanda esperada. O objetivo é minimizar os custos de geração de eletricidade, considerando as restrições operacionais das usinas, como as vazões máximas e mínimas permitidas nos reservatórios.

## 2.4 PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA DE HIDRELÉTRICAS

No âmbito do planejamento e operação de sistemas elétricos, a sinergia entre o Planejamento da Operação, especificamente o UC e o Despacho de Energia desempenham papéis essenciais na otimização da alocação de recursos e na garantia da estabilidade do sistema. O UC refere-se à decisão estratégica de quais unidades geradoras devem estar operacionais em determinados períodos, considerando variáveis como custos operacionais, restrições técnicas e demanda prevista (SABOIA; SANTOS; DINIZ, 2019; DINIZ; CERQUEIRA; H. SABOIA, 2022). Em paralelo, o Despacho de Energia representa a execução efetiva dessas estratégias, determinando a quantidade específica de energia que cada unidade geradora deve produzir para atender à demanda em tempo real, minimizando custos operacionais e maximizando a eficiência do sistema. Nessa interconexão entre o Planejamento da Operação e o Despacho, a busca pelo casamento das técnicas e pela adaptação a variáveis dinâmicas do ambiente elétrico são fundamentais para assegurar um funcionamento eficiente dos sistemas elétricos. Este equilíbrio entre planejamento e Despacho constitui a espinha dorsal da gestão de sistemas elétricos.

Na próxima seção, serão apresentadas as decisões e simplificações no âmbito do UC no contexto da avaliação composta. A fim de preservar a sinergia não apenas entre o UC e o despacho, mas também além dela, é imperativo que todo o processo de simulação seja viável computacionalmente, considerando a simulação do Monte Carlo.

## 2.5 MODELAGEM DA POTÊNCIA HÍDRICA DISPONÍVEL

A modelagem da potência hídrica disponível é um processo essencial para a gestão e o planejamento de recursos hidrelétricos. Existem diversas abordagens para representar essa potência, cada uma com suas particularidades e aplicações específicas. A produtividade constante é uma forma simplificada de representação, na qual se assume que a capacidade de geração de energia permanece inalterada ao longo do tempo, facilitando cálculos e previsões. Por outro lado, a função por partes permite uma modelagem mais precisa ao considerar variações na capacidade de geração em diferentes períodos ou condições operacionais. Além dessas, outras metodologias podem incluir modelos estocásticos que incorporam incertezas hidrológicas e operacionais, bem como simulações baseadas em séries temporais históricas para refletir com maior fidelidade as flutuações naturais e sazonais dos recursos hídricos.

### 2.5.1 Potência hídrica disponível por séries históricas

Para incorporar a disponibilidade do recurso hídrico no processo de simulação cronológica, será considerada a relação entre a potência disponível e o volume armazenado em cada aproveitamento (ou cascata). Isso será feito através da utilização de

expressões matemáticas que permitam traduzir essa relação precisamente. A disponibilidade de séries mensais e/ou semanais de volume armazenado por aproveitamento permite a aplicação da Equação 1:

$$ph(V) = A + B \cdot (V - C)^X \quad (1)$$

onde:

- $ph(V)$  é a potência disponível em cada mês/semana, função do volume armazenado  $V$  ( $\text{hm}^3$ );
- $A$  (MW) é uma constante que representa a potência mínima disponível;
- $B$  (MW/ $\text{hm}^3$ ) é uma constante que representa a sensibilidade da potência em relação ao volume armazenado;
- $C$  ( $\text{hm}^3$ ) é o volume de referência a partir do qual a potência começa a ser influenciada;
- $X$  é o parâmetro que define a curvatura da relação entre o volume armazenado e a potência disponível.

A aplicabilidade da Equação (1) é individualizada para cada aproveitamento do sistema, isto é, a potência disponível representa o montante total da usina; para os geradores dessa usina, a potência é distribuída proporcionalmente com base na potência nominal de cada gerador presente na usina e da potência total instalada do aproveitamento.

$$ph(G_N) = (Pg_{G_N} \cdot G_N) \cdot \left( \frac{ph(V)}{PH_{instalada}} \right) \quad (2)$$

Onde:

- $ph(G_N)$ : Potência hidráulica disponível para o gerador  $g_n$
- $Pg_{G_N}$ : Potência nominal de cada unidade geradora (MW)
- $G_N$ : Número de unidades geradoras
- $PH_{instalada}$ : Potência instalada total no reservatório (MW)

## 2.6 PLANEJAMENTO ENERGÉTICO VS AVALIAÇÃO DE CONFIABILIDADE

No contexto do planejamento energético, tem como base garantir um suprimento confiável e eficiente de energia. Especificamente, no âmbito do planejamento semanal hidráulico, a alocação da energia proveniente de hidrelétricas assume uma importância estratégica. Como exposto, este processo envolve uma complexa interação entre

previsões de demanda, condições meteorológicas e a capacidade variável das usinas hidrelétricas em atender essa demanda.

Nesse contexto dinâmico, a modelagem matemática das unidades hidráulicas é essencial para aprimorar os métodos atuais e integrar o planejamento de curto prazo. Esses modelos permitem uma compreensão mais aprofundada do comportamento das hidrelétricas e possibilitam a simulação de diferentes cenários e estratégias operacionais. No entanto, a incerteza associada a diversos parâmetros e variáveis, especialmente em relação ao comportamento estocástico do método probabilístico adotado, apresenta desafios. Entre os principais problemas no planejamento energético, destacam-se a resolução temporal, dados semanais para um planejamento horário e a consideração da indisponibilidade das unidades.

Ao longo desta análise, explorou-se como o planejamento semanal hidráulico foi capaz de se beneficiar da integração da modelagem matemática das unidades hidráulicas com a abordagem da avaliação probabilística. Além da investigação como a MMCS pode guiar a programação e reprogramação da semana, especialmente em situações de escassez ou imprevistos, garantindo assim uma operação eficiente e segura do sistema elétrico.

### **2.6.1 Método de Monte Carlo Sequencial para a avaliação da adequação de sistemas elétricos**

O MMCS, proposto nesta dissertação, incorpora modelos que consideram a disponibilidade das unidades geradoras, as flutuações na geração e na carga, bem como o UC na capacidade hídrica e a cronologia da carga. Este método aborda dois problemas distintos de adequação: a adequação da capacidade de geração e do sistema composto, o que torna essencial sua capacidade de lidar satisfatoriamente com ambas as preocupações de longo prazo. Para esse fim, o MMCS inclui modelos que consideram desligamentos forçados de linhas de transmissão e transformadores, além de incluir a análise do fluxo de potência. As seções subsequentes apresentam uma descrição detalhada de todos os modelos empregados.

#### **2.6.1.1 Zonas funcionais e níveis hierárquicos**

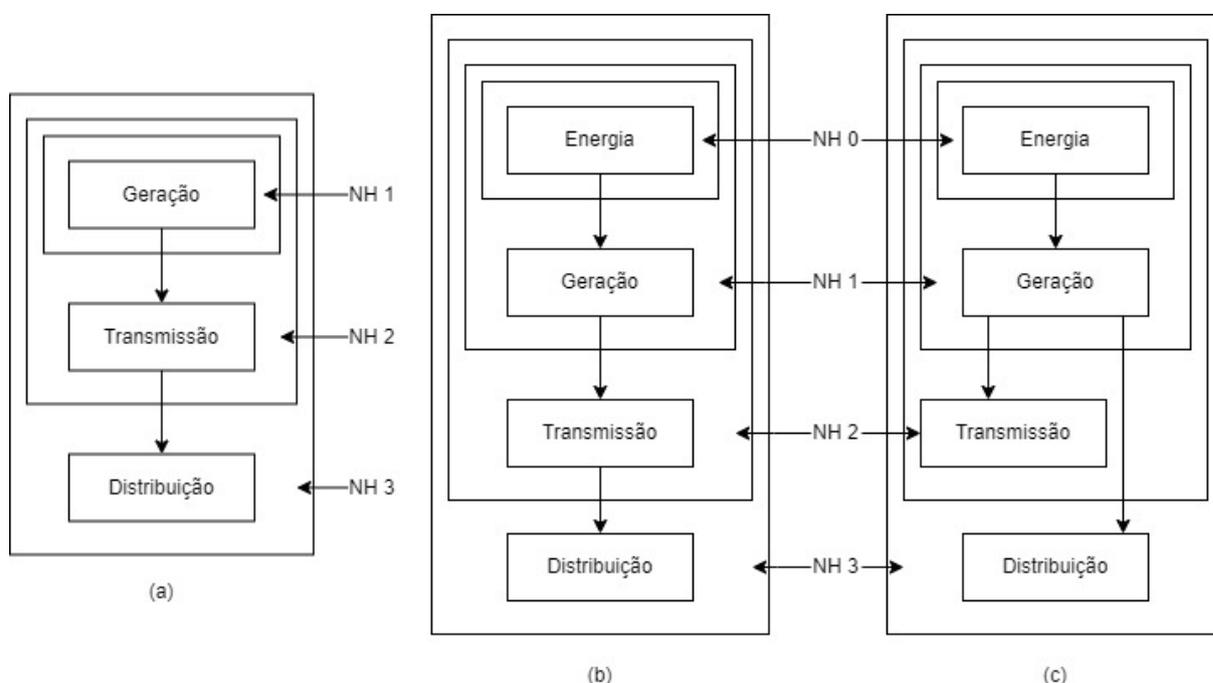
Os estudos de avaliação da adequação em sistemas de potência, dada sua dimensão e complexidade, adotam diversas modelagens e técnicas de simulação. Partindo disto, os estudos de adequação, focados em condições estáticas, buscam garantir recursos suficientes para atender à carga e requisitos operacionais. O estado de “sucesso” é determinado quando todos os requisitos são atendidos sem corte de carga; caso contrário, é considerado um estado de “falha”, com um valor de corte de carga especificado. A análise de segurança relaciona-se à capacidade do sistema de lidar

com perturbações, como perda de recursos de geração ou transmissão (BILLINTON; ALLAN, 1996).

Seguindo, à medida que os sistemas de potência evoluíram em tamanho e complexidade, a representação detalhada tornou-se crucial. Contudo, essa diversidade resultou na categorização dos sistemas em zonas funcionais. Inicialmente, propôs-se uma divisão em Geração, Transmissão e Distribuição (BILLINTON; ALLAN, 1996).

Partindo desta primeira categorização, da Silva *et. al.* (2002), propuseram sua expansão para incluir uma zona funcional adicional chamada Energia, visando considerar a variabilidade de recursos energéticos, especialmente os renováveis, agora sendo avaliado seguindo a esquematização da Figura 1.

Figura 1 – Zonas funcionais e níveis hierárquicos.



Fonte: Adaptado de (ROSA, 2009).

Os estudos de confiabilidade, situados em uma estrutura hierárquica de três níveis, concentram-se em aspectos específicos da infraestrutura elétrica. No NH1, está concentrado em uma única barra, logo o foco recai sobre os equipamentos de geração e sua capacidade de atender à carga do sistema. No NH2, agora com rede, os estudos incorporam a avaliação, considerando os modelos dos geradores e do sistema de transmissão, caracterizando-se como uma avaliação composta. Neste patamar, a ênfase reside na análise da capacidade de fornecimento de energia (geração e transporte) nos pontos da rede onde a demanda é requerida.

Os estudos de confiabilidade, organizados em uma estrutura hierárquica de três níveis, abordam diferentes aspectos da infraestrutura elétrica. No NH1, o foco está em uma única barra, concentrando-se nos equipamentos de geração e na capacidade

de atender à carga do sistema de forma isolada. No NH2, os estudos incluem a rede, integrando os modelos de geradores e do sistema de transmissão, configurando uma avaliação composta. Nessa abordagem, a análise se concentra na capacidade de geração e transmissão de energia até os pontos da rede onde a demanda é requerida.

Contudo, é importante notar que, em estudos de confiabilidade multiárea, podem ser representadas interligações entre diferentes sistemas por meio da *Net Transfer Capacity* (NTC). Nessas situações, as áreas são conectadas por uma linha fictícia, sem impedância, mas com restrições de capacidade, simulando a ligação entre sistemas em barras distintas. Isso ressalta que, mesmo no NH1, o modelo pode incluir essas representações, enfatizando a avaliação da capacidade de intercâmbio de energia entre áreas distintas.

Ao alcançar o NH3, o escopo engloba todas as zonas funcionais, transcendendo a mera análise de componentes isolados. Este nível abrange a capacidade do sistema na totalidade, visando assegurar um fornecimento contínuo a cada consumidor individual. No âmbito dos estudos pertencentes ao NH3, observa-se a adoção de modelos aproximados para os componentes das zonas de energia, geração e transmissão (DA SILVA *et al.*, 2002). Essa abordagem é adotada devido à inviabilidade computacional resultante da representação detalhada de todos os equipamentos nessas zonas, dada a dimensão do problema (SANTOS, 2019).

Diante da descentralização do setor de energia e do crescente aumento de recursos energéticos distribuídos, reguladores e formuladores de políticas têm sido pressionados a reconsiderar cuidadosamente como a estrutura da indústria no nível de distribuição impacta a concorrência, o desenvolvimento do mercado e a eficiência de custos (BURGER *et al.*, 2019). Esse contexto, aliado às inovações tecnológicas, tem impulsionado o interesse pela geração distribuída e promovido a integração dessa tecnologia às redes de distribuição. Em resposta a essas mudanças, o conceito tradicional dos níveis hierárquicos, originalmente desenvolvido sob um paradigma de centralização, está sendo reformulado para acomodar a geração distribuída nas redes de distribuição. Neste trabalho, o foco está especialmente no nível NH0, que é particularmente relevante devido à ênfase em recursos hídricos, conforme ilustrado na Figura 1.

#### 2.6.1.2 Índices de confiabilidade

Os estudos probabilísticos destinados a avaliar a adequação de sistemas de potência culminam na determinação de índices de confiabilidade, os quais são derivados por meio da análise de diversas configurações do sistema (BILLINTON; SATISH, 1994). Esses índices, com diferentes aplicações conforme o nível hierárquico considerado, podem ser categorizados em grupos como: Índices de Probabilísticos; de Potência/Energia; Frequência e Duração (BILLINTON; ALLAN, 1996). Os índices de

confiabilidade são fundamentais para avaliar a confiabilidade de sistemas elétricos de potência, mensurando diferentes aspectos desse atributo. Dentre eles, destacam-se:

i) Índice de Probabilidade são:

- *Loss Of Load Probability (LOLP)*: é a probabilidade de o sistema elétrico não conseguir atender à demanda de carga em um determinado período. Geralmente, é expresso em termos de porcentagem, sendo usado para avaliar a probabilidade de ocorrer uma interrupção no fornecimento de energia em um sistema.
- *Loss Of Load Expectation (LOLE)*: é uma métrica que quantifica a expectativa média de tempo durante o qual a carga não será atendida devido a interrupções no fornecimento de energia. A estimativa considera a frequência e a duração das interrupções. LOLE é frequentemente usado em estudos de confiabilidade para avaliar o desempenho geral do sistema em atender à demanda. Comumente dado em horas/ano.

ii) Índice de potência/energia:

- *Expected Power Not Supplied (EPNS)*: representa a quantidade esperada de potência que não será fornecida devido a interrupções no fornecimento. Isso é geralmente expresso em megawatt (MW) e fornece uma medida quantitativa da quantidade de potência que não é entregue aos consumidores devido a falhas no sistema.
- *Expected Energy Not Supplied (EENS)*: é uma métrica relacionada ao EPNS, mas expressa a expectativa média da energia que não será fornecida durante um determinado período, considerando a duração das interrupções e a magnitude da carga não atendida. Comumente dado em MWh/ano.

iii) Índice de frequência e duração:

- *Loss Of Load Frequency (LOLF)*: é uma métrica que mede a frequência com que ocorrem interrupções no fornecimento de energia. Ele fornece informações sobre a frequência de uma interrupção ocorrer em um sistema elétrico em um período específico. Comumente dado em ocorrências/ano.
- *Loss Of Load Duration (LOLD)*: quantifica a duração média de interrupções no fornecimento de energia. Ele é usado para entender a duração média em que os consumidores podem ficar sem eletricidade durante uma interrupção típica. Comumente dado em horas/ocorrência.

A estimativa de índices de confiabilidade demanda a utilização de funções teste, conforme proposto por Pereira e Balu (1992), as quais traduzem o conceito dos

indicadores para formulações matemáticas. Tais funções desempenham a função de avaliar se os estados do sistema podem ser considerados sucesso ou falha, isto é, se há capacidade de atender à carga ou não, respectivamente.

Estes índices são, comumente, usados em estudos de confiabilidade, planejamento e adequação de sistemas elétricos para tomadas de decisões a fim de melhorar a qualidade e a confiabilidade do fornecimento de energia. Partindo deste ponto, próximo tópico, será detalhado a modelagem dos componentes do sistema, na avaliação composta, com base no modelo Markov de dois estados, procedimento usado para definir os estados operativos de sucesso e falha dos componentes do sistema.

### 2.6.1.3 Modelagem dos componentes do sistema – Modelo Markov

Esta seção dedica-se à modelagem dos componentes fundamentais do sistema, notadamente as linhas de transmissão, carga e fontes geradoras de energia. A escolha do Modelo Markov nesse contexto revela-se uma escolha metodológica capaz de aplicar uma abordagem matemática para descrever as transições de estados inerentes a esses componentes.

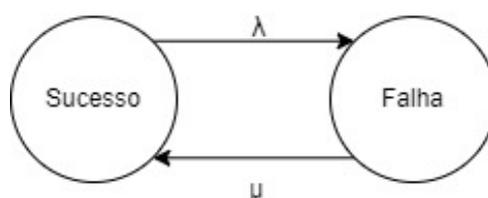
De modo geral, a disponibilidade e a capacidade de um dado componente do sistema num determinado estado dependem de dois fatores:

- modelo estocástico de ciclo de falha/reparo
- modelo de capacidade variante no tempo

O primeiro modelo está relacionado ao comportamento estocástico de eventos de interrupção, os quais definem a disponibilidade do componente, ou seja, as transições entre os estados de *up* e *down*. A disponibilidade de um componente quando se encontra no estado *up* pode ser vista como a capacidade máxima disponível. No estado *down*, a sua capacidade é considerada nula. Os modelos estocásticos de ciclo de falha/reparo considerados nesta dissertação são os modelos de Markov de dois estados (BILLINTON; LI, 1994; RUBINSTEIN; KROESE, 2007; CARVALHO, 2013).

Com base no modelo estocástico de Markov, os elementos (geração e linhas) do sistema elétrico são representados conforme a Figura 2:

Figura 2 – Modelo de Markov de dois estados.



O parâmetro  $\lambda$  representa a taxa de falha, que expressa a taxa com que o componente transita do estado *up* para o estado *down*. Da mesma forma,  $\mu$  é a taxa de reparo, indicando a velocidade com que o componente transita do estado *down* para o *up*. Supondo que a duração dos estados seja distribuída exponencialmente, o tempo de permanência nos estados *up* e *down* é determinado pelo método da transformada inversa (RUBINSTEIN; KROESE, 2007). Expressa matematicamente como:

$$T^{up} = -\frac{1}{\lambda} \ln U_1 \quad (3)$$

e

$$T^{down} = -\frac{1}{\mu} \ln U_2 \quad (4)$$

onde  $T^{up}$  e  $T^{down}$  são os tempos de permanência nos estados *up* e *down*, respectivamente.  $U_1$  e  $U_2$  são números amostrados a partir de uma distribuição uniforme, no intervalo  $[0, 1]$ .

Em vez de utilizar as taxas  $\lambda$  e  $\mu$ , é comum empregar os parâmetros Tempo Médio de Falha (do inglês *Mean Time To Failure* (MTTF)) e Tempo Médio de Reparo (do inglês *Mean Time To Repair* (MTTR)) (BILLINTON; ALLAN, 1996). Esses parâmetros são definidos pelas fórmulas:

$$MTTF = \frac{1}{\lambda} \quad (5)$$

$$MTTR = \frac{1}{\mu} \quad (6)$$

Por outro lado, o segundo modelo aborda a representação da dependência temporal da capacidade dos componentes, aspecto de grande relevância considerando que a capacidade de alguns componentes varia em termos horários, mensais ou até mesmo anuais (MATOS *et al.*, 2009; LEITE DA SILVA *et al.*, 2010). Essa característica temporal é capturada por meio de séries horárias/mensais, as quais são obtidas a partir de observações ao longo de vários anos, com probabilidades associadas.

Para um sistema elétrico de potência composto por  $m$  componentes (geradores, linhas de transmissão, transformadores, etc.), um estado  $x_i$  do sistema pode ser interpretado como uma condição específica em que cada componente possui seu próprio estado  $x_j$ , podendo assumir valores como *up*, *down* ou outro, para todo  $j = 1, \dots, m$ . Cada estado  $x_i$  a ser avaliado pode ser representado por um vetor  $x_i = [x_i, \dots, x_m, x_{m+1}]^t$ , composto por  $m + 1$  elementos, sendo o elemento  $m + 1$  correspondente ao fator de carga (SANTOS, 2019).

#### 2.6.1.4 Unidades de geração

Unidades de geração são comumente modeladas por ciclos de falha/reparo, os quais são representados por modelos de Markov de dois estados. Nesse contexto, presume-se que as transições de estado sigam uma distribuição de probabilidade exponencial. No estado *up*, a capacidade de produção da unidade é considerada nominal, enquanto, no estado (*down*), essa capacidade é nula. Caso haja a necessidade de uma representação mais refinada das tecnologias envolvidas, assim como para contemplar a disponibilidade de recursos, variantes dessa modelagem podem ser aplicadas. Este refinamento é considerado, por exemplo, em situações que envolvem unidades em plantas de geração hídrica e eólica. Neste trabalho o desenvolvimento está focado além da avaliação composta, está, também, acerca da modelagem hídrica.

##### 2.6.1.4.1 Unidades hídricas

A otimização e planejamento da geração em usinas hidrelétricas é reconhecida como o problema de Comprometimento de Unidades (do inglês *Unit Commitment*). Para resolver esse problema, é essencial dispor de um modelo de produção para a usina, composto por diversos conjuntos turbina-gerador. O propósito é determinar os estados das unidades de geração (ligadas ou desligadas) e seus correspondentes pontos de ajuste de despacho elétrico, visando minimizar os custos operacionais, atender à demanda total de energia e satisfazer o conjunto de restrições estabelecidas. O ponto de ajuste de despacho elétrico é caracterizado pela atribuição de valores de potência para cada unidade de geração na usina, considerando critérios como a demanda total de energia a ser produzida, limites operacionais das unidades, entre outros.

É possível obter a factibilidade desse problema por meio da aplicação de diversas metodologias. Finardi e da Silva (2005) se dedicaram a uma representação detalhada da função de produção das unidades geradoras, empregando a metodologia *Branch and Bound* como estratégia de solução. Essa abordagem específica explora as características particulares do problema, eliminando estados inviáveis específicos para uma determinada planta. Além de uma abordagem multiobjetiva para o problema de despacho em usinas hidrelétricas, apresentado por Marcelino, Wanner e Almeida (2014).

Considerando que o foco desta pesquisa é fornecer uma a representação mais fidedigna e detalhada das usinas hídricas, na seção (3.1) será apresentado o modelo de otimização, juntamente com suas restrições e particularidades relacionadas ao comportamento do sistema e das tecnologias envolvidas. Para representar o comportamento de falha e reparo de todas as tecnologias de geração, incluindo as hidrelétricas,

foi adotado o modelo convencional de Markov de dois estados para todas as fontes de produção disponíveis.

#### 2.6.1.4.2 Linhas de transmissão, transformadores e interligações

Todos os componentes da rede, incluindo linhas, transformadores e interligações, são caracterizados por ciclos de falha e reparo, representados por um modelo de Markov de dois estados, com transições que seguem uma distribuição de probabilidade exponencial. A potência máxima de transmissão é considerada constante ao longo do tempo, variando apenas a capacidade conforme o ciclo de falha e reparo.

#### 2.6.1.4.3 Carga

A carga do sistema é representada de acordo com uma sequência temporal, utilizando uma curva de carga que é discretizada por hora. Cada hora do ano é associada a um patamar específico de carga, conforme a carga pico do sistema. Partimos do pressuposto de que cada patamar de carga é expresso como uma porcentagem do valor nominal da carga do sistema. O valor da carga do sistema é calculado como a soma das cargas individuais de todas as barras que o compõem. Assim, a carga conectada em cada barra varia conforme a curva de carga, multiplicando-se a porcentagem do nível de carga específico na hora pelo valor total da carga conectada à barra e não há a consideração de incertezas.

#### 2.6.1.5 Método de Monte Carlo Sequencial

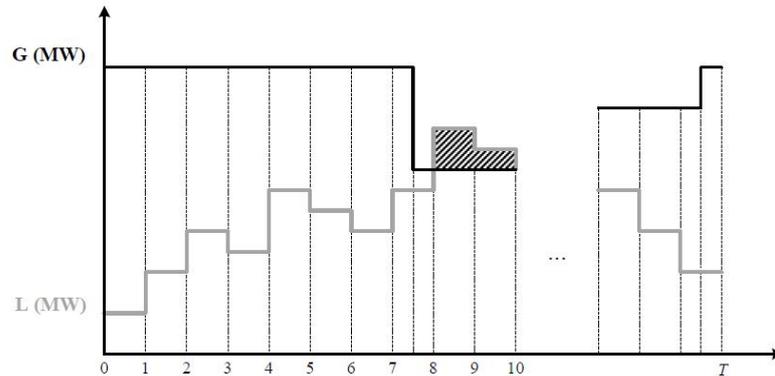
O MMCS é uma abordagem que envolve a amostragem de estados de um sistema de energia, iniciando um relógio virtual ou fictício. O procedimento tem início a partir dos estados iniciais do sistema, buscando identificar a primeira transição, isto é, o momento inicial em que ocorre uma alteração no estado de um dos componentes. Nesse ponto, realiza-se a avaliação do estado, somando-se os contadores dos índices obtidos por meio das respectivas funções de teste. Após essa etapa, o estado desse componente é modificado, e o tempo de permanência nesse novo estado é sorteado. A busca pela próxima transição é retomada, e esse processo se repete até o término do período de análise (VIEIRA, 2020). O MMCS assegura que dois estados consecutivos do sistema diferem apenas no estado de um componente específico (PEREIRA; BALU, 1992; BILLINTON; LI, 1994).

Esta metodologia possibilita a reprodução sequencial da operação do sistema, facilitando a inclusão de todos os aspectos cronológicos relevantes. Isso abrange modelos de carga espaciotemporais, flutuações na capacidade de fontes de energia renovável, funções de custo do cliente por área ou barra, manutenção programada, entre outros. Além disso, é possível adotar modelos não-Markovianos para representar

falhas de componentes, permitindo a obtenção das distribuições de probabilidade dos índices de adequação (PEREIRA; BALU, 1992; BILLINTON; LI, 1994).

Como exemplo ilustrativo, a Figura 3 ilustra a amostragem dos estados do sistema no contexto da avaliação da adequação da capacidade de geração, utilizando o MMCS.

Figura 3 – Representação simplificada da sequência de eventos no MMCS.



Fonte: (CARVALHO, 2013).

Nas regiões sombreadas desta figura, é representada a energia cortada devido a falta de capacidade. Observa-se que a transição de estado entre diferentes níveis de carga ocorre em intervalos de tempo fixos, enquanto a duração dos estados das unidades geradoras não segue uma fixação temporal - sendo dependente da distribuição de probabilidade subjacente) (CARVALHO, 2013; SANTOS, 2019).

Assim no MMCS, a estimativa dos índices de confiabilidade segue um procedimento no qual:

$$\hat{E} [H(X)] = \frac{1}{NY} \sum_{k=1}^{NY} H(y_k) \quad (7)$$

Na equação (7),  $y_k$  representa a sequência de  $N$  estados para o período  $k$ , sendo  $x_1, x_2, x_i, \dots, x_N$  os estados individuais. O parâmetro  $NY$  indica o número de períodos simulados. É comum que cada período simulado tenha uma duração de 1 ano (8760 horas), e, nesse contexto,  $NY$  representa o número de amostras anuais simuladas. Como exemplo, a função de teste para o índice LOLP, avaliada ao final de cada período  $k$  com duração de tempo  $T$ , é expressa por:

$$H_{LOLP}(y_k) = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^{N_k} d(x_i) \cdot H_{LOLP}(x_i) \quad (8)$$

seja  $N_k$  o total de estados avaliados durante o período  $k$ ;  $x_i$  representando o  $i$ -ésimo estado na sequência de estados do período  $T$ , e  $d(x_i)$  denotando a duração do estado  $x_i$ . Além disso, considere  $H_{LOLP}(x_i)$  como o valor resultante da função de teste

aplicada ao estado  $x_i$ .

$$H_{LOLP}(\mathbf{x}_i) = \begin{cases} 1 & \text{se } \mathbf{x}_i \in S_f \\ 0 & \text{se } \mathbf{x}_i \in S_s \end{cases}$$

O conjunto total de estados, denotado por  $S$ , é a união de dois subconjuntos distintos. Isso pode ser expresso como:

$$S = S_f \cup S_s$$

onde:

- $S$  é o conjunto total de estados.
- $S_f$  é o conjunto de estados de falha.
- $S_s$  é o conjunto de estados de sucesso.

De forma análoga, a seguinte função pode ser usada para a estimação do índice EPNS:

$$H_{EPNS}(\mathbf{y}_k) = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^{N_k} d(\mathbf{x}_i) \cdot H_{EPNS}(\mathbf{x}_i) \quad (9)$$

onde  $H_{EPNS}(x_i)$  é dada por:

$$H_{EPNS}(\mathbf{x}_i) = \begin{cases} \Delta P_{c_i} & \text{se } x_i \in S_f \\ 0 & \text{se } x_i \in S_s \end{cases}$$

onde  $\Delta P_{c_i}$  é o montante de corte de carga no estado  $x_i$

Os cálculos de frequência e duração são bastante simples de realizar: a detecção de eventos de corte de carga é realizada através da simulação sequencial do sistema, de modo que:

$$H_{LOLF}(\mathbf{y}_k) = \sum_{i=1}^{N_k} h(\mathbf{x}_i, \mathbf{x}_{i-1}) \quad (10)$$

onde:

$$h(\mathbf{x}_i, \mathbf{x}_{i-1}) = \begin{cases} 1 & \text{se } \mathbf{x}_i \in S_f \text{ e } \mathbf{x}_{i-1} \in S_s \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases}$$

Os índices LOLE, EENS e LOLD são obtidos a partir dos índices previamente calculados.

### 2.6.1.6 Método de parada e/ou convergência do MMCS

O MMCS (RUBINSTEIN; KROESE, 2007; PEREIRA; BALU, 1992) oferece a possibilidade não apenas de calcular estimativas para os índices de confiabilidade, mas também de determinar intervalos de confiança que englobam tais estimativas. A vantagem do MMCS em relação aos métodos analíticos é que o número de amostras necessário para garantir um determinado nível de precisão nas estimativas não depende da dimensão do sistema de potência, mas sim de sua confiabilidade (PEREIRA; BALU, 1992).

A convergência do MMCS é realizada por meio do coeficiente de variação  $\beta$  aplicado às estimativas dos índices de confiabilidade (RUBINSTEIN; KROESE, 2007). Seja  $H(\mathbf{X})$  uma função de teste que representa um índice de confiabilidade específico, o coeficiente de variação é calculado conforme a seguinte equação:

$$\beta = \frac{\sqrt{\text{Var}[H(\mathbf{X})]/N_s}}{\widehat{E}[H(\mathbf{X})]} \quad (11)$$

em que  $\widehat{E}[H(X)]$  representa a estimativa de um determinado índice de confiabilidade, obtida por meio da esperança matemática de  $[H(X)]$ . Nesse contexto,  $\text{Var}[H(X)]$  corresponde à variância da função de teste, e  $N_s$  representa o número de amostras. A estimativa da variância pode ser calculada utilizando o estimador não enviesado da seguinte maneira:

$$\widetilde{\text{Var}}[H(\mathbf{X})] = \frac{1}{N_s - 1} \sum_{t=1}^{N_s} \left( H(X_t) - \widetilde{E}[H(X)] \right)^2 \quad (12)$$

Utilizando  $X_i$  para representar um estado específico do sistema nos  $N_s$  estados amostrados (RUBINSTEIN; KROESE, 2007). A função de teste apropriada para o índice de confiabilidade dependerá do método específico de simulação de Monte Carlo empregado (PEREIRA; BALU, 1992). Agora, consideremos que o parâmetro a ser estimado por meio do método de simulação é representado por  $\mu = \widetilde{E}[H(\mathbf{X})]$ . Conforme afirmado no Teorema do Limite Central (ROSS, 2010), a soma de variáveis independentes e identicamente distribuídas:

$$Z = \frac{\sqrt{N_s}}{\sigma} \left( \left( \frac{1}{N_s} \sum_{i=1}^{N_s} H(\mathbf{X}_i) \right) - \mu \right) \quad (13)$$

À medida que  $N_s$  se aproxima do infinito, o Teorema do Limite Central estabelece que a distribuição da soma de variáveis independentes e identicamente distribuídas tende para uma distribuição Gaussiana com média zero e variância unitária. Para qualquer valor  $z \geq 0$ , é possível determinar os números  $-z$  e  $z$  de modo que a variável

aleatória  $Z$  esteja contida no intervalo definido por eles com uma probabilidade de  $1 - \alpha$ . Matematicamente, isso pode ser expresso como:

$$P(-z \leq Z \leq z) = 1 - \alpha \quad (14)$$

O valor de  $z$  pode ser determinado através da função de distribuição acumulada de probabilidade.

$$\Phi(z) = P(Z \leq z) = 1 - \alpha/2 \Rightarrow z = \Phi^{-1}(1 - \alpha/2) \quad (15)$$

Considerando uma probabilidade de  $1 - \alpha$ , a expressão para o intervalo de confiança de  $\mu$  é:

$$P\left(\tilde{\mu} - \Phi^{-1}(1 - \alpha/2) \frac{\sigma}{\sqrt{N}} \leq \mu \leq \tilde{\mu} + \Phi^{-1}(1 - \alpha/2) \frac{\sigma}{\sqrt{N}}\right) = 1 - \alpha \quad (16)$$

Normalmente, o intervalo de confiança pode ser reformulado como uma função do coeficiente de variação. Por fim, ao saber que  $\mu = \tilde{E}[H(\mathbf{X})]$  e que o coeficiente de variação de  $\tilde{\mu}$  é dado por (11), a equação para o intervalo de confiança para  $\mu$  é:

$$P(\tilde{\mu} \times [1 - \beta \times \Phi^{-1}(1 - \alpha/2)]) \leq \mu \leq \tilde{\mu} \times [1 + \beta \times \Phi^{-1}(1 - \alpha/2)] = 1 - \alpha \quad (17)$$

o intervalo de confiança ( $\alpha$ ) de 5% é

$$P(\tilde{\mu} \times 0.902 \leq \mu \leq \tilde{\mu} \times 1.098) = 0.95 \quad (18)$$

e este intervalo contém o valor real do índice com uma confiança de 95%.

Dentro deste cenário, a pseudo codificação a seguir oferece uma representação sucinta das etapas essenciais deste método.

---

### Algoritmo 1 Método de simulação de Monte Carlo sequencial

---

**Entrada:**  $N_{max}^y$ : número máximo de anos a simular,  $h = 0$ : instante de tempo do relógio fictício,  $N_y = 1$ ,  $T = 8.760h$ : tempo total, parâmetros iniciais.

- 1: Inicializar estados de componentes e carga.
- 2: Amostrar tempo de permanência dos componentes de acordo com (3) e (4).
- 3: Identificar o instante da próxima transição de estado e efetuar a transição; atualizar  $h$ .
- 4: Avaliar o estado do sistema.

- 
- 5: Atualizar os valores das funções teste.
  - 6: **se**  $h = 8.760h$  **então**
  - 7:     Atualizar índices de confiabilidade conforme (7).
  - 8: **senão**
  - 9:     Voltar ao Passo 2.
  - 10: **fim se**
  - 11: Atualizar coeficientes de variação  $\beta$  de acordo com (11).
  - 12: **se**  $N_y = N_y^{max}$  ou coeficientes de variação abaixo de uma tolerância **então**
  - 13:     Parar.
  - 14: **senão**
  - 15:      $N_y = N_y + 1$ ,  $h = 0$ , voltar ao Passo 2.
  - 16: **fim se**
- Saída:** Resultado da simulação.
-

### 3 MODELAGEM, PREPARAÇÃO DE DADOS E SISTEMA TESTE

Nesta seção, é apresentado o ambiente do sistema de teste utilizado, proporcionando uma compreensão das condições práticas de aplicação. Em seguida, é explorado o modelo de otimização das unidades hidrelétricas, detalhando as equações que compõem a modelagem matemática, as variáveis e os parâmetros que moldam o comportamento dessas unidades. A introdução do modelo CRM e suas simplificações contextualizam as decisões na modelagem, facilitando a integração com os modelos apresentados na Seção 2.1.1.

#### 3.1 ALOCAÇÃO DE UNIDADES HIDRELÉTRICAS

A recente atenção dedicada à contabilização da imprevisibilidade associada ao clima na produção de energia renovável não é uma novidade para os sistemas que dependem grandemente da tecnologia hidrelétrica. Por décadas, foram implementadas ferramentas sofisticadas para resolver o desafio da coordenação hidrotérmica em sistemas de energia predominantemente baseados em hidrelétricas. A representação da incerteza desempenha um papel crucial no planejamento operacional a longo prazo dos ativos hidrelétricos, devido à incerteza associada aos fluxos futuros. O fluxo de energia hidrelétrica varia em escalas de curto e longo prazo, apresentando padrões sazonais marcantes. A capacidade de armazenamento a longo prazo dos reservatórios levanta a questão de gerar energia hoje ou armazenar água para utilização futura. A ideia de utilizar métodos estocásticos para a programação ideal de energia hidrelétrica remonta a 1946, quando foi ressaltado que os modelos determinísticos eram excessivamente otimistas (MASSÉ, 1946), enfatizando a necessidade de considerar a natureza estocástica das condições futuras (WALLACE; FLETEN, 2003).

O problema de Comprometimento de Unidades Hídricas (do inglês *Hydro Unit Commitment* (HUC)) está entre os problemas mais importantes nos estudos de geração de energia hidrelétrica e na indústria de geração de energia (FINARDI; SILVA, 2006). Matematicamente, o problema do HUC é um problema de Programação Não Linear Mista (do inglês *Mixed-Integer Nonlinear Programming* (MINLP)) e possui uma estrutura não convexa, sendo um dos problemas de otimização mais difíceis nos quais não há garantia de otimalidade global nas soluções obtidas (FINARDI; SCUZZIATO, 2014; FINARDI; TAKIGAWA; BRITO, 2016).

Várias técnicas de otimização são aplicadas a este problema. As soluções disponíveis são classificadas em técnicas convencionais, técnicas não convencionais e algoritmos híbridos (SARAVANAN *et al.*, 2013). Como técnicas convencionais, o problema do HUC é resolvido empregando: (a) Relaxação Lagrangiana (LR), que representa uma técnica de decomposição dual que explora a estrutura do HUC (FINARDI; SCUZZIATO, 2014); (b) um método de programação não linear inteira mista

(MINLP) que pode lidar com o tamanho e a não convexidade do problema (CATALÃO; POUSINHO; MENDES, 2010); e (c) um problema de Programação Linear Inteira Mista (PLIM) que utiliza uma função linear por partes do modelo de geração de energia hidrelétrica (FINARDI; TAKIGAWA; BRITO, 2016; WU, H. *et al.*, 2012). Como técnicas não convencionais, o problema do HUC é resolvido por métodos estocásticos e técnicas de agrupamento (ZOU; AHMED; SUN, 2019; MARÍN-CANO *et al.*, 2020; PINEDA; FERNÁNDEZ-BLANCO; MORALES, 2019; VIEIRA *et al.*, 2022), entre outros.

Muitos estudos são realizados no HUC para melhorar a eficiência do uso da água e obter mais benefícios econômicos. Cassagnole *et al.* (2021) investigaram o impacto da qualidade das previsões hidrológicas na gestão de reservatórios hidrelétricos e nos ganhos econômicos gerados por um modelo de otimização de programação linear. Hatamkhani, Moridi e Yazdi (2020) desenvolveram um modelo de simulação-otimização para a configuração ideal de sistemas hidrelétricos, adotando uma abordagem sistemática no planejamento e gerenciamento de recursos hídricos na bacia hidrográfica. Huang *et al.* (2021) propuseram três indicadores de risco para quantificar os riscos das operações econômicas integradas de energia hidrelétrica, eólica e fotovoltaica a curto prazo. Ma, Lian e Wang (2013), propuseram duas regras para aprimorar o modelo de otimização devido à eficiência diferente das turbinas hidráulicas e à relação volumétrica e hidráulica restrita entre as duas estações hidrelétricas.

Dentro deste contexto que o modelo a seguir foi proposto, considerando tanto as condições específicas quanto as definições das hipóteses levantadas neste trabalho, e seguindo, para compatibilidade com os dados disponíveis e os critérios definidos no Valoragua.

### 3.1.1 Modelo Hídrico CRM

O HUC foi otimizado usando um modelo de PLIM. Os modelos propostos nos artigos de Wu *et al.* (2023), Amani *et al.* (2021), Li *et al.* (2020) e Truong *et al.* (2019) se concentram em resolver o problema do HUC eficientemente, considerando várias restrições e prioridades. Wu *et al.* (2023) propõem um princípio que flexibiliza e classifica as restrições em níveis de prioridade, resultando em uma solução viável que minimiza o grau de dano das restrições flexíveis. Amani *et al.* (2021) propõem uma abordagem sequencial de PLIM que supera outros solucionadores MINLP em termos de eficiência e otimalidade. Li *et al.* (2020) linearizam as restrições de segurança usando a equação do fluxo de potência DC e o fator de distribuição de interrupções de linha, reduzindo o número de restrições, o qual é feito identificando ramificações representativas e analisando os valores máximos do fluxo de potência pós-contingência. Truong *et al.* (2019) propõem um modelo PLIM para planejamento operacional de longo prazo, considerando a limitação de combustível, a demanda diária de pico de carga e as condições operacionais.

### 3.1.1.1 Função Objetivo

A função objetivo visa a minimização do custo total, considerando quatro aspectos. O primeiro visa diminuir o custo de corte de carga ( $VOLL_B$ ). O segundo termo tem o objetivo de garantir o menor custo possível associado à operação global do sistema de geração de energia elétrica, abrangendo todas as fontes de geração disponíveis. O terceiro termo penaliza possíveis desvios em relação às metas estabelecidas para a geração e bombeamento ( $M_{E_g}$  e  $M_{E_b}$ ). Por fim, o quarto termo penaliza possíveis acréscimos de volume d'água, positivos  $\Delta up_i$  e redução  $\Delta down_i$ , no reservatório ( $M_V$ ).

$$\min \sum_{k=1}^{168} \left[ VOLL_B \times lc_k + Cpgt_T \left[ \sum_{t=1}^T (pgt_{t,k}) \right] \right] + M_{E_g} \sum_{i=1}^I (\Delta Eg_i^+ + \Delta Eg_i^-) + M_{E_b} \sum_{i=1}^I (\Delta Eb_i^+ + \Delta Eb_i^-) + M_V \sum_{i=1}^I (\Delta up_i + \Delta down_i) \quad (19)$$

### 3.1.1.2 Restrições

- Atendimento à Demanda

A restrição garante que a quantidade total de energia gerada, somada ao corte de carga, atenda exatamente à demanda total estabelecida para cada intervalo de tempo.

$$\sum_{h=1}^H (pg_{i,h,k}) - \sum_{h=1}^H (pb_{i,h,k}) + \sum_{t=1}^T (pgt_{t,k}) + \sum_{e=1}^E (pge_{e,k}) + \sum_{s=1}^S (pgs_{s,k}) + lc_k = \bar{L}_k, \quad k = 1, \dots, 168 \quad (20)$$

- Metas de Geração e Bombeamento

A quantidade de geração e bombeamento necessária para o planejamento semanal é determinada pela simulação realizada por meio do VALORAGUA, embora existam outros softwares que possam fornecer os dados de entrada.

- Geração Normal ( $pgn_{i,h,k}$ ) — o conceito de geração normal refere-se a tudo que foi previamente definido nos dados de entrada, ou seja, a meta estabelecida por  $Eg_i$ .

$$\sum_{k=1}^{168} \sum_{h=1}^H pgn_{i,h,k} = Eg_i + \Delta Eg_i^+ - \Delta Eg_i^-, \quad \forall i \in I \quad (21)$$

onde  $\Delta Eg_i^+$  representa o aumento desta meta e  $\Delta Eg_i^-$  a diminuição, este comportamento é penalizado em (19) pelo custo associado ( $M_E$ ) a estes desvios.

- ii) Bombeamento Normal ( $pb_{n_{i,h,k}}$ )- o conceito de bombeamento normal refere-se a tudo que foi previamente definido nos dados de entrada, ou seja, a meta estabelecida por  $Eb_i$ .

$$\sum_{k=1}^{168} \sum_{h=1}^H pb_{n_{i,h,k}} = Eb_i + \Delta Eb_i^+ - \Delta Eb_i^-, \quad \forall i \in I \quad (22)$$

onde  $\Delta Eb_i^+$  representa o aumento desta meta e  $\Delta Eb_i^-$  a diminuição, este comportamento é penalizado em 19 pelo custo associado ( $M_E$ ) a estes desvios.

- Limitação de serviços adicionais

Estabelece que a geração adicional ( $pga_{h,k}$ ) deve ser exatamente igual ao bombeamento adicional ( $pba_{i,h,k}$ ), em hectômetro cúbico ( $hm^3$ ).

$$\frac{1}{\beta_i} \cdot \sum_{k=1}^{168} \sum_{h=1}^H pba_{i,h,k} = \frac{1}{\beta_i} \cdot \sum_{k=1}^{168} \sum_{h=1}^H pga_{i,h,k} \quad (23)$$

A bombagem adicional refere-se ao uso de energia para bombear água ou outro recurso em períodos específicos, normalmente quando há excesso de geração de energia, como durante a noite ou em horários de baixa demanda. A produção adicional, por sua vez, refere-se ao aumento da geração de energia ou da produção de um recurso, geralmente para atender a picos de demanda ou maximizar o uso de recursos disponíveis.

A Equação 23 estabelece que o volume d'água bombeada adicionalmente e a produção adicional resultante, estabeleça um balanço nulo no final de semana. Isso significa que, ao final do período analisado (neste caso, o final de semana), a quantidade de energia ou recurso que foi bombeada ou produzida deve ser igual à quantidade que foi consumida ou liberada. Essa abordagem é importante para garantir que as séries históricas de produção e o volume armazenado não sejam distorcidos. Ao manter um balanço nulo, as análises subsequentes das séries de produção e volume armazenado, utilizadas como *input*, permanecem consistentes.

- Capacidade de Produção

- i) Gerador no modo geração ( $pg_{h,k}$ )

A capacidade de saída máxima do gerador é definida pelo somatório da geração normal ( $pgn_{i,h,k}$ ) mais geração adicional ( $pga_{i,h,k}$ ), para cada hora.

$$pg_{i,h,k} \leq \sum_{i \in H_h} (pgn_{i,h,k} + pga_{i,h,k}), \quad \forall h \in H, k = 1, \dots, 168 \quad (24)$$

ii) Gerador no modo bombeamento ( $pb_{i,h,k}$ )

A capacidade de saída máxima do gerador é definida pelo somatório da geração normal ( $pbn_{i,h,k}$ ) mais geração adicional ( $pba_{i,h,k}$ ), para cada hora.

$$pb_{i,h,k} \leq \sum_{i \in H_h} (pbn_{i,h,k} + pba_{i,h,k}), \quad \forall h \in H, k = 1, \dots, 168 \quad (25)$$

• Gestão do Reservatório

Os volumes iniciais e finais necessários para o planejamento semanal é determinada pela simulação realizada por meio do VALORAGUA. A simulação com o VALORAGUA, o volume final ( $VF_{i,SEM}$ ) de uma usina na semana  $SEM$  é determinado pela seguinte equação:

$$\begin{aligned} VF_{i,SEM} = & VI_{i,SEM} + TM_{i,SEM} + DM_{i,SEM} + BJ_{i,SEM} \\ & + A_{i,SEM} - TJ_{i,SEM} - DJ_{i,SEM} \\ & - BM_{i,SEM} - E_{i,SEM} - R_{i,SEM} \end{aligned} \quad (26)$$

Onde:

- $VF_{i,SEM}$  – Volume final da usina  $i$  na semana  $SEM$
- $VI_{i,SEM}$  – Volume inicial da usina  $i$  na semana  $SEM$
- $TM_{i,SEM}$  – Volume turbinado da usina de montante na semana  $SEM$
- $DM_{i,SEM}$  – Volume descarregado da usina de montante na semana  $SEM$
- $BJ_{i,SEM}$  – Volume bombado da usina de jusante na semana  $SEM$
- $A_{i,SEM}$  – Volume afluyente (afluência natural) na semana  $SEM$
- $TJ_{i,SEM}$  – Volume turbinado para a usina a jusante na semana  $SEM$
- $DJ_{i,SEM}$  – Volume descarregado para a usina a jusante na semana  $SEM$
- $BM_{i,SEM}$  – Volume bombado para a usina de montante na semana  $SEM$
- $E_{i,SEM}$  – Volume evaporado na semana  $SEM$
- $R_{i,SEM}$  – Volume retirado da usina  $i$  na semana  $SEM$ , por exemplo, para irrigação ou abastecimento de água para a população

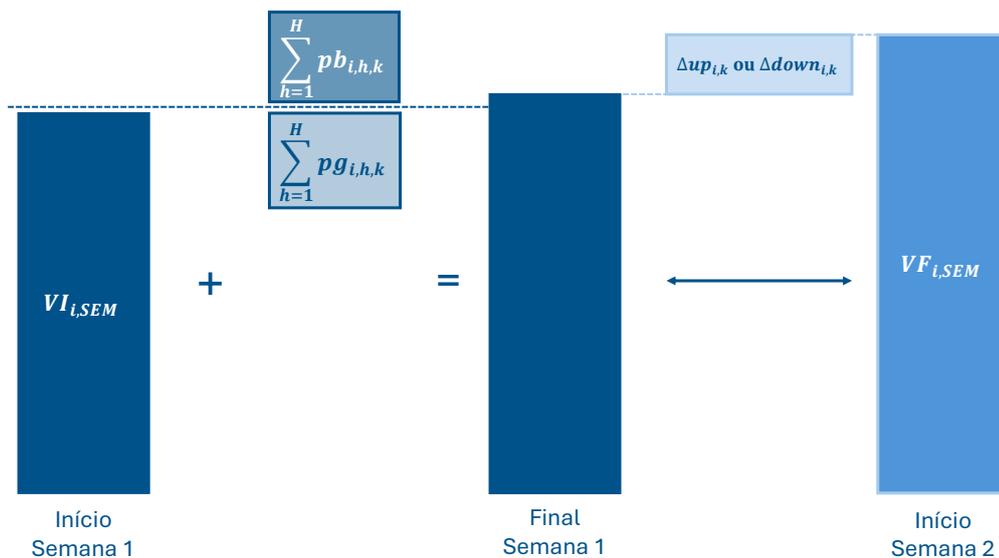
Os dados fornecidos para alimentar o *software* PS-MORA são:  $VF_{i,SEM}$ ,  $VI_{i,SEM}$ ,  $BJ_{i,SEM}$  e  $TJ_{i,SEM}$ . Assim, para calculada a afluência no PS-MORA, temos:

$$\begin{aligned} A_f &= TM_{i,SEM} + DM_{i,SEM} + A_{i,SEM} - DJ_{i,SEM} - BM_{i,SEM} - E_{i,SEM} - R_{i,SEM} \\ &= VF_{i,SEM} - VI_{i,SEM} + TJ_{i,SEM} - BJ_{i,SEM} \end{aligned} \quad (27)$$

Portanto, temos que a afluência calculada no PS-MORA corresponde a  $TM_{i,SEM} + DM_{i,SEM} + A_{i,SEM} - DJ_{i,SEM} - BM_{i,SEM} - E_{i,SEM} - R_{i,SEM}$ . Essa afluência não traduz apenas a afluência natural, mas também o volume que afluí devido a turbinamentos e descarregamentos das usinas a montante, deduzido dos volumes bombeados para montante e dos volumes retirados e evaporados.

Podem ocorrer situações em que, devido aos volumes bombeados pela usina de montante ou volumes evaporados e retirados, a afluência calculada no PS-MORA seja negativa. Nesse caso, pode ser vista como uma retirada necessária. Assim, além dos aumentos, também pode haver reduções no volume total. Para manter o comportamento do modelo nas considerações e hipóteses estabelecidas no VALORAGUA, estas variáveis foram substituídas por dois elementos na equação de balanço, traduzidos em  $\Delta up_i$  e  $\Delta down_i$ . Esse ajuste é realizado a um custo elevado ( $M_V$ ), conforme a função objetivo 19, porém inferior ao custo associado ao corte de carga, a Figura 4 ilustra este comportamento.

Figura 4 – Aumento e redução do volume — Desvios positivos e negativos.



É definido dado de entrada  $VI_{i,SEM}$  que deve ser utilizado para produzir a meta de energia semanal definida por  $(Eg_i)$  e, quando há bombeamento,  $(Eb_i)$  que adiciona ao reservatório um volume extra, se somente se, esse volume adicionado

programado não for suficiente para manter o volume final e não afetar a semana seguinte, é adicionado um volume positivo.

i) Balanço hidráulico do reservatório

Efetua o cálculo do uso da água durante a simulação, em que  $pg_{i,h,k}$  (geração) representa uma redução no volume e  $pb_{i,h,k}$  (bombeamento) denota um aumento, ambos penalizados pela constante de produtividade associada, as variações  $\Delta up_{i,k}$  e  $\Delta down_{i,k}$  representam as variações positivas e negativas de acréscimos de volume ao reservatório.

$$va_{i,k} = va_{i,k-1} + \frac{1}{\beta_i} \cdot \sum_{h=1}^H pb_{i,h,k} - \frac{1}{\alpha_i} \cdot \sum_{h=1}^H pg_{i,h,k} + \Delta up_{i,k} - \Delta down_{i,k}, \quad \forall i \in I, k = 1, \dots, 168 \quad (28)$$

ii) Volume Inicial

Estabelece o volume inicial por semana para cada albufeira  $i$ .

$$va_{i,1} = VI_{i,SEM} \quad (29)$$

iii) Volume Final

Estabelece o volume final por semana para cada albufeira  $i$ .

$$va_{i,168} = VF_{i,SEM} \quad (30)$$

iv) Mínimos e Máximos

Estabelece os limites operativos do reservatório.

$$\underline{V}_i \leq va_{i,k} \leq \bar{V}_i, \quad \forall i \in I, k = 1, \dots, 168 \quad (31)$$

• Lógica da variável binária

i) Normal e Adicional

O modelo permite a ocorrência geração e bombeamento tanto normal quanto adicional. As variáveis binárias delimitam o comportamento intrínseco desses serviços, com uma restrição geral (32) que limita a execução de dois serviços simultaneamente. Além disso, o conjunto de restrições

(33)-(36) impede a ocorrência simultânea de bombeamento e geração, seja adicional ou normal.

$$xpn_{i,h,k} + xpa_{i,h,k} + xbn_{i,h,k} + xba_{i,h,k} \leq 2, \quad k = 1, \dots, 168 \quad (32)$$

ii) Comportamento complementar das binárias

Sistematiza a incoexistência de geração e bombeamento.

$$xpn_{i,h,k} + xbn_{i,h,k} \leq 1, \quad \forall k = 1, \dots, 168 \quad (33)$$

$$xpn_{i,h,k} + xba_{i,h,k} \leq 1, \quad \forall k = 1, \dots, 168 \quad (34)$$

$$xpa_{i,h,k} + xbn_{i,h,k} \leq 1, \quad \forall k = 1, \dots, 168 \quad (35)$$

$$xpa_{i,h,k} + xba_{i,h,k} \leq 1, \quad \forall k = 1, \dots, 168 \quad (36)$$

iii) Restrições de estado binário e associação às variáveis de saída do gerador

$$pga_{i,h,k} \leq xpa_{i,h,k} \overline{Pg}_{i,h,k}, \quad \forall i \in H_h, \forall h \in H, k = 1, \dots, 168 \quad (37)$$

$$pgn_{i,h,k} \leq xpn_{i,h,k} \overline{Pg}_{i,h,k}, \quad \forall i \in H_h, \forall h \in H, k = 1, \dots, 168 \quad (38)$$

$$pbn_{i,h,k} \leq xbn_{i,h,k} \overline{Pb}_{i,h,k}, \quad \forall i \in H_h, \forall h \in H, k = 1, \dots, 168 \quad (39)$$

$$pba_{i,h,k} \leq xba_{i,h,k} \overline{Pb}_{i,h,k}, \quad \forall i \in H_h, \forall h \in H, k = 1, \dots, 168 \quad (40)$$

• Limites máximos do gerador

Aqui define-se o limite físico da unidade geradora.

$$pg_{i,h,k} \leq \overline{Pgh}_{i,h,k}, \quad \forall h \in H, k = 1, \dots, 168 \quad (41)$$

$\overline{Pgh}_{i,h,k}$  definida por Equação 1.

$$pb_{i,h,k} \leq \overline{Pb}_{i,h,k}, \quad \forall h \in H, k = 1, \dots, 168 \quad (42)$$

- Limites máximos do gerador térmico

$$pgt_{t,k} \leq \overline{Pgt}_{t,k}, \quad k = 1, \dots, 168 \quad (43)$$

- Corte de carga

$$lc_k \leq \overline{L}_k, \quad k = 1, \dots, 168 \quad (44)$$

Conjunto dos índices:

- $B$  - Barra
- $i$  - albufeira
- $h$  -  $h$ -ésima unidade geradora
- $k$  - período
- $T(t)$  - Conjunto de Centrais Térmicas
- $E(e)$  - Conjunto de Centrais Eólicas
- $S(s)$  - Conjunto de Centrais Solares

Variáveis:

- $pg_{i,h,k}$  : Potência produzida da central  $i$  pelo gerador  $h$  no período  $k$
- $pb_{i,h,k}$  : Potência consumida da central  $i$  pelo gerador  $h$  no período  $k$  (bombeamento)
- $pgn_{i,h,k}$  : Potência normal produzida (atende a meta) da central  $i$  pelo gerador  $h$  no período  $k$
- $pbn_{i,h,k}$  : Potência normal consumida (atende a meta) da central  $i$  pelo gerador  $h$  no período  $k$  (bombeamento)
- $pga_{i,h,k}$  : Potência produzida adicional da central  $i$  pelo gerador  $h$  no período  $k$
- $pba_{i,h,k}$  : Potência consumida adicional da central  $i$  pelo gerador  $h$  no período  $k$  (bombeamento)
- $xpn_{i,h,k}$  : Estado da central hídrica  $i$  pelo gerador  $h$  no período  $k$  {1 – produção; 0 – bombeamento}

- $xpa_{i,h,k}$  : Estado da central hídrica  $i$  pelo gerador  $h$  no período  $k$  {1 – produção; 0 – bombeamento}
- $xbn_{i,h,k}$  : Estado da central hídrica  $i$  pelo gerador  $h$  no período  $k$  {1 – bombeamento; 0 – produção}
- $xba_{i,h,k}$  : Estado da central hídrica  $i$  pelo gerador  $h$  no período  $k$  {1 – bombeamento; 0 – produção}
- $va_{i,k}$  : Volume armazenado da central hídrica  $i$  no período  $k$
- $\Delta Eg_i^+$  : Variável auxiliar não negativa que indica o aumento da energia de produção semanal relativamente ao valor da central hídrica  $i$
- $\Delta Eg_i^-$  : Variável auxiliar não negativa que indica a diminuição da energia de produção semanal relativamente ao valor da série da central hídrica  $i$
- $\Delta Eb_i^+$  : Variável auxiliar não negativa que indica o aumento da energia de bombeamento semanal relativamente ao valor da série da central hídrica  $i$
- $\Delta Eb_i^-$  : Variável auxiliar não negativa que indica a diminuição da energia de bombeamento semanal armazenada relativamente ao valor da série da central hídrica  $i$
- $\Delta up_{i,k}$  : Variável auxiliar não negativa que indica acréscimo de volume armazenado no final da semana relativamente ao valor da série da central hídrica  $i$
- $\Delta down_{i,k}$  : Variável auxiliar não negativa que indica redução de volume armazenado no final da semana relativamente ao valor da série da central hídrica  $i$
- $lc_k$  : Corte de carga no período  $k$

Parâmetros:

- $\overline{Pg}_{i,h,k}$  : Potência de produção máxima da central  $i$  do gerador  $h$  no período  $k$
- $\overline{Pb}_{i,h,k}$  : Potência de consumo máxima da central  $i$  do gerador  $h$  no período  $k$  (bombeamento)
- $\overline{L}_k$  : Carga no período  $k$
- $\overline{Pgh}_{i,h,k}$  : Potência de produção máxima da central hídrica  $i$  no período  $k$  em função das séries de volume armazenado no início da semana
- $Eg_i$  : Energia de produção semanal conforme as séries da central hídrica  $i$

- $Eb_i$  : Energia de bombagem semanal conforme as séries da central hídrica  $i$
- $VI_{i,SEM}$  : Volume armazenado na albufeira da central hídrica  $i$  no início da semana  $SEM$
- $VF_{i,SEM}$  : Volume armazenado na albufeira da central hídrica  $i$  no final da semana  $SEM$
- $\alpha_h$  : Coeficiente de conversão potência produção / volume turbinado na central hídrica  $i$
- $\beta_h$  : Coeficiente de conversão potência consumo / volume armazenado na central hídrica  $i$
- $\bar{V}_i$  : Volume máximo armazenado na albufeira da central hídrica  $i$
- $\underline{V}_i$  : Volume mínimo armazenado na albufeira da central hídrica  $i$
- $Cpgt_T$  : Custo produção da central térmica  $T$
- $VOLL_B$  : Custo do corte de carga na barra  $B$
- $M_{E_g}$  : Penalidade para evitar desvios positivos e/ou negativos de produção nas centrais hídricas relativamente aos valores das séries semanais
- $M_{E_b}$  : Penalidade para evitar desvios positivos e/ou negativos de bombeamento nas centrais hídricas relativamente aos valores das séries semanais
- $M_V$  : Penalidade para evitar desvios de volume armazenado nas centrais hídricas relativamente aos valores das séries semanais

O modelo de otimização PLIM (19)-(44) otimiza a gestão dos recursos energéticos, formulado a partir de uma função objetivo que se concentra em minimizar os custos associados à operação do sistema. As restrições do modelo incluem o equilíbrio de potência em cada estágio, metas semanais para produção e bombeamento, limites operacionais e restrições específicas para unidades reversíveis. Além disso, o modelo impõe limites superiores para produção, bombeamento e corte de carga.

### 3.2 FLUXO DE POTÊNCIA

A integração do planejamento hídrico no contexto da avaliação de confiabilidade, incluindo a avaliação do fluxo de potência ótimo e o fluxo de potência linearizado, permite considerar a rede de transporte já na seleção dos estados para posterior reavaliação no despacho. Essa abordagem sinérgica entre planejamento hidrológico e elétrico resulta em estratégias de gestão mais eficientes.

### 3.2.1 Análise via fluxo de potência linearizado via otimização

Ao integrar o Modelo CRM na simulação, uma pré-avaliação da rede é realizada, adicionando uma camada extra na definição dos estados. A alocação das unidades, além de respeitar as restrições do Modelo CRM, é ajustada com base nas restrições das linhas do sistema. Diferente dos modelos PRP e CLD, que não consideram a dinâmica da rede na composição dos estados, o CRM oferece uma visão mais completa ao incluir a localização das unidades na rede elétrica.

Essa pré-avaliação permite identificar gargalos e otimizar a distribuição das capacidades de geração, garantindo que as restrições operacionais e de transmissão sejam atendidas. Assim, o Modelo CRM proporciona uma avaliação mais detalhada da rede durante o processo do MMCS, FP e FPO.

O modelo de otimização busca alocar a geração de energia de forma eficiente entre as Unidade Geradora (UG), levando em conta a demanda, os custos de geração e as limitações da rede de transmissão. Como a demanda de energia varia ao longo do dia, o modelo ajusta a produção para atender a essas flutuações. Além disso, são consideradas as restrições da rede de transmissão, como a capacidade das linhas, utilizando o Fluxo de Potência Linearizado. Com base no modelo PLIM (19)-(44), foram adicionadas novas restrições ao modelo para refletir essas considerações.

- Balanço do fluxo nas linhas

$$\sum f_{ij} = \sum_{k=1}^K (pg_{i,h,k} + pgt_{t,k} + pge_{e,k} + pgs_{s,k}) - pb_{i,h,k} - L_k, \quad k = 1, \dots, 168 \quad (45)$$

- Matriz de susceptâncias

$$f_{ij} = B_{ij}(\theta_i - \theta_j) \quad (46)$$

- Limites do ângulo  $\Theta$

$$\theta^{min} \leq \theta_t \leq \theta^{max} \quad (47)$$

- Limites do fluxo nas linhas

$$f_{ij}^{min} \leq f_{ij} \leq f_{ij}^{max} \quad (48)$$

### 3.2.2 Algoritmo de Avaliação de Estados

O processo de análise de estado adota as ferramentas mencionadas anteriormente, com foco especial na análise composta. Nessa análise, o maior custo computacional durante a simulação reside no processo de análise do estado. Para lidar com

essa questão, foi desenvolvida uma estratégia de análise de estado que visa otimizar o uso das ferramentas FP e FPO de maneira eficaz (VIEIRA, 2020).

Do ponto de vista computacional, a chamada ao FPO demanda um esforço significativo em comparação com o FP DC. Isso ocorre porque o FPO é um processo iterativo de otimização para encontrar o ponto ótimo, enquanto o FP DC envolve apenas a solução de um sistema linear (VIEIRA, 2020). Portanto, em cada transição MMSC, ocorre um despacho considerando apenas os custos dos geradores, ignorando a rede de transmissão. Se a capacidade de geração disponível não for suficiente para atender à demanda do sistema e a programação semanal for afetada, é feita uma tentativa de readequação durante o despacho, caso o estado de falha não seja contornado, é necessário cortar a carga. Em outras palavras:

$$\Delta P_C(t) = L(t) - G(t) \quad (49)$$

onde  $L(t)$ ,  $G(t)$  e  $P_C(t)$  são, respectivamente, a capacidade de geração, a carga do sistema e o corte de carga realizados no instante  $t$ . Em seguida, o valor de  $P_C(t)$  é distribuído em todas as barras de carga, priorizando aquelas de menor custo de corte de carga, até que:

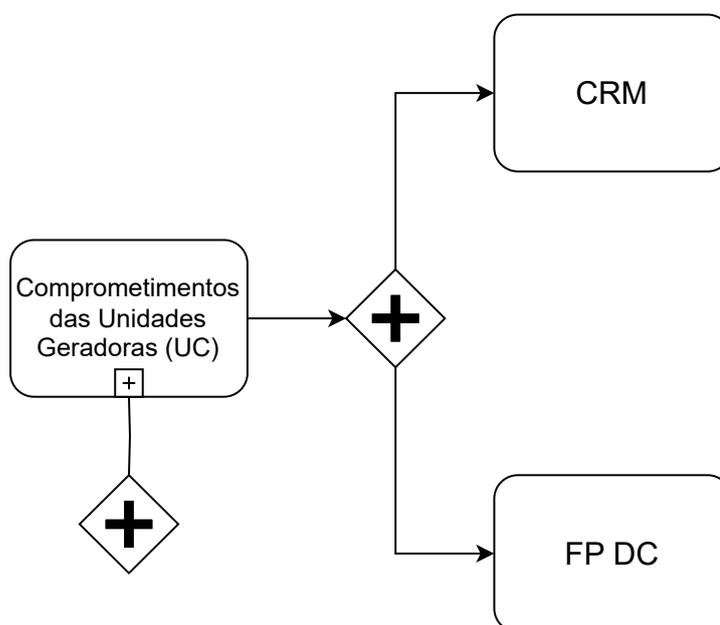
$$L(t) - \sum_{i=1}^{N_b} \Delta P_{c_i}(t) = G(t) \quad (50)$$

onde  $P_{c_i}$  é o valor de corte de carga na barra  $i$  e  $N_b$  é o número de barras do sistema.

Após a execução do FP DC, caso alguma restrição operacional seja violada, uma ação corretiva é realizada por meio do FPO. Os resultados do FPO podem indicar dois cenários: o primeiro é um novo ponto de operação viável, com um novo despacho dos geradores que atendem completamente à carga. O segundo resultado indica que não é possível alcançar um estado viável com a configuração atual do sistema, exigindo um corte de carga, sendo então adicionado ao valor de  $P_c(t)$ .

A Figura 6 apresenta o Algoritmo de Análise de Estado. O primeiro bloco é o UC. Este bloco apresenta o modelo proposto, baseado no PLIM apresentado em (19)-(44) e na interação com a rede proposta pelo modelo de otimização (45)-(48). Estas equações, em conjunto, formam o modelo CRM com rede na etapa de seleção do estado, sendo:

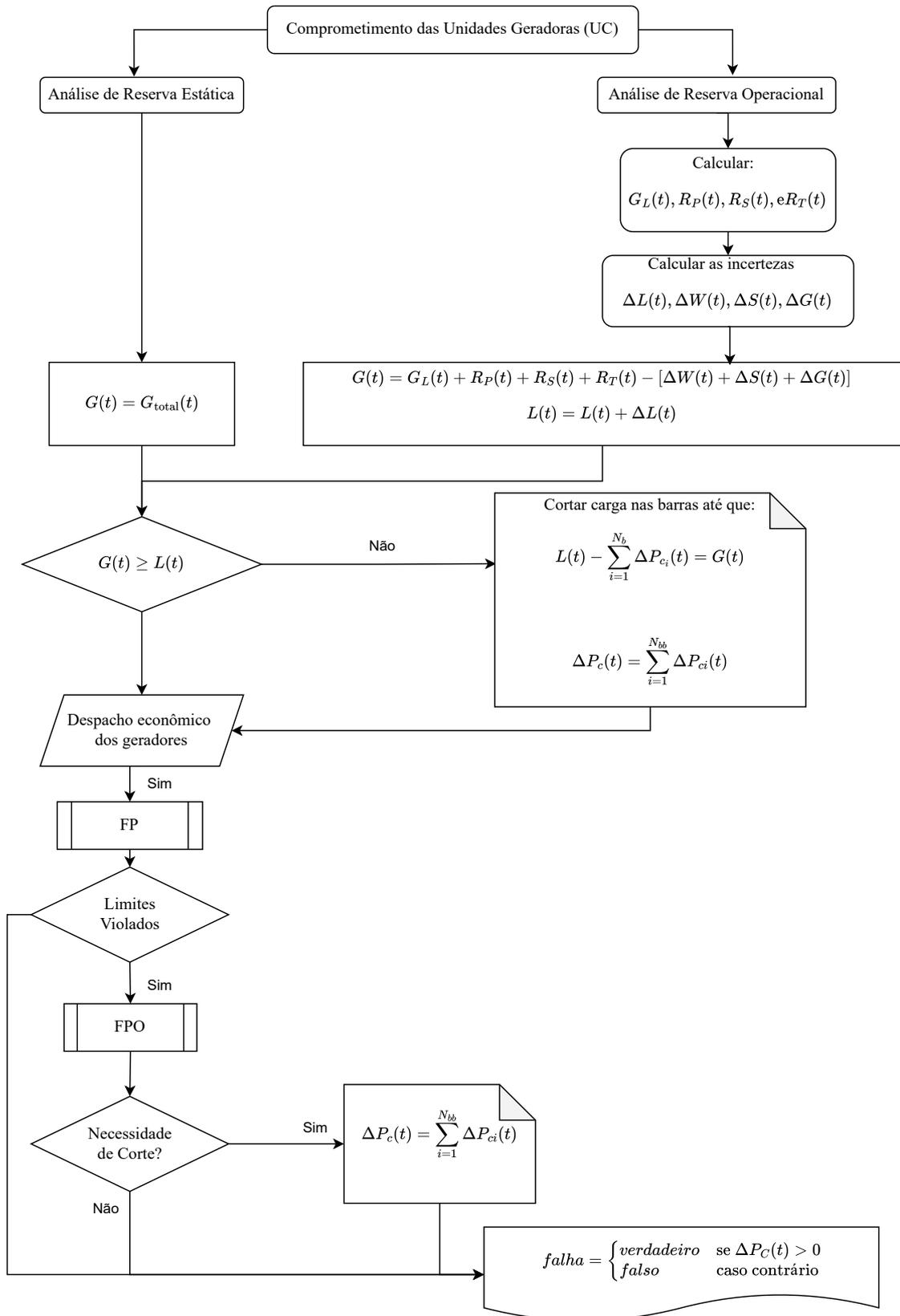
Figura 5 – Seleção dos estados - UC.



Com base no algoritmo da Figura 6, as simulações serão realizadas sob a perspectiva da reserva estática. A evolução da simulação e os resultados obtidos serão abordados no próximo capítulo. A partir da premissa energética, analisaremos a disponibilidade de energia dos três modelos citados: PRP, CLD e CRM, para analisar as diferenças e o comportamento entre as metodologias.

Para compreender melhor o processo de simulação, o algoritmo que representa essa análise de estado é genericamente descrito na Figura 6.

Figura 6 – Algoritmo de análise de estado.



Fonte: Adaptado de (VIEIRA, 2020).

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

### 4.1 DESCRIÇÃO DA INFRAESTRUTURA, REDE DE TESTE E ESTUDO DE CASO

Neste capítulo, são apresentados os principais resultados alcançados com a aplicação da metodologia proposta, infraestrutura e a configuração do sistema teste. Primeiramente, são discutidos os resultados relacionados ao modelo energético, especificamente o modelo de otimização. Em seguida, são realizadas análises no contexto da confiabilidade, utilizando a Simulação Sequencial de Monte Carlo. Por fim, é discutido o impacto da consideração do modelo de otimização em comparação com os modelos PRP e CLD na distribuição dos recursos energéticos, todos os resultados não foram considerados serviços adicionais, ou seja, as simulações tiveram montante de bombeamento adicional e produção adicional igual a zero.

#### 4.1.1 Infraestrutura

Os resultados foram demonstrados pela aplicação da abordagem proposta pelo Sistema teste de 6 barras. O software utilizado na análise foi programado em C++, e as simulações foram conduzidas utilizando um ambiente computacional distribuído que envolve dois servidores equipados com processadores Intel Xeon operando a 3,46 GHz, com 32GB de RAM e 8 núcleos. A biblioteca MS-MPI foi adotada para a troca de mensagens entre os processos, os modelos de otimização são baseados no *solver* Gurobi<sup>1</sup> com o uso da licença acadêmica.

### 4.2 SISTEMA TESTE

Com nível crescente de complexidade dos sistemas de energia requer novos sistemas de teste e ferramentas de simulação que possibilitem diversas explorações de modelagem e análise, utilizando conjuntos de dados extensos para ilustrar a complexidade do planejamento e operação do sistema de energia. No entanto, esses conjuntos de dados devem ser suficientemente pequenos para implementar novas técnicas, garantindo que os resultados sejam compreensíveis e que o uso seja simples (COFFRIN; GORDON; SCOTT, 2019).

O sistema teste proposto para os desenvolvimentos metodológicos é composto por:

#### I. Rede de Transmissão:

- Seis barras e sete ramos em um único circuito de 138 kV.

---

<sup>1</sup>Gurobi é um solver de otimização matemática de alto desempenho, amplamente utilizado para resolver problemas de programação linear, programação inteira e programação quadrática. Ele é conhecido por sua velocidade, robustez e capacidade de lidar com grandes modelos complexos. Mais informações podem ser encontradas em <https://www.gurobi.com>.

## II. Capacidade de Geração:

- Geração térmica: três unidades totalizando 1135 MW.
- Hidrelétricas:
  - Uma unidade reversível com 336 MW de capacidade de geração e 281,4 MW de capacidade máxima de bombeamento.
  - Uma hidrelétrica com capacidade de 240 MW.
- Fontes renováveis:
  - Dois parques fotovoltaicos com capacidade total de 292,5 MW.
  - Duas estações eólicas com capacidade total de 292,5 MW.

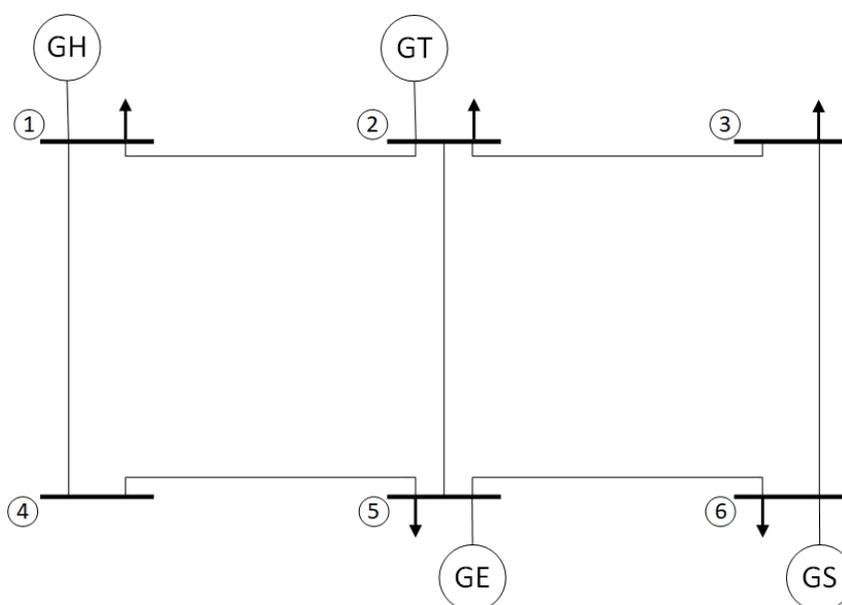
## III. Demanda:

- O sistema possui um pico de 1350MW.

### 4.2.1 Sistema teste — 6 barras

O sistema utilizado é ilustrado na Figura 7, seguido das informações das barras, linhas e unidades geradoras.

Figura 7 – Sistema teste — 6 barras.



A Tabela 1 fornece informações detalhadas sobre as barras do sistema teste, incluindo a designação de referência (*Slack*), tensões em pu e kV, ângulo de tensão e carga ativa.

Tabela 1 – Dados das Barras.

ID	Slack	Tensão (p.u.)	Tensão (kV)	Tensão (graus)	Carga Ativa (MW)
1	Sim	1	138	0	150
2	Não	1	138	0	250
3	Não	1	138	0	350
4	Não	1	138	0	0
5	Não	1	138	0	250
6	Não	1	138	0	350

A Tabela 2 fornece detalhes sobre a resistência, reatância, susceptância, capacidade nominal e o MTTR dos circuitos, além da análise do fluxo DC também é realizada O fluxo de potencial convencional.

Tabela 2 – Dados das Linhas.

ID	De	Para	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Taxa de Falha (Oc. /Ano)	MTTR (h)
1	1	2	0,02007	0,06867	0,02205	0,2633	24
2	1	4	0,02014	0,06872	0,02229	0,2633	24
3	2	3	0,00146	0,00787	0,00265	0,03067	24
4	2	5	0,00146	0,00769	0,00260	0,03067	24
5	4	5	0,00142	0,00761	0,00256	0,03067	24
6	5	6	0,02098	0,11168	0,03801	0,44136	24
7	6	3	0,00757	0,07726	0,05010	0,32047	24

A Tabela 3 apresenta dados sobre diferentes tecnologias de geração, incluindo taxas de falha, MTTR, potências nominal e mínima, potência de bombeamento e localização no sistema.

Tabela 3 – Dados de Classe e Tecnologia de Geração.

ID	Tecnologia	Taxa de Falha (Oc./Ano)	MTTR (h)	P. Nom. (MW)	P. Min. (MW)	P. Bomb. (MW)	Barra
1	EOL1	0	0	127,5	0	-	5
2	EOL2	0	0	165	0	-	5
3	SOL1	0	0	258	0	-	6
4	SOL2	0	0	129	0	-	6
5	HIDRO1 <sub>G1</sub>	4,944	21,2269	112	0	93,807	1
6	HIDRO1 <sub>G2</sub>	4,944	21,2269	112	0	93,807	1
7	HIDRO1 <sub>G3</sub>	4,944	21,2269	112	0	93,807	1
8	HIDRO1 <sub>G4</sub>	4,944	21,2269	112	0	93,807	1
9	HIDRO2 <sub>G1</sub>	7,444	6,2552	80	0	0	1
10	HIDRO2 <sub>G2</sub>	7,444	6,2552	80	0	0	1
11	HIDRO2 <sub>G3</sub>	7,444	6,2552	80	0	0	1
12	HIDRO2 <sub>G4</sub>	7,444	6,2552	80	0	0	1
13	HIDRO2 <sub>G5</sub>	7,444	6,2552	80	0	0	1
14	TERM1	5,333	46,1658	330	0	-	2
15	TERM2	5,333	46,1658	392	0	-	2
16	TERM3	5,333	46,1658	413	0	-	2

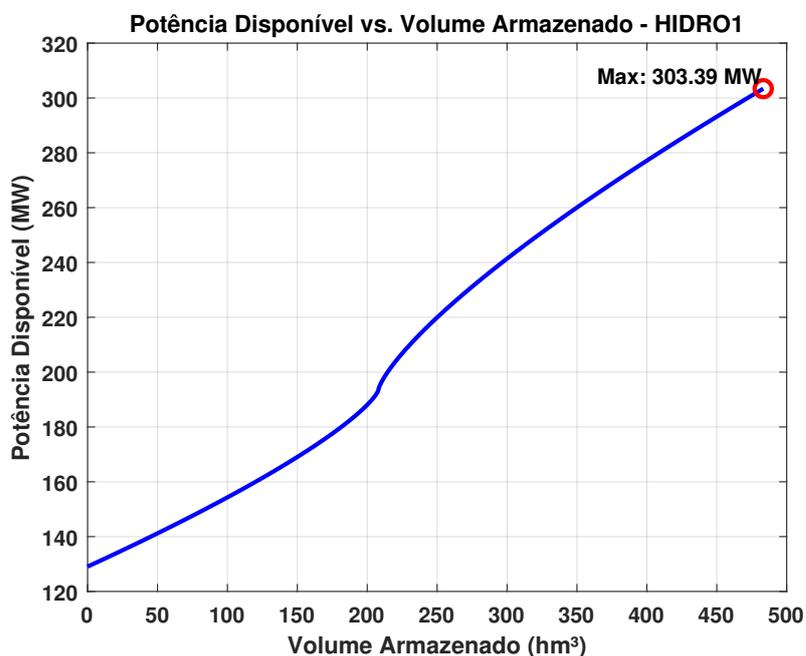
A potência hídrica disponível, conforme definida pela Equação 1, é calculada semanalmente ao longo da simulação. Esse cálculo é feito com base no volume inicial definido para cada semana. Para o sistema teste, os parâmetros  $A$ ,  $B$ ,  $C$  e  $x$  característicos de cada aproveitamento são:

Tabela 4 – Dados das Hidrelétricas — Potência Hídrica Disponível.

ID	NOME	A (MW)	B (MW/hm <sup>3</sup> )	C (hm <sup>3</sup> )	x	Vol. Max. (hm <sup>3</sup> ) (hm <sup>3</sup> )
1	HIDRO1	193523,9531	1551,22388	207,99001	0,75838	483,2
2	HIDRO2	230598,3438	1459,19934	84,99	1	97

Com base nesses parâmetros, a potência hídrica disponível é calculada utilizando a Equação 2, a partir das séries semanais de volumes armazenados simuladas no *software* VALORAGUA, resultados do planejamento executado pelo VALORAGUA (em hm<sup>3</sup>).

Figura 8 – Função Potência Hídrica Disponível — HIDRO1.



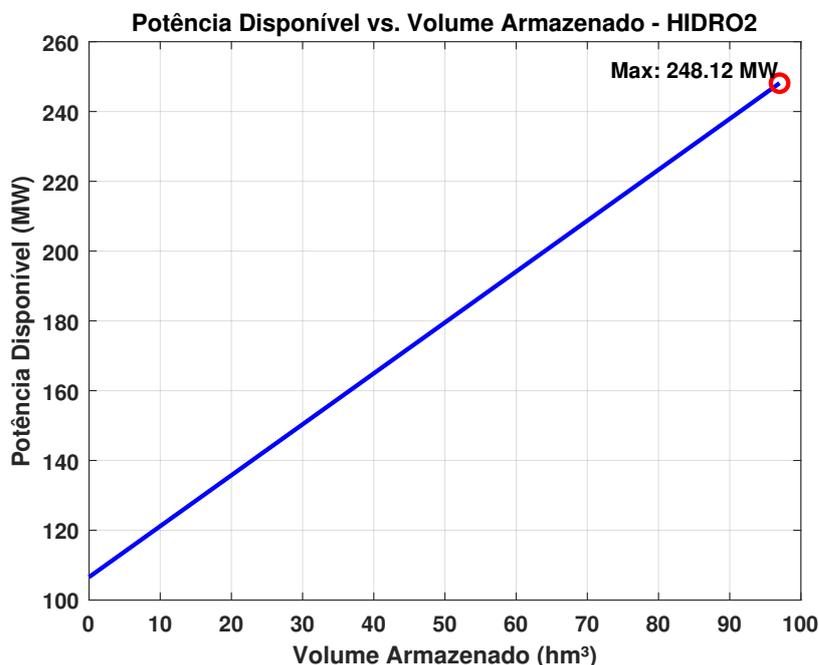
Com base na Figura 8 e utilizando a Equação 2, a potência de cada gerador da usina é calculada. Para o gerador  $G_1$ , a potência é determinada pela seguinte forma:

$$ph(G_1) = (112 \cdot 1) \cdot \left( \frac{303,39}{448} \right)$$

$$ph(G_1) \leq 75,85 \text{ MW}$$

Como a usina HIDRO1 possui quatro geradores idênticos, o mesmo procedimento é aplicado a cada um deles para assegurar que todos operem dentro dos limites de potência estabelecidos. Durante a simulação, esse ajuste é realizado no início de cada semana, levando em consideração as variações nos volumes iniciais.

Figura 9 – Função Potência Hídrica Disponível — HIDRO2.



Conforme ilustrado na Figura 9 e utilizando a Equação 2, a potência de cada gerador da usina HIDRO2 é calculada da seguinte maneira, similar ao procedimento adotado para a usina HIDRO1:

Para o gerador  $G_1$ , a potência é determinada por:

$$ph(G_1) = (80 \cdot 1) \cdot \left( \frac{248,12}{400} \right)$$

$$ph(G_1) \leq 49,62 \text{ MW}$$

A HIDRO2 possui cinco geradores idênticos. Portanto, o mesmo método é aplicado aos demais geradores para garantir que cada um opere nos limites de potência especificados, este procedimento é realizado semanalmente de seguindo a variabilidade das series de volumes.

#### 4.2.2 EVOLUÇÃO DAS SIMULAÇÕES

Salientando, a proposta deste trabalho é, em suma, desenvolver uma formulação matemática que integre o planejamento energético hidráulico ao MMCS. A intenção é capturar e analisar o comportamento da componente hídrica, avaliando seu impacto nos índices de confiabilidade do sistema energético.

Inicialmente, será levantado o comportamento do sistema submetido ao modelo PLIM, conforme as equações (19)-(44).

Tabela 5 – Resumo das Simulações

Simulação	Descrição	Resultados
1	Avaliação sem falhas, resultados energéticos	PRP CLD CRM <sub>S2</sub>
2	Repetir a Simulação 1, com falhas	PRP CLD CRM <sub>S2</sub>
3	Até a convergência do método	PRP CLD CRM <sub>S1, S2</sub>
4	Até a convergência do método	CRM <sub>S2</sub> Modificado

Este conjunto de testes e simulações fornecerá uma base para discutir o impacto do planejamento hidráulico no contexto do MMCS, especificamente na integração do planejamento energético hidráulico. Em particular, é possível investigar como essa integração influencia os estados avaliados e, conseqüentemente, os índices de confiabilidade do sistema.

Além disso, foram realizadas simulações para obter e quantificar o comportamento de um modelo proposto. Observa-se que as Equações 21, 22 e 28, quando consideram os estados *up* e *down* dos equipamentos, podem alterar, significativamente, o comportamento do modelo. Isso permite ajustar tanto a geração quanto o bombeamento, com mudanças associadas às variáveis  $\Delta up_{i,k}$ ,  $\Delta down_{i,k}$ ,  $\Delta Eg_i^+$ ,  $\Delta Eg_i^-$ ,  $\Delta Eb_i^+$  e  $\Delta Eb_i^-$ .

As simulações do CRM será dividida em duas vertentes, a saber:

- CRM<sub>S1</sub>: visão mais otimista do uso d'água
- CRM<sub>S2</sub>: visão mais realista do uso d'água

Assim, nas simulações 1 e 2 o modelo simulado será CRM<sub>S2</sub>, a simulação 3 do modelo CRM<sub>S1</sub> e o CRM<sub>S2</sub>, por fim a simulação 4 o CRM<sub>S2</sub> com o custo  $M_V$  reduzido.

- CRM<sub>S1</sub> com as restrições originais conforme definidas em 21 e 22.
- CRM<sub>S2</sub> com as alterações nas restrições, conforme segue:

$$\sum_{k=1}^{168} \sum_{h=1}^H pgn_{i,h,k} = Eg_i - \Delta Eg_i^-, \quad \forall i \in I \quad (51)$$

$$\sum_{k=1}^{168} \sum_{h=1}^H pbn_{i,h,k} = Eb_i - \Delta Eb_i^-, \quad \forall i \in I \quad (52)$$

Esta modificação permite que a geração hídrica e/ou bombeamento permaneçam dentro, ou abaixo dos valores estabelecidos nos dados de entrada. No entanto, mantém-se a capacidade de fornecer serviços adicionais de geração, contanto que haja bombeamento adicional, seguindo as definição dado por (23).

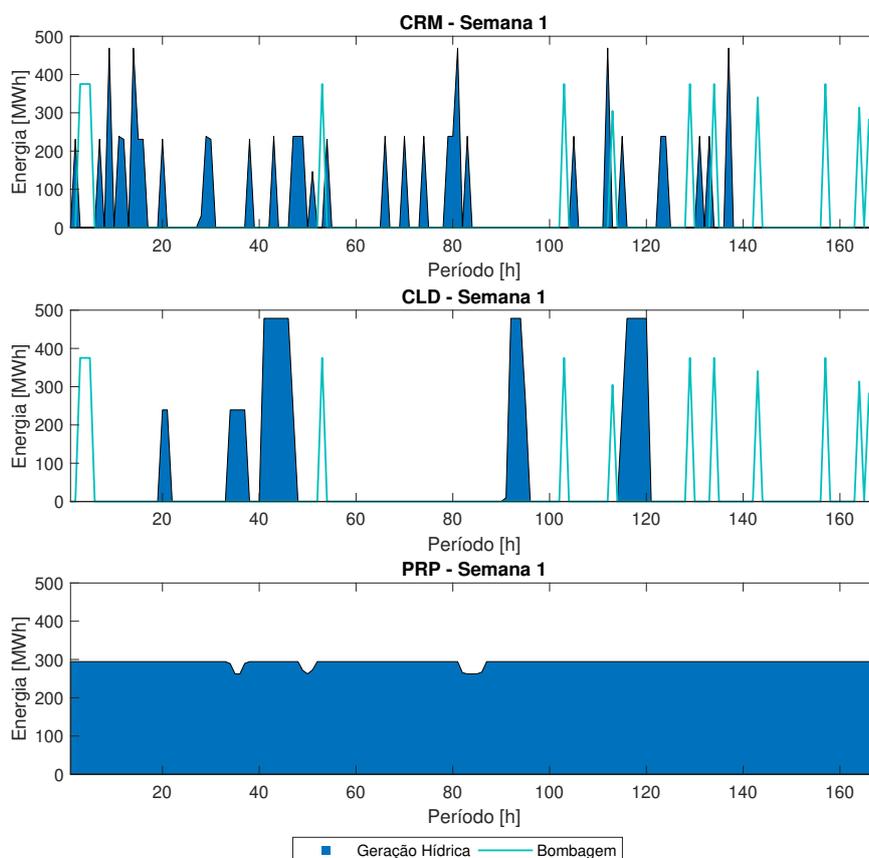
A restrição que gerencia a água no reservatório (28) foi modelada para ajustar o volume do reservatório, elevando-o ou reduzindo-o conforme necessário, para alcançar as metas estabelecidas para a geração de energia ( $Eg_i$ ) e o volume final ( $VF_{i,SEM}$ ).

Os resultados obtidos a partir destas premissas são discutidos a seguir.

### 4.3 SIMULAÇÕES E RESULTADOS NUMÉRICOS

Partindo do ponto focal, planejamento da componente hídrica, segue os procedimentos definidos em cada modelo. O PRP, o qual é mais otimista, utiliza amplamente as fontes hídricas, despachando o limite total estabelecido para cada hora e não há a representação do bombeamento. Por outro lado, o CLD apresenta um comportamento semelhante ao CRM<sub>S2</sub>. Como mostrado na Figura 10, o despacho das fontes hídricas no CLD tende a se concentrar mais em horas seguidas, enquanto no CRM<sub>S2</sub>, a distribuição é ao longo da semana. Ambos modelos limitam a geração semanal à meta estabelecida, sem bombagem adicional, e apresentam comportamentos semelhantes quanto ao bombeamento estabelecido nas metas.

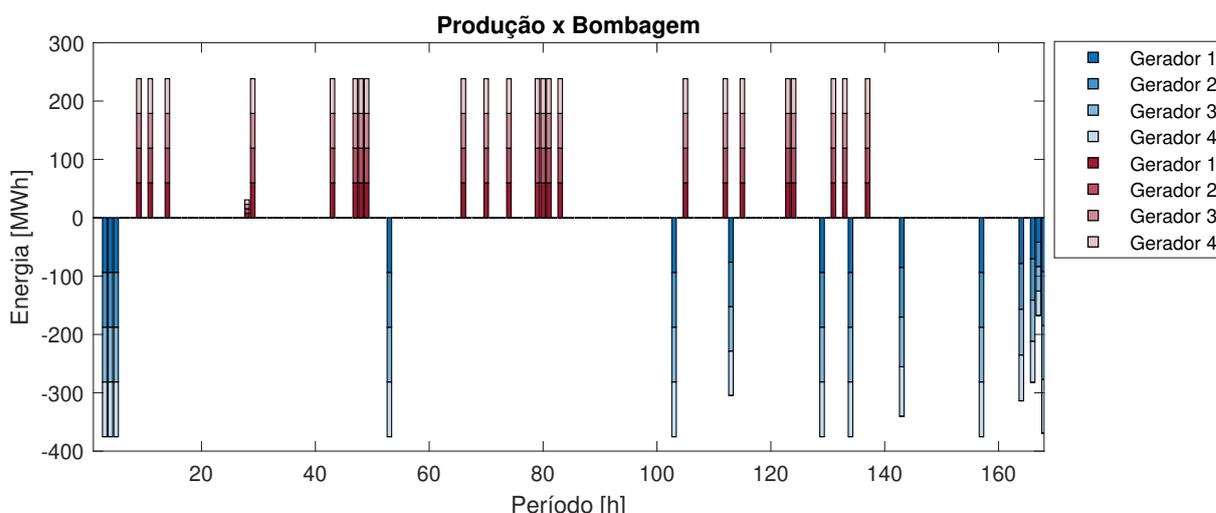
Figura 10 – Planejamento da componente hídrica - PRP, CRM<sub>S2</sub> e CRM.



As usinas reversíveis (com bombeamento) compartilham restrições exclusivas para este tipo de operação, as Equações (32)-(36) impedem a ocorrência simultânea de bombeamento e geração, seja adicional ou normal.

As usinas reversíveis, com bombeamento, possuem restrições operacionais específicas. As Equações (32)-(36) garantem que não ocorram simultaneamente os processos de bombeamento e geração de energia, seja essa geração adicional ou normal. Isso significa que a usina não pode bombear água de volta para o reservatório e gerar eletricidade ao mesmo tempo. A Figura 11 evidencia este comportamento, para a usina reversível (HIDRO1), no eixo positivo a geração e no eixo negativo o bombeamento.

Figura 11 – Produção x Bombeamento (CRM<sub>S2</sub> sem falhas).



A otimização é realizada semanalmente, totalizando 8.760 horas ao longo do ano. A partir da análise da Figura 10, verifica-se que, devido às semelhanças significativas no comportamento dos modelos CLD e CRM<sub>S2</sub>, as discussões e comparações focarão nestes modelos. Esses modelos foram escolhidos por apresentarem dinâmicas mais consistentes entre si, além de responderem de forma semelhante às variáveis do sistema, o que permite uma análise comparativa mais aproximada.

Para ilustrar as diferenças entre os métodos, foram selecionadas as semanas 15, 32 e 50, que representam cenários com baixa, média e alta participação da geração hídrica no balanço energético, respectivamente. A Tabela 6 detalha o montante programado de geração hídrica para cada uma dessas semanas.

Tabela 6 – Participação das Hídricas

	$E_{gTOTAL}$	-
<b>Semana 15</b>	1,16 GWh	baixa
<b>Semana 32</b>	8,76 GWh	média
<b>Semana 50</b>	49,32 GWh	alta

A Tabela 7 tem-se as metas de geração e bombeamento (Eg e Eb, respectivamente) fornecidas em GWh e os coeficientes de produção e bombeamento em

MWh/hm<sup>3</sup> para a HIDRO1 e para HIDRO2, com exceção da meta de bombeamento, pois a HIDRO2 não é uma usina reversível.

Tabela 7 – Dados Semanais das Hidrelétricas

	HIDRO1				HIDRO2	
	Eg	coef. P	Eb	coef. B	Eg	coef. P
<b>Semana 15</b>	0	163	0,71	182	1.155	74
<b>Semana 32</b>	8.762	146	8,4	181	0	82
<b>Semana 50</b>	23.231	143	6,41	179	26.085	74

Com os dados, podemos definir alguns pontos:

1. Semana 15, HIDRO1:

- Volume bombeado:

$$= \frac{0,71 \times 1000}{182} = 3,901 \text{ hm}^3$$

- Volume utilizado:

$$= \frac{0 \times 1000}{163} = 0 \text{ hm}^3$$

2. Semana 15, HIDRO2:

- Volume utilizado:

$$= \frac{1,155 \times 1000}{74} = 15,6081 \text{ hm}^3$$

3. Semana 32, HIDRO1:

- Volume bombeado:

$$= \frac{8,4 \times 1000}{181} = 46,409 \text{ hm}^3$$

- Volume utilizado:

$$= \frac{8,762 \times 1000}{146} = 60,014 \text{ hm}^3$$

4. Semana 32, HIDRO2:

- Volume utilizado:

$$= \frac{8,4 \times 1000}{181} = 46,4088 \text{ hm}^3$$

5. Semana 50, HIDRO1:

- Volume bombeado:

$$= \frac{6,41 \times 1000}{179} = 35,81 \text{ hm}^3$$

- Volume utilizado:

$$= \frac{23,231 \times 1000}{143} = 162,455 \text{ hm}^3$$

6. Semana 50, HIDRO2:

- Volume utilizado:

$$= \frac{26,085 \times 1000}{74} = 352,5 \text{ hm}^3$$

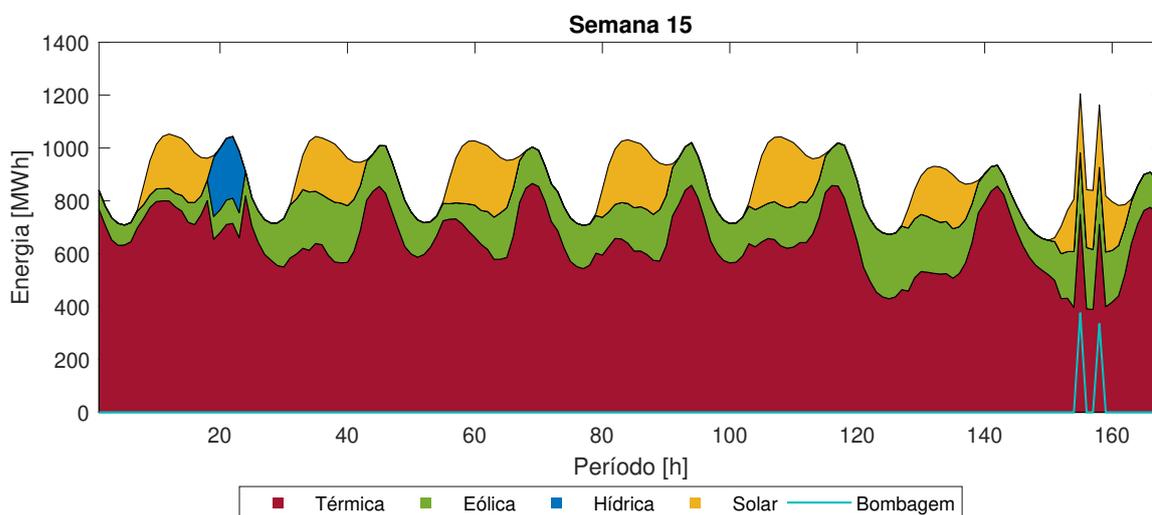
Adicionalmente, os volumes iniciais e finais:

Tabela 8 – Dados de volume inicial e volume final para semanas 15, 32 e 50

	SEMANA 15		SEMANA 32		SEMANA 50	
	HIDRO1	HIDRO2	HIDRO1	HIDRO2	HIDRO1	HIDRO2
VI	298.168	87.743	290.221	85.000	310.696	92.724
VF	317.240	85.782	290.020	85.000	292.916	85.005

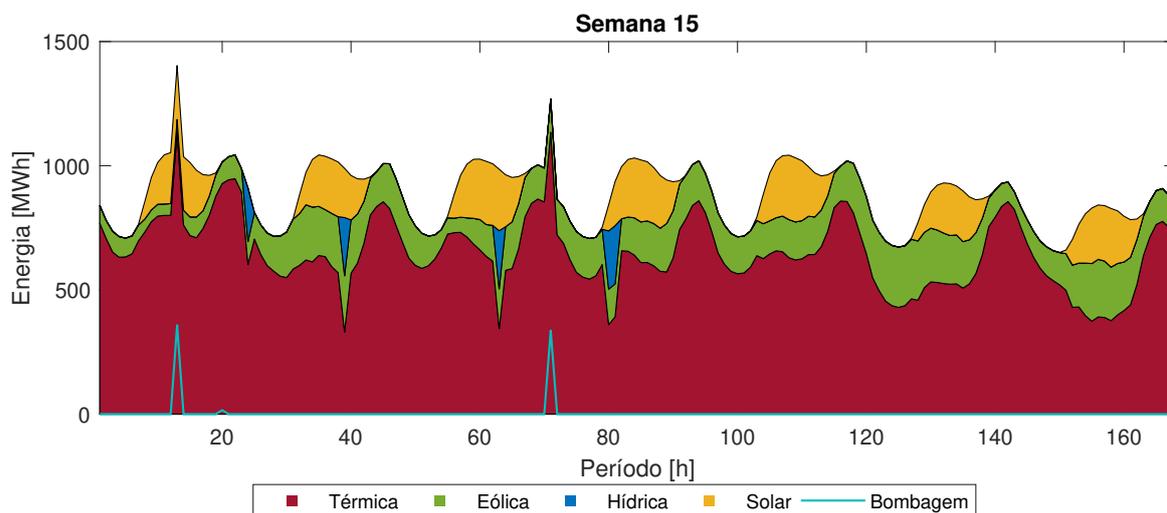
Baseando-se nesses parâmetros, analisaremos principalmente o comportamento do modelo CRM<sub>S2</sub>, que tem como restrição de igualdade os níveis dos reservatórios ao final da semana, ajustando-os conforme o uso da água para produção, bombeamento programado e os desvios caso a entrada de volumes de bombeamento seja inferior ao volume utilizado para produção, conforme ilustrado na Figura 4. As Figuras 12 e 13 ilustram inicialmente o comportamento do planejamento semanal da geração e do bombeamento.

Figura 12 – CLD - Sem falha - Semana 15.



Observando o planejamento, nota-se que a geração hídrica está concentrada no início da semana, enquanto o bombeamento acontece no final da semana. No caso do CRM<sub>S2</sub>, esse comportamento é diferente: há um aumento do volume nas primeiras horas da semana, seguido pelo uso posterior dessa água.

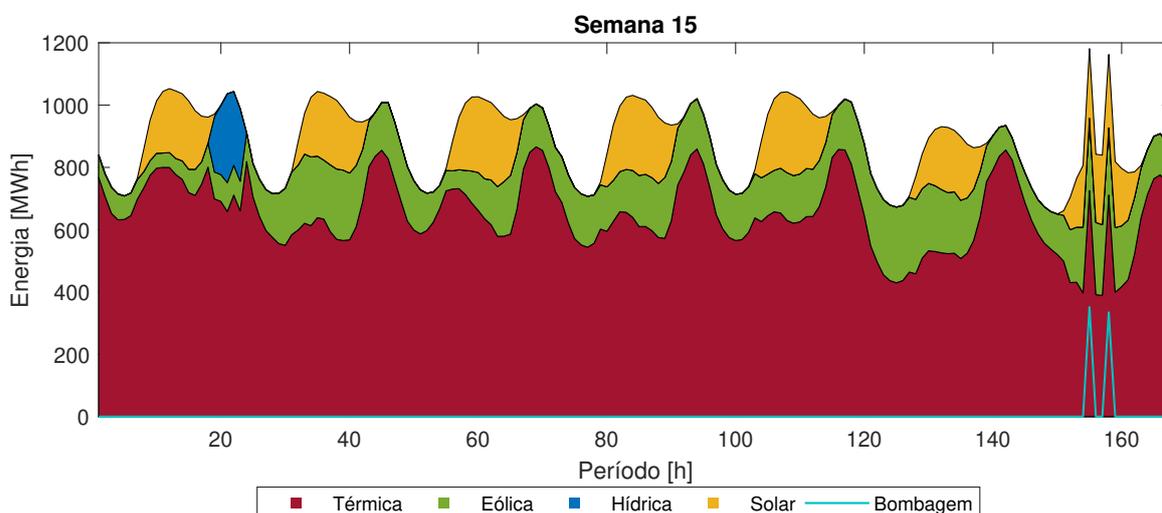
Figura 13 – CRM<sub>S2</sub> - Sem falha - Semana 15.



O CRM<sub>S2</sub> não apenas atinge as metas estabelecidas, mas também realiza a geração considerando os desníveis dos reservatórios, redução ao turbinar e aumento ao realizar bombeamento. Isso corrobora o comportamento mais espaçado da geração, tendo em vista a necessidade de ter volume disponível para produção. Então, é feito um gerenciamento da água para garantir o cumprimento das metas de volume e produção. Em seguida, será analisada a mesma semana, agora considerando as falhas.

A Figura 14 apresenta o planejamento do CLD, e o comportamento sofreu modificações leves modificações.

Figura 14 – CLD - Com falha - Semana 15.



A Figura 15 mostra o CRM<sub>S2</sub> com falhas, onde o comportamento sofreu alterações significativas. O bombeamento ocorreu em diferentes momentos e houve uma redução da meta de bombeamento, consequentemente o CRM<sub>S2</sub> não injetou carga ao sistema.

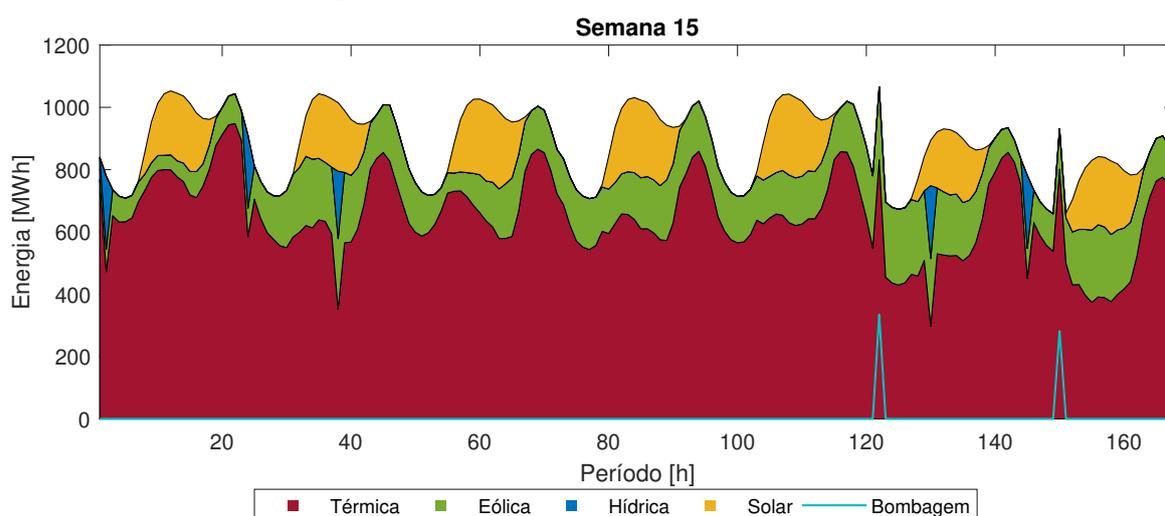
A meta de bombeamento ( $E_{b_{HIDRO1}}$ ) para esta semana é de 710 MWh. O CLD adicionou ao sistema 686,4 MWh, representando uma redução de 23,56 MWh em relação à meta programada. Já o CRM adicionou um total de 616,19 MWh, reduzindo 93,81 MWh da meta.

Este comportamento é benéfico, pois não há meta de geração ( $E_{g_{HIDRO1}}$ ) programada para a HIDRO1 na semana 15. Entretanto, observe que:

O volume inicial era de 298,168 hm<sup>3</sup>, e deveria atingir 317,24 hm<sup>3</sup> ao final da semana, necessitando um adicional de 19,07 hm<sup>3</sup>. O CLD adicionou o equivalente a 3,83376 hm<sup>3</sup>, calculado pelo coeficiente de produção considerado no CLD, sendo de 179,04068 MWh/hm<sup>3</sup> (média anual). Já o CRM adicionou 3,40436 hm<sup>3</sup> +  $\Delta up_{i,k}$ , calculado pelo coeficiente da Tabela 7 (semanal), no montante final o modelo CRM adiciona o necessário em sua totalidade, o que representa um  $\Delta up_{i,k}$  igual à 15,67 hm<sup>3</sup>.

Assim, se for considerado o volume final da semana, o CLD não manteve os níveis programados. O CRM<sub>S2</sub>, por outro lado, estabilizou esse volume, ao representar no balanço hídrico outras variáveis, como o volume afluente, que neste caso está modelado como desvio positivo ( $\Delta up_{i,k}$ ).

Figura 15 – CRM - Com falha - Semana 15.



Outro caso é a Semana 32, ilustradas na Figura 16 e na Figura 17, que, diferente da Semana 15, possui uma participação maior das hídricas. A HIDRO1 possui uma meta de 8,76 GWh, enquanto a HIDRO2 possui uma meta de 0 GWh, totalizando 8,76 GWh.

Figura 16 – CLD - Sem falha - Semana 32.

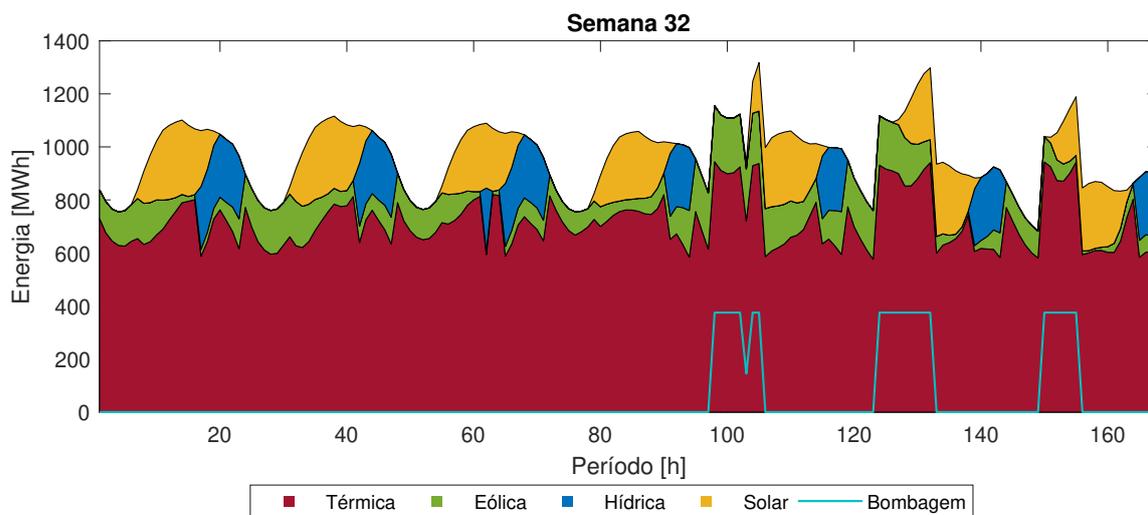
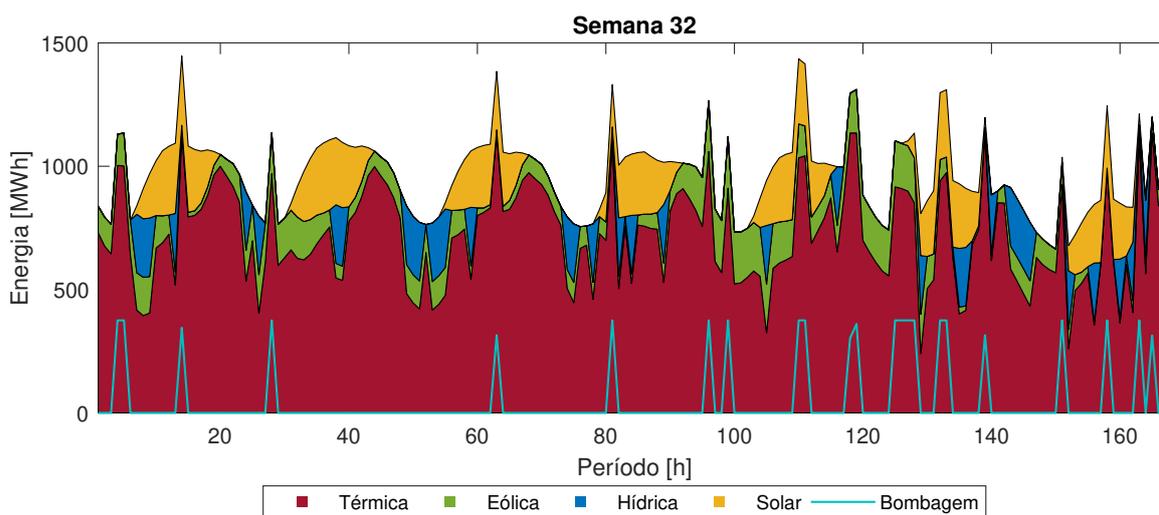


Figura 17 – CRM<sub>S2</sub> - Sem falha - Semana 32.



Como esperado, o CLD concentra a operação em horas subsequentes, operando o bombeamento em três momentos. A Figura 17 o CRM<sub>S2</sub> há uma distribuição no decorrer da semana, a Figura 18 e a Figura 19 apresenta-se o comportamento agora com falhas:

Figura 18 – CLD - Com falha - Semana 32.

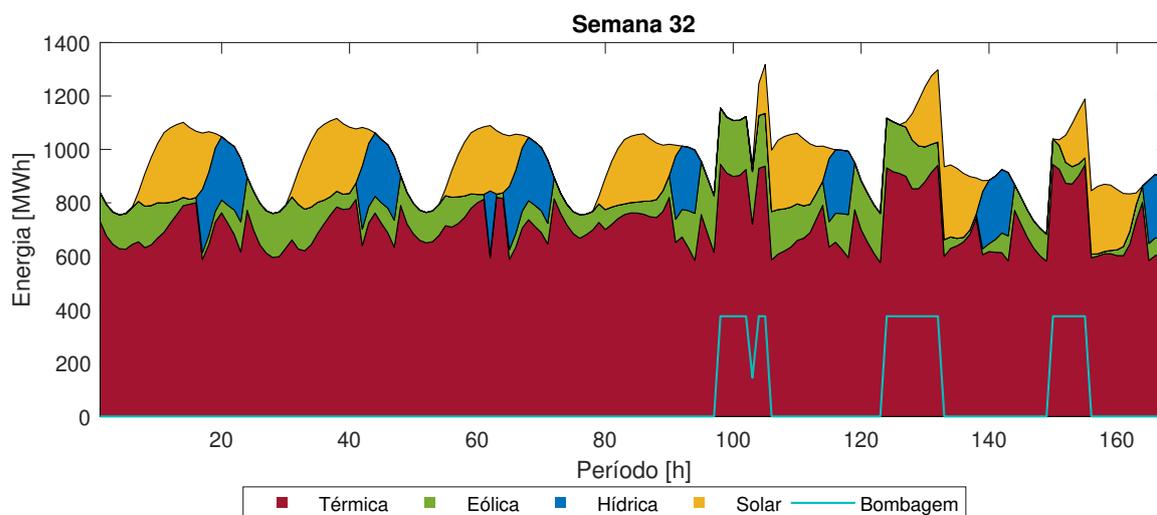
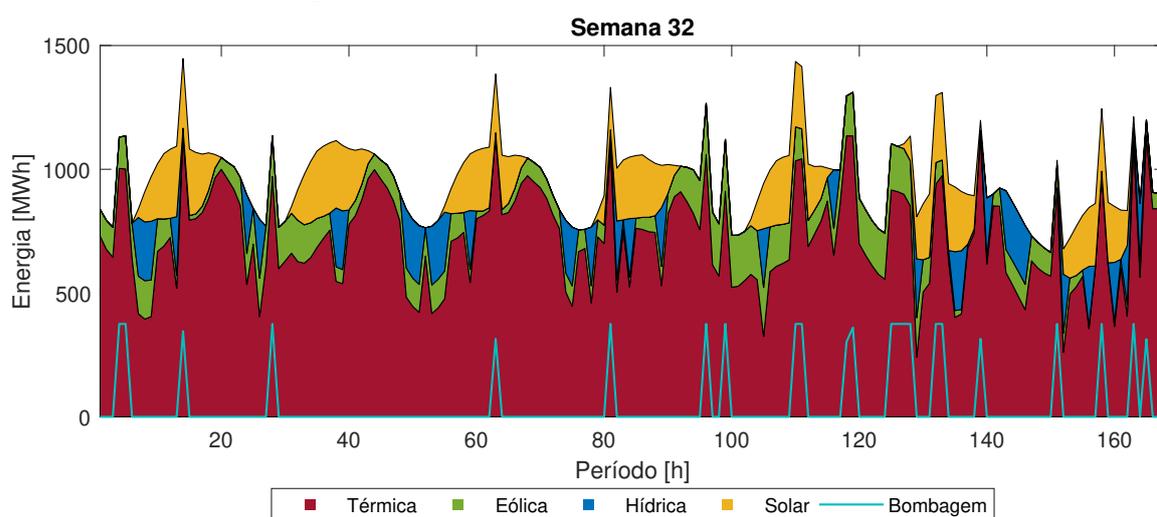


Figura 19 – CRM<sub>S2</sub> - Com falha - Semana 32.



Agora com uma maior concentração de geração hídrica, tão quanto uma meta de bombeamento significativa, o comportamento análogo ao da semana 15, na Tabela 9 apresenta o resumo da operação.

Tabela 9 – Resumo da semana 32 - Comparação entre CRM<sub>S2</sub> e CLD.

	CRM		CLD	
HÍDRICA	8762 MWh	5%	8762 MWh	5%
TÉRMICA	119925 MWh	74%	119993 MWh	74%
EÓLICA	16523 MWh	10%	16523 MWh	10%
SOLAR	17028 MWh	10%	17028 MWh	10%
Total	162237 MWh	100%	162306 MWh	100%

Para a Semana 32, a carga total foi de 153.905,56 MWh. O CLD despachou mais potência do que o CRM<sub>S2</sub>, pois o CRM reduziu bombeamento. A energia de bombeamento injetada no sistema foi de 8.331,72 MWh pelo CRM<sub>S2</sub>, totalizando uma demanda de 162.237,28 MWh, e 8.400 MWh pelo CLD, perfaz um total de 162.305,56 MWh contanto que bombeamento representa para o sistema um aumento de demanda, logo o CLD despachou mais potência já que não reduziu bombeamento.

Ainda esta análise inicial sobre o comportamento da formulação, o foco será na Semana 50, que apresenta uma maior participação hídrica, proporcionando uma compreensão mais clara do impacto das variáveis no modelo. Nessa semana, observa-se um aumento de aproximadamente 4146,55% e de 462,73% da meta da componente hídrica em relação à semana 15 e a 32, respectivamente. A análise desses dados permite identificar padrões e ajustar o modelo para refletir com maior precisão a realidade operacional.

Em seguida, deve-se examinar como essas variações afetam a sensibilidade das variáveis no modelo. A sensibilidade refere-se a como as mudanças em uma variável e/ou restrição podem influenciar o comportamento geral do sistema, potencialmente gerando uma visão excessivamente otimista ou pessimista. A melhor perspectiva é aquela que se aproxima da realidade operacional, sendo que, em um primeiro momento, considera-se a operação sem falhas, ilustradas na Figura 20 e na Figura 21.

Figura 20 – CLD - Sem falha - Semana 50.

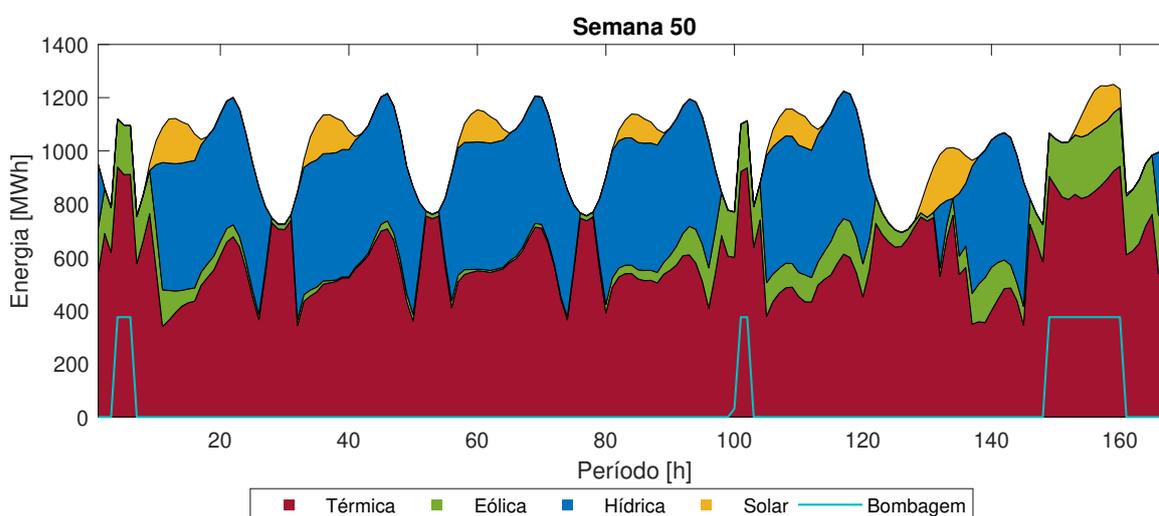


Figura 21 – CRM<sub>S2</sub> - Sem falha - Semana 50.

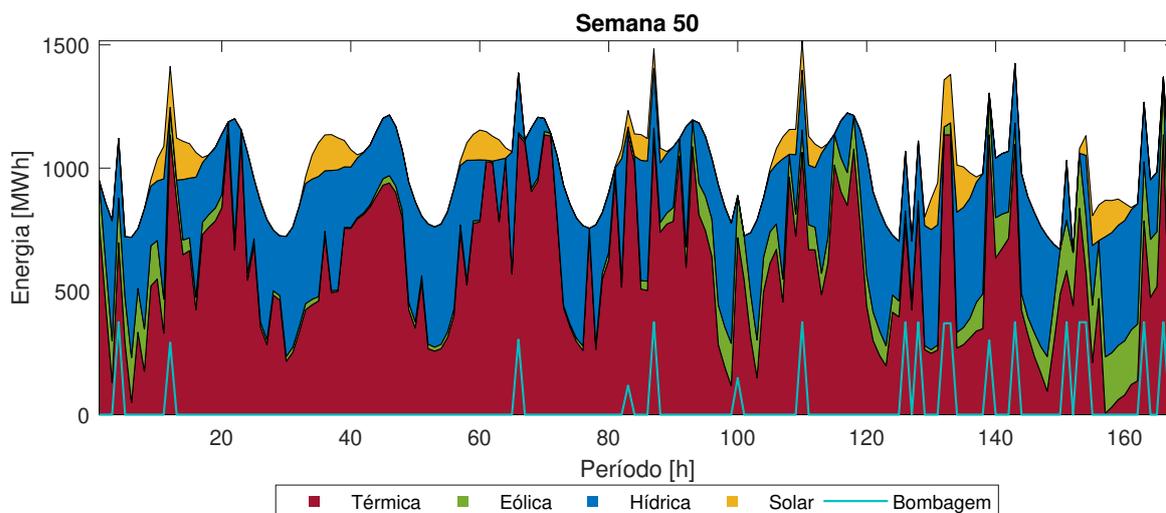


Tabela 10 – Resumo da semana 50 — CRM<sub>S2</sub> e CLD.

	CRM <sub>S2</sub>		CLD	
HIDRICA	49316 MWh	29%	49316 MWh	29%
TERMICA	100151 MWh	59%	100151 MWh	59%
EOLICA	14283 MWh	8%	14283 MWh	8%
SOLAR	5815 MWh	3%	5815 MWh	3%
Total	169566 MWh	100%	169566 MWh	100%

Na Semana 50, conforme Tabela 10, os modelos CLD e CRM<sub>S2</sub> apresentaram números idênticos em termos de geração de energia. No entanto, ao analisar aspectos operacionais e alocação de potência, especialmente no que tange ao bombeamento, observou-se uma diferença significativa entre os dois modelos, ilustradas na Figura 22 e na Figura 23.

Figura 23 – CRM<sub>S2</sub> - Com falha - Semana 50.

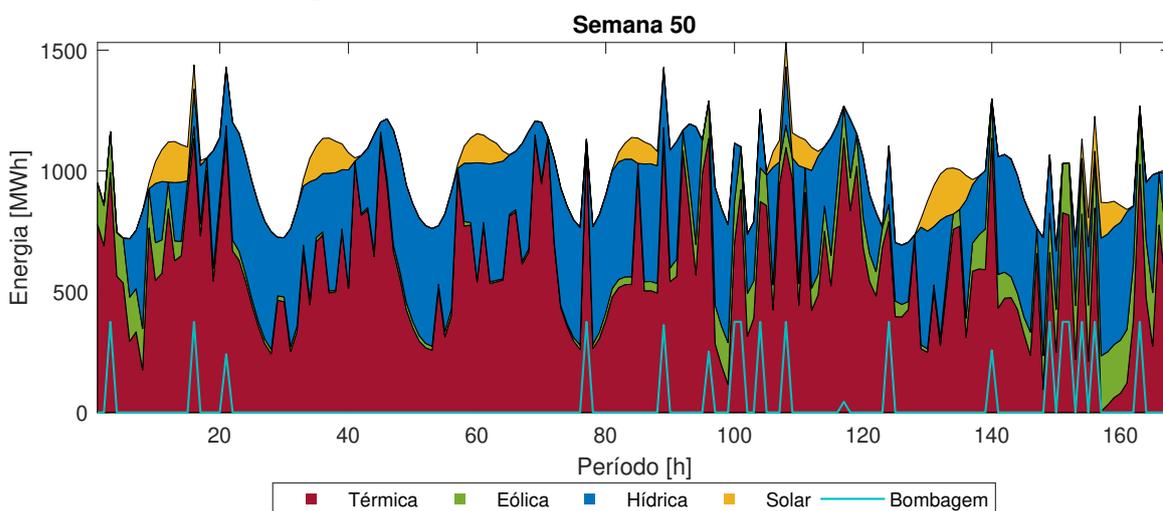
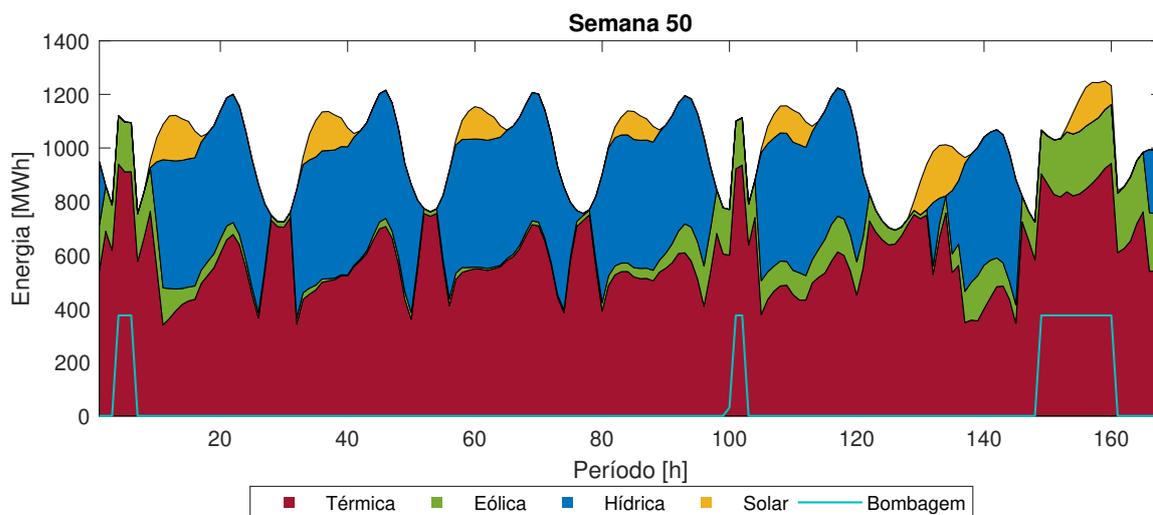


Figura 22 – CLD - Com falha - Semana 50.



As diferenças revelam-se principalmente quando há pouca participação das hídricas e se aproximam quando há maior participação. O modelo CRM<sub>S2</sub> aloca geração e bombeamento em momentos economicamente mais viáveis, considerando os custos associados a função objetivo, e de forma mais espaçada. Por outro lado, o modelo CLD mantém o despacho das unidades concentrado em períodos consecutivos. Como resultado, caso uma unidade geradora falhe e permaneça inoperante por mais de uma hora, isso poderá levar a um corte de carga ou a um replanejamento da operação, visto que a programação previamente estabelecida não será mantida.

#### 4.4 AVALIAÇÃO COMPOSTA

No que se segue são apresentados os resultados obtidos durante a avaliação usando o MMSC até a convergência do  $\beta$ , considerando um  $\beta$  igual a 5%, reserva estática. Esta análise foi realizada para o mesmo sistema e configuração de carga, anteriormente discutido, mas diferenciando os modelos de gestão dos recursos energéticos. O objetivo é apresentar resultados para condições similares apresentadas anteriormente.

Na Tabela 16 apresentam-se os índices globais de confiabilidade obtidos considerando o modelo CRM<sub>S2</sub>, com desvios negativo, resultam em um valor esperado de perda de carga (LOLE) de 271,14 h/ano ( $\beta = 4,06\%$ ), a Barra 1 apresenta um maior valor esperado de perda de carga ( $LOLE_{B1} = 271,04h/ano$ ), nesta barra está localizada a geração hídrica, seguido da Barra 2 ( $LOLE_{B2} = 123,03h/ano$ ) onde há geração térmica. A expectativa de perda de energia (EENS) de 38.243,2 MWh/ano ( $\beta = 4,94\%$ ), onde há maior concentração de corte na Barra 1 ( $EENS_{B1} = 21.762,35$ ), em segundo a Barra 2 ( $EENS_{B2} = 12.280,61$ ), logo a Barra 1 e 2, representam em conjunto o equivalente a 89% da expectativa de perda de energia do sistema. Para esta

simulação, foram necessárias 269 amostras anuais para a convergência dos índices, com o tempo de simulação total de 28:18 minutos.

Tabela 11 – Índices Globais - ( $CRM_{S2}$ ) com desvio negativo

Índice	Valor	%
LOLP (prob.)	3,10E-02	4%
LOLE (h/ano)	271,143175	4,06%
EPNS (MW)	4,365662	4,94%
EENS (MWh/ano)	38243,2	4,94%
LOLF (occ./ano)	69,609665	2,73%
LOLD (h/occ.)	3,895194	

Na Tabela 12 apresentam-se os índices globais de confiabilidade obtidos considerando o modelo  $CRM_{S1}$ , com desvios negativos e positivos, observa-se que existe um valor esperado de perda de carga (LOLE) de 177,007 h/ano ( $\beta = 3,58\%$ ), a Barra 1 apresenta um maior valor esperado de perda de carga ( $LOLE_{B1} = 176,86h/ano$ ), nesta barra está localizada a geração hídrica, seguido da Barra 2 ( $LOLE_{B2} = 93,32h/ano$ ) onde há geração térmica e a expectativa de perda de energia (EENS) de 26.516,15 MWh/ano ( $\beta = 4,91\%$ ), onde há maior concentração de corte na Barra 1 ( $EENS_{B1} = 14.652,25$ ), em segundo a Barra 2 ( $EENS_{B2} = 9.549,11$ ), logo a Barra 1 e 2, representam em conjunto o equivalente a 91% da expectativa de perda de energia do sistema. Para esta simulação, foram necessárias 246 amostras anuais para a convergência dos índices, com o tempo de simulação total de 26:29 minutos.

Tabela 12 – Índices Globais - ( $CRM_{S1}$ ) com desvio negativo e positivo.

Índice	Valor	%
LOLP (prob.)	2,02E-02	3,58E-02
LOLE (h/ano)	177,0072	3,58%
EPNS (MW)	3,0269	4,91%
EENS (MWh/ano)	26516,15	4,91%
LOLF (occ./ano)	50,6179	2,48%
LOLD (h/occ.)	3,4969	

Na Tabela 13 apresentam-se os índices globais de confiabilidade considerando o modelo de carga líquida. Neste caso, a LOLE contabilizada foi de 298,32 h/ano ( $\beta = 3,38\%$ ), a Barra 1 apresenta um maior valor esperado de perda de carga ( $LOLE_{B1} = 297,79h/ano$ ), nesta barra está localizada a geração hídrica, seguido da Barra 2 ( $LOLE_{B2} = 100,67h/ano$ ) onde há geração térmica e a expectativa de perda de energia (EENS) foi de 32830,58 MWh/ano ( $\beta = 5\%$ ), onde consiste uma maior concentração de corte na Barra 1 ( $EENS_{B1} = 19.870,4$ ), em segundo a Barra 2 ( $EENS_{B2} = 9.380,28$ ), logo a Barra 1 e 2, representam em conjunto o equivalente

a 89% da expectativa de perda de energia do sistema. Para esta simulação, foram necessárias 338 amostras anuais para a convergência dos índices, com o tempo de simulação total de 3:37 minutos.

Tabela 13 – Índices Globais - CLD.

Índice	Valor	%
LOLP (prob.)	3,41E-02	3,38E-02
LOLE (h/ano)	298,3231	3,38%
EPNS (MW)	3,747783	5,00%
EENS (MWh/ano)	32830,58	5,00%
LOLF (occ./ano)	65,64497	2,40%
LOLD (h/occ.)	4,544493	

Nota-se que, a LOLE é maior quando comparado com o modelo CRM<sub>S1</sub>. Contudo, a magnitude do corte de carga é menor, o que é esperado conforme o comportamento do modelo, já que este realiza o despacho das unidades de forma mais contínua, ainda a frequência de corte é menor, todavia a duração é maior pelo menos motivo. A seguir, na Tabela 14 os resultados para o modelo PRP.

Tabela 14 – Índices Globais - PRP.

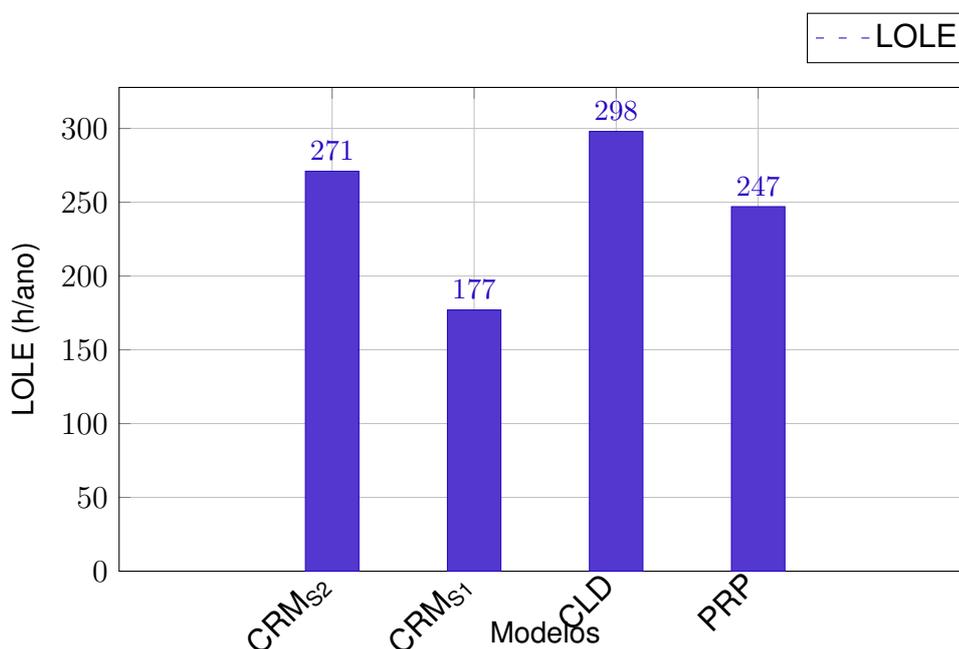
Índice	Valor	%
LOLP (prob.)	2,82E-02	3,93E-02
LOLE (h/ano)	247,3166	3,93%
EPNS (MW)	3,3122	4,88%
EENS (MWh/ano)	29014,87	4,88%
LOLF (occ./ano)	36,7854	3,22%
LOLD (h/occ.)	6,7232	

Na Tabela 14 apresentam-se os índices globais de confiabilidade obtidos considerando o modelo PRP resultam em um valor esperado de perda de carga (LOLE) de 247,31 h/ano ( $\beta = 3,93\%$ ), a Barra 1 apresenta um maior valor esperado de perda de carga ( $LOLE_{B1} = 246,9h/ano$ ), nesta barra está localizada a geração hídrica, seguido da Barra 2 ( $LOLE_{B2} = 95,21h/ano$ ) onde há geração térmica e a expectativa de perda de energia (EENS) de 29.014,87 MWh/ano ( $\beta = 4,88\%$ ), onde há maior concentração de corte na Barra 1 ( $EENS_{B1} = 18.831,63$ ), em segundo a Barra 2 ( $EENS_{B2} = 8.090,42$ ), logo a Barra 1 e 2, representam em conjunto o equivalente a 93% da expectativa de perda de energia do sistema. Para esta simulação, foram necessárias 261 amostras anuais para a convergência dos índices, com o tempo de simulação total de 2:29 minutos.

Os resultados dos índices globais para todas as simulações representam em sua totalidades índices de Geração, logo os índices de Transmissão e Geração e Transmissão são zero para todos os cenários simulados.

A Figura 24 ilustra os níveis da probabilidade de perda de carga dos modelos, podemos considerar que os resultados com CRM<sub>S1</sub> apresentam um comportamento distanciado do planejamento real, visto que ele sempre pode adicionar mais água para produzir, o que reflete nos índices nesse contexto.

Figura 24 – Comparação do índice LOLE (h/ano) entre os modelos CRM<sub>S1</sub>, CRM<sub>S2</sub>, CLD e PRP.



O ponto-chave das análises para fins de ajustes e conclusões são os índices de expectativa de perda de energia e o tempo médio de recuperação do sistema. É evidente que o modelo CRM demonstra uma melhora significativa em relação ao tempo, porém apresenta um corte de carga mais profundo. As Figuras 25 e 26 ilustram esquematicamente a comparação entre os modelos.

Figura 25 – Comparação do índice LOLD (h/occ.) entre os modelos CRM<sub>S1</sub>, CRM<sub>S2</sub>, CLD e PRP.

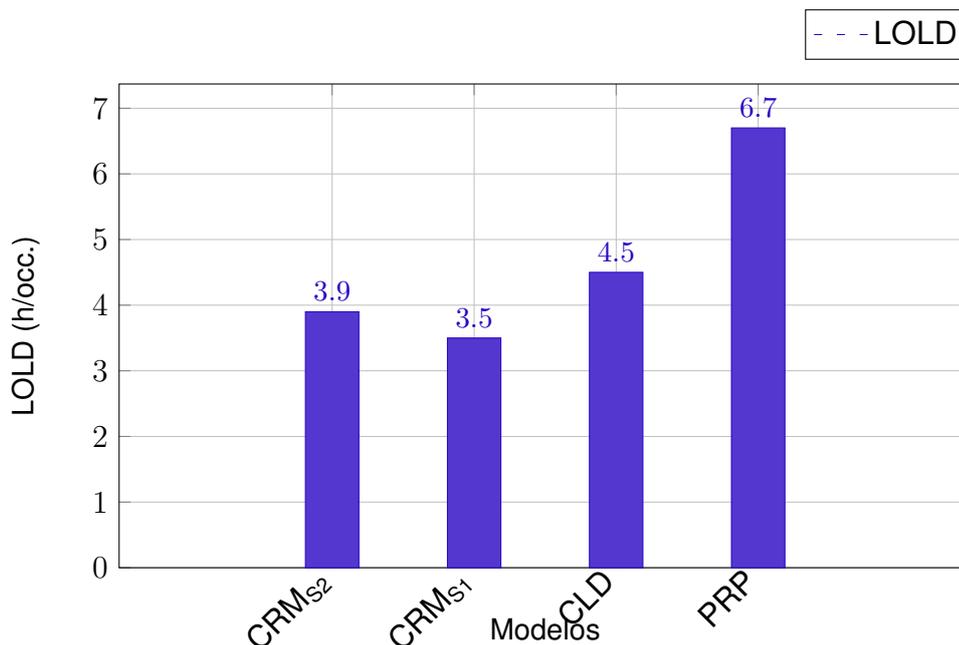
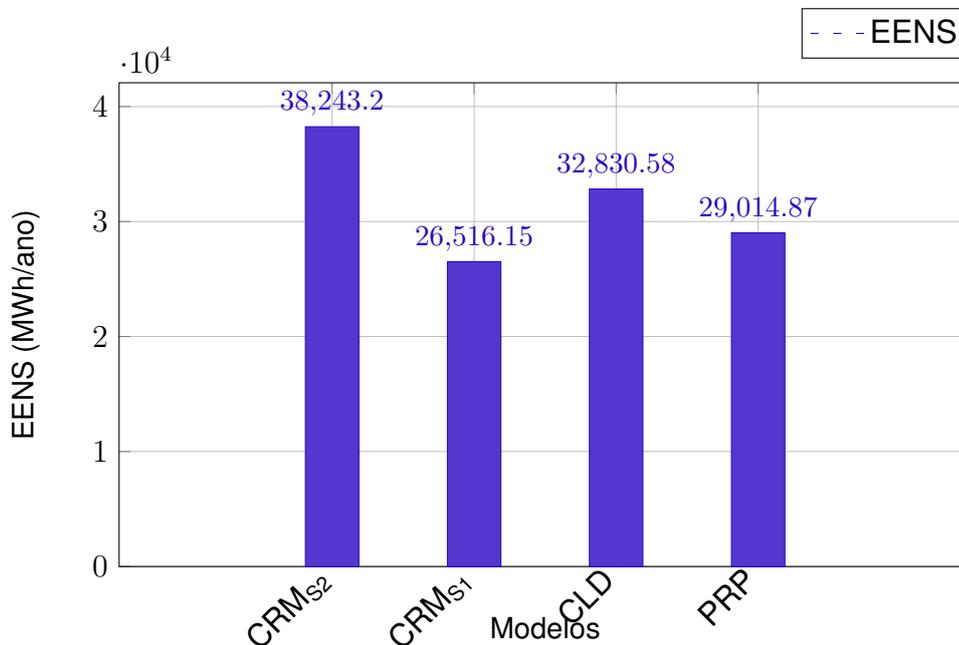


Figura 26 – Comparação do índice EENS (MWh/ano) entre os modelos CRM<sub>S1</sub>, CRM<sub>S2</sub>, CLD e PRP.



Ainda, a determinação dos intervalos de confiança de 95%, é possível avaliar a precisão dos índices calculados e compreender a variabilidade inerente às estimativas. Esses intervalos indicam a faixa em que o valor real de um determinado índice de confiabilidade provavelmente se encontra, considerando um nível de confiança estabelecido. A principal problemática reside em garantir que a simulação forneça resultados com

uma margem de incerteza aceitável, já que a variabilidade nas condições operacionais e nas falhas pode influenciar de maneira significativa a confiabilidade do sistema.

Contudo, os intervalos de confiança entre as simulações revelam uma sobreposição considerável entre determinados índices, indicando uma convergência das soluções. Esses intervalos são apresentados na Tabela 15.

Tabela 15 – Intervalo de confiança dos índices globais

<b>Índices Globais</b>	<b>95% de conf. (Esquerda)</b>	<b>95% de conf. (Direita)</b>
<b>CRM<sub>S2</sub></b>		
LOLP (prob.)	2,8489%	3,3415%
LOLE (h/ano)	249,5669	292,7194
EPNS (MW)	3,9427	4,7886
EENS (MWh/ano)	34538,2700	41948,1400
LOLF (occ./ano)	65,8780	73,3414
<b>CRM<sub>S1</sub></b>		
LOLP (prob.)	1,8788%	2,1625%
LOLE (h/ano)	164,5809	189,4335
EPNS (MW)	2,7355	3,3184
EENS (MWh/ano)	23963,0400	29069,2600
LOLF (occ./ano)	48,1553	53,0805
<b>CLD</b>		
LOLP (prob.)	3,1801%	3,6309%
LOLE (h/ano)	278,5764	318,0698
EPNS (MW)	3,3808	4,1148
EENS (MWh/ano)	29615,5200	36045,6400
LOLF (occ./ano)	62,5568	68,7332
<b>PRP</b>		
LOLP (prob.)	2,6058%	3,0407%
LOLE (h/ano)	228,2678	266,3655
EPNS (MW)	2,9951	3,6293
EENS (MWh/ano)	26236,8500	31792,8900
LOLF (occ./ano)	34,4631	39,1078

Por exemplo, ao comparar CRM<sub>S2</sub> e CLD: O intervalo de confiança da LOLE para o CRM<sub>S2</sub> (249,57 - 292,72 horas/ano) está inteiramente contido dentro do intervalo da LOLE do CLD (278,58 - 318,07 horas/ano). Essa sobreposição indica que, embora os dois modelos apresentem diferentes características estruturais, as expectativas de perda de carga em termos de horas anuais estão muito próximas. Além disso, ao observar o LOLP:

Para o CRM<sub>S2</sub> e CLD também apresentam valores próximos, com os intervalos de 2,85% - 3,34% para o CRM<sub>S2</sub> e 3,18% - 3,63% para o CLD. Essa proximidade mostra que a incerteza entre os dois modelos é limitada, estreitando a diferença na confiabilidade percebida entre ambos. Esses paralelos revelam que, ao menos nos índices LOLE e LOLP, a sobreposição entre CRM<sub>S2</sub> e CLD oferece uma visão de que

o comportamento desses sistemas não difere de forma tão pronunciada, o que pode reduzir a incerteza na escolha entre eles. Isso implica que a margem de erro e a variabilidade nos resultados entre as duas simulações é baixa, estreitando as soluções e facilitando uma tomada de decisão mais segura em relação à confiabilidade geral.

Ao observar a simulação CRM<sub>S1</sub>, nota-se que ela apresenta indicadores melhores em comparação com as outras simulações. Os intervalos de confiança mais baixos para índices como LOLP, LOLE e EENS indicam que o sistema simulado no CRM<sub>S1</sub> possui uma confiabilidade superior, com menor expectativa de falhas e um montante menor de energia não suprida. No entanto, é importante ressaltar que essa simulação tangencia uma simulação real, ou seja, seus resultados estão mais próximos de uma idealização do que de um cenário completamente realista.

Embora os indicadores do CRM<sub>S1</sub> sejam melhores, esse distanciamento de uma simulação real pode mascarar algumas incertezas práticas, que poderiam ser mais evidentes em cenários menos idealizados. Portanto, mesmo que a simulação CRM<sub>S1</sub> apresente valores mais favoráveis em termos de confiabilidade, a proximidade com a idealização limita a sua aplicabilidade em cenários que envolvem maior variabilidade e incertezas típicas do mundo real.

Por outro lado, as simulações como o CRM<sub>S2</sub> e o CLD, que apresentam maiores intervalos de confiança, podem ser vistas como mais representativas de cenários práticos e reais. A sobreposição dos intervalos de confiança entre essas simulações, especialmente nos índices LOLE e LOLP, destaca que ambas compartilham características comuns, mas estão mais alinhadas com a realidade operacional dos sistemas elétricos.

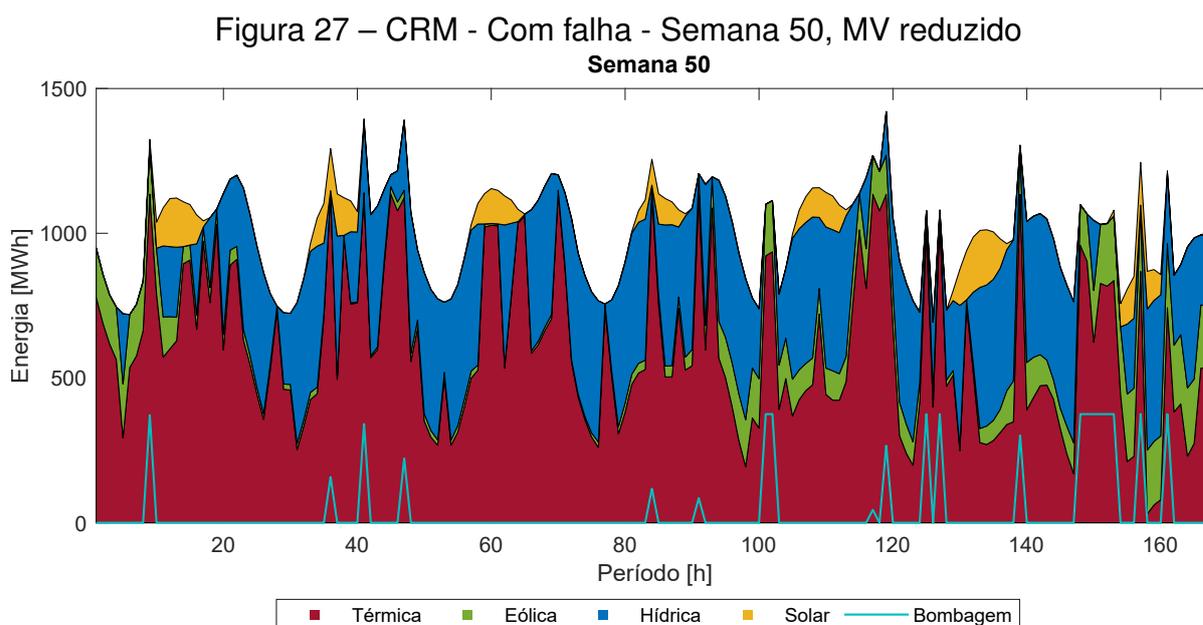
Ao analisar o comportamento do sistema de bombeamento, observa-se que, na Figura 21, o bombeamento ocorre entre as horas 60 e 70, quando não há geração de energia eólica e solar. Já na Figura 23, o bombeamento acontece entre as horas 75 e 80. Esse padrão é resultado de um planejamento que leva em conta tanto a disponibilidade de fontes de geração quanto os custos associados, além dos desvios no volume do reservatório, o que influencia diretamente no despacho de energia. Considerando que nestas simulações não há bombeamento adicional, logo todo bombeamento realizado é para atender a meta estabelecida nos dados de entrada, o que leva a obrigatoriedade do modelo cumprir a meta, exceto em casos de insuficiência de geração e/ou falhas fortuitas no sistema.

O serviço de bombeamento, idealmente, deve ser realizado em períodos de baixa demanda ou quando há alta geração solar e eólica. No entanto, não existem restrições que impeçam o uso da componente térmica para o bombeamento. O modelo considera todos os custos envolvidos, incluindo: o Custo de Corte de Carga ( $VOLL_B$ ), Desvios das Metas ( $M_{E_g}$  e  $M_{E_b}$ ), Variação no Volume do Reservatório ( $M_V$ ), Custo da Geração Térmica ( $C_{pgt_T}$ ), entre outros fatores.

Para aprofundar essa análise, uma nova simulação (Simulação 4) foi realizada, com dois focos principais:

(a) Repetir a simulação CRM<sub>S1</sub>; (b) Reduzir o custo associado aos desníveis do reservatório e avaliar como isso afeta o comportamento do sistema de bombeamento.

A Figura 27 ilustra o comportamento, e a figura abaixo é para a mesma semana, considerando falhas, mas alterando o custo  $M_V$ .



Observa-se que o comportamento da geração é análogo, porém o bombeamento assumiu um comportamento diferente do anterior, o bombeamento se concentra em momentos que a componente eólica e solar estão presente, ou hídrica. Diferente do que ocorre próximo da hora 80 na Figura 23. Os índices de confiabilidade se mantiveram no mesmo nível que a Simulação CRM<sub>S2</sub>, a Tabela apresentam-se os indicadores, ainda o comportamento do bombeamento também está ligado a restrição do volume no final da semana.

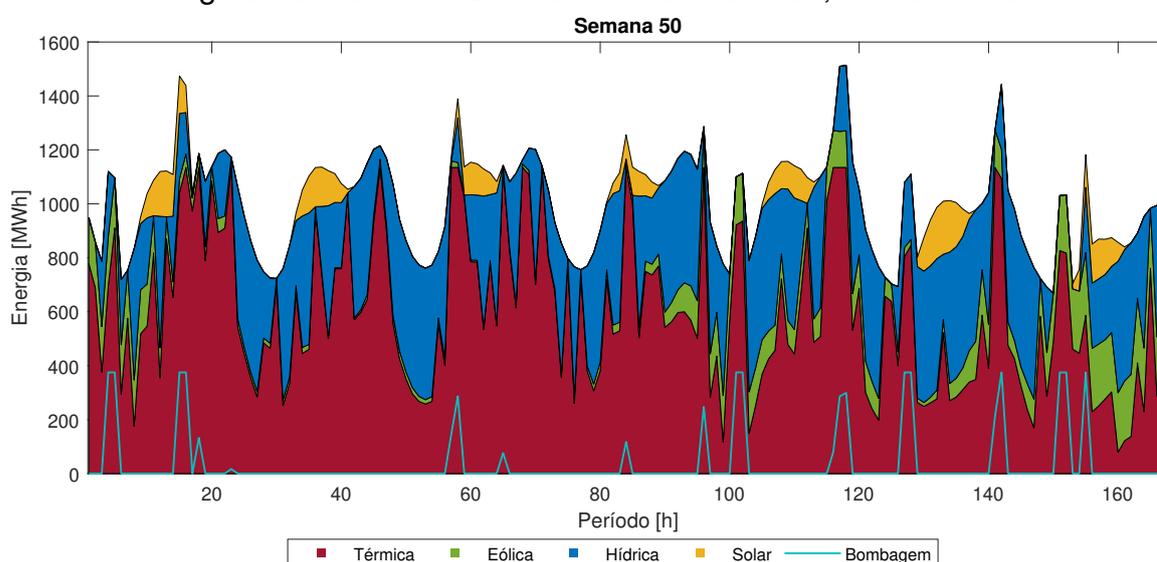
Observa-se que o comportamento da geração se manteve semelhante, mas o bombeamento apresentou uma dinâmica diferente. Agora, o bombeamento ocorre principalmente nos momentos em que há geração eólica, solar ou hídrica, ao contrário do que foi observado próximo à hora 80 na Figura 23. Os índices de confiabilidade permaneceram no mesmo nível da Simulação CRM<sub>S2</sub>, como mostrado na tabela. Além disso, o comportamento do bombeamento também está relacionado à restrição de volume ao final da semana.

Tabela 16 – Índices Globais — CRM<sub>S2</sub> com custo ( $M_V$ ) reduzido

Índice	Valor	%
LOLP (prob.)	3,10E-02	4.06E-02
LOLE (h/ano)	271,90081	4,06%
EPNS (MW)	4,379912	4,94%
EENS (MWh/ano)	38368,03	4,94%
LOLF (occ./ano)	69,645522	2,74%
LOLD (h/occ.)	3,904067	

Na Figura 28 ilustra-se o comportamento do planejamento da Semana 50 sem falhas.

Figura 28 – CRM — Sem falha — Semana 50, MV reduzido



Essas observações resultarão em modificações e melhorias das hipóteses. Se o reservatório precisar de um volume adicional para atingir as metas, adicionar custos associados a essa adição pode gerar um comportamento que tangencie a realidade. Portanto, é necessário realizar ajustes, como limitar a adição a um valor definido ou até mesmo a uma margem específica. Essas considerações devem ser genéricas o suficiente para atender a qualquer sistema.

Os resultados apresentados indicam ser possível implementar melhorias que considerem o UC e o despacho econômico durante a seleção dos estados no MMCS. A partir deste ponto, novas estratégias estão sendo estudadas para trabalhos futuros.

O comportamento das 52 semanas da simulação de 1 ano com e sem falhas para os três modelos estão no Apêndice A.

## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS

Discute as conclusões gerais sobre a implementação do modelo proposto e sua integração com o MMCS. Destaca-se a importância de ajustes contínuos e otimizações para garantir a eficiência operacional. Além disso, são apresentadas propostas para trabalhos futuros, incluindo a reotimização do planejamento em caso de falhas, a consideração de restrições operacionais mais realistas, entre outras.

### 5.1 CONCLUSÕES

A adesão do modelo proposto e sua integração com o MMCS mostrou resultados positivos. Focando nos índices de desempenho, observou-se uma melhora na alocação da geração de energia e cumprimento 100% das metas para o caso sem falhas. A dinâmica adotada na gestão do reservatório foi identificada como um ponto que necessita de melhorias. No entanto, o modelo atual já demonstra uma resposta eficiente nesse aspecto.

Os métodos aplicados apresentam comportamentos que devem ser avaliados conforme a finalidade de cada análise. Os principais índices para ajustes e conclusões são a expectativa média da energia não fornecida (EENS) e a duração média de interrupções (LOLD) do sistema. O modelo CRM<sub>S2</sub> apresentou uma melhora significativa no tempo de recuperação, considerando o LOLD foi menor, logo os consumidores ficaram um período menor sem fornecimento se comprado com o CLD ou PRP, embora tenha mostrado um corte de carga com maior magnitude, este comportamento será avaliado em simulações futuras acerca do uso dos desvios e os custos associados. Como exposto na simulação onde se considera uma redução no custo  $M_V$ , o que se obtém uma resposta do planejamento diferente, foco na programação do sistema de bombeamento.

A simulação do CRM<sub>S2</sub>, considerando os desvios negativos das metas de produção e bombeamento, incorpora uma visão mais realista da operação do sistema. Os índices obtidos refletem uma operação segura, mas com maior frequência e duração dos eventos de perda de carga (LOLF e LOLD) quando comparados aos modelos CLD e PRP. Ao considerar tanto os desvios negativos quanto os positivos das metas de produção e bombeamento (CRM<sub>S1</sub>), a simulação apresenta uma operação mais otimista, assumindo uma disponibilidade hídrica constante. Os índices resultantes mostram uma melhora em comparação com a primeira simulação, com menores valores de LOLP, LOLE, EPNS e EENS, indicando uma menor probabilidade e duração dos eventos de perda de carga, contudo tangência de uma operação real.

A simulação do CLD mostra uma piora nos índices, especialmente no LOLD, devido ao despacho concentrado em horas consecutivas. Isso resulta em uma maior duração dos eventos de perda de carga. A simulação do PRP, apesar de apresentar

uma disponibilidade maior que os outros modelos, demonstra melhores índices de perda de energia (EENS). No entanto, em caso de falha, o sistema fica fora de operação por um tempo maior (LOLD), indicando uma manutenção mais lenta.

Os resultados indicam que o modelo CRM, apesar de apresentar alguns desafios, oferece uma melhora significativa na manutenção do sistema. As análises destacam a importância de otimizações e ajustes contínuos para garantir uma operação eficiente e segura.

As duas simulações, a primeira apenas com o desvio negativo, incorporam uma visão mais realista da operação do sistema e sistematizam o uso das hídricas nas metas estabelecidas nos dados de entrada. A segunda simulação, com desvio negativo e positivo, traz uma operação mais otimista, mas ainda assim otimizada, com um viés de disponibilidade hídrica constante, porém se distancia de uma operação real.

Com o incremento — redução do custo MV — na primeira simulação (CRM<sub>S1</sub>), respondeu positivamente, retirando a injeção de bombeamento quando há uma concentração de térmicas, embora o bombeamento, caso não possua geração programada, pode ocorrer uma concentração no final da semana, tendo em vista que a otimização é semanal, a fim de respeitar a restrição de volume final. A sensibilidade das variáveis reverbera em todo o modelo, e quanto maior a adesão com a operação real maior será o esforço computacional para obter as soluções, embora melhorias em termos de otimização de código já foram levantadas e estão sendo implementadas.

Em relação ao desempenho computacional, ao comparar o CLD com o CRM<sub>S2</sub>, observa-se que o CRM<sub>S2</sub> avaliou 269 amostras anuais em 1698 segundos, o que resulta em uma média de 6,31 segundos por amostra anual. Por outro lado, o CLD processou 338 amostras anuais em 217 segundos, com uma média de 0,64 segundos por amostra. Embora o tempo de execução do CLD seja significativamente mais rápido, é importante destacar que este método é baseado em heurísticas. Assim, ele realiza a programação com base em critérios imediatos, sem considerar o planejamento futuro, ou seja, opera conforme a demanda da hora específica e as métricas definidas pelos dados de entrada.

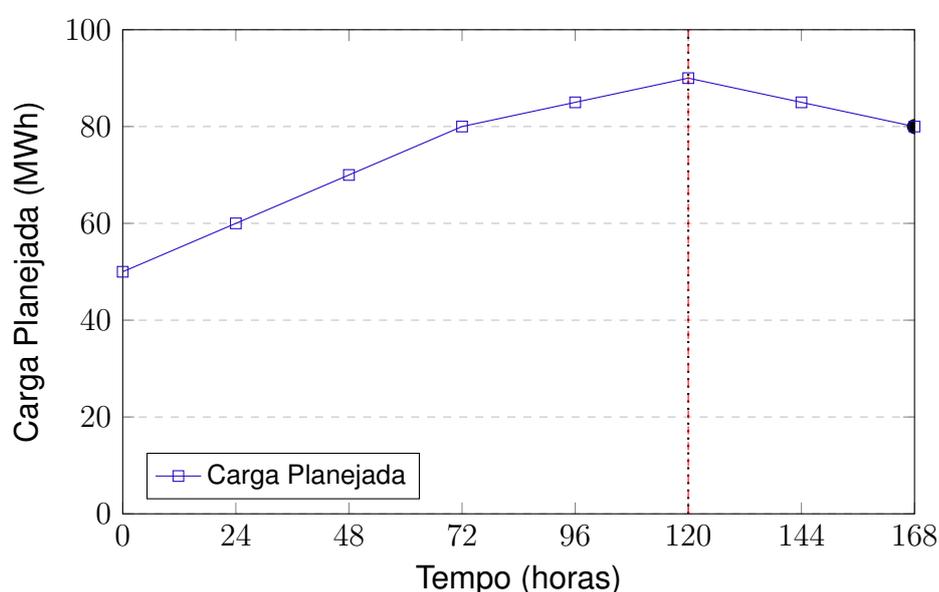
Em contrapartida, o CRM<sub>S2</sub> adota uma abordagem de planejamento semanal, levando em consideração as necessidades ao longo de todo o período avaliado. Apesar de a implementação inicial do CRM<sub>S2</sub> não ter sido focada em otimização de código, o método já apresenta um desempenho robusto. No entanto, melhorias no código foram identificadas e podem ser implementadas para aumentar a eficiência computacional. Cabe destacar que o aumento no tempo de execução do CRM<sub>S2</sub> é esperado, dado que quanto mais o planejamento se aproxima de uma operação real, maior é a demanda por recursos computacionais.

## 5.2 PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

Como trabalhos futuros podemos considerar:

- Reotimização Incluir o processo de replanejamento da semana, caso o planejamento inicial não seja bem-sucedido. Durante esse processo de reotimização, realizar-se um novo planejamento a partir do ponto da falha até o final do período em questão. Por exemplo, se a falha ocorreu na hora 120 de um planejamento semanal, ilustrada graficamente na Figura 29, a reotimização será realizada apenas para as próximas 48 horas.

Figura 29 – Carga Planejada ao Longo do Tempo.



- Restrições das unidades de geração térmica: incorporar modelos mais realistas no planejamento do UC e despacho. Isso inclui considerar mínimos técnicos, rampas de subida e descida, tempo mínimo de operação contínua e desligamento, entre outras características operacionais das máquinas.
- Considerar a análise de reserva operacional, modelando o comportamento das reservas primária, secundária e terciária, desde a sua alocação e seus respectivos tempos de atuação;
- Desenvolver hipóteses para gestão do reservatório e estabelecer limites os desvios a fim de analisar o comportamento do modelo.

## REFERÊNCIAS

AMANI, Alireza; ALIZADEH, Hosein. Solving Hydropower Unit Commitment Problem Using a Novel Sequential Mixed Integer Linear Programming Approach. **Water Resources Management**, v. 35, n. 6, p. 1711–1729, abr. 2021. ISSN 1573-1650. DOI: 10.1007/s11269-021-02806-6. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s11269-021-02806-6>.

BANDURA, Irina *et al.* Optimisation of energy solutions: Alternative energy, reactive power compensation, and energy efficiency management. **Machinery energetics**, 2023. DOI: 10.31548/machinery/4.2023.121.

BAPTISTA, V.; TAVARES, M.N. **VALORAGUA—a model for the optimal management of a hydro-thermal power system**. [S.l.], 1987. Disponível em: [http://inis.iaea.org/search/search.aspx?orig\\_q=RN:19024153](http://inis.iaea.org/search/search.aspx?orig_q=RN:19024153).

BARBOSA, T. de M. **Metodologia Generalizada para Análise em Regime Permanente de Sistema de Distribuição de Energia Elétrica**. 2014. F. 128. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

BILLINTON, R; SATISH, J. Predictive assessment of bulk-system-reliability performance indices. **IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution**, IET, v. 141, n. 5, p. 466–472, 1994. DOI: 10.1049/ip-gtd:19941219.

BILLINTON, R.; LI, W. **Reliability Assessment of Electric Power Systems using Monte Carlo Methods**. [S.l.: s.n.], 1994.

BILLINTON, Roy. **Application of probability techniques in the evaluation of generating capacity requirements**. 1963. Diss. (Mestrado).

BILLINTON, Roy; ALLAN, Ronald Norman. **Reliability evaluation of engineering systems**. [S.l.]: Springer, 1992. v. 792. DOI: 10.1007/978-1-4615-7728-7.

BILLINTON, Roy; ALLAN, Ronald Norman. **Reliability Evaluation of Power Systems. 2nd**. [S.l.: s.n.], 1996. DOI: DOI10.1007/978-1-4899-1860-4.

BILLINTON, Roy; BOLLINGER, Kenneth E. Transmission System Reliability Evaluation Using Markov Processes. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-87, n. 2, p. 538–547, 1968. DOI: 10.1109/TPAS.1968.292051.

BOARDMAN, Thomas J.; KENDELL, Peter J. Estimation In Compound Exponential Failure Models. **Technometrics**, Taylor & Francis, v. 12, n. 4, p. 891–900, 1970. DOI: 10.1080/00401706.1970.10488737.

BURGER, Scott P *et al.* Restructuring Revisited - Part 2. **The Energy Journal**, JSTOR, v. 40, n. 3, p. 55–76, 2019.

CARVALHO, Leonel de Magalhães. **Advances on the Sequential Monte Carlo Reliability Assessment of Generation-Transmission Systems using Cross-Entropy and Population-based Methods**. 2013. Tese (Doutorado) – Universidade do Porto (Portugal).

CASSAGNOLE, M. *et al.* Impact of the quality of hydrological forecasts on the management and revenue of hydroelectric reservoirs – a conceptual approach. **Hydrology and Earth System Sciences**, v. 25, n. 2, p. 1033–1052, 2021. DOI: 10.5194/hess-25-1033-2021. Disponível em: <https://hess.copernicus.org/articles/25/1033/2021/>.

CASSULA, AM *et al.* Avaliação da confiabilidade em sistemas de distribuição considerando falhas de geração e transmissão. **Revista Controle & Automação**, v. 14, p. 262–271, 2003.

CATALÃO, J.P.S.; POUSINHO, H.M.I.; MENDES, V.M.F. Mixed-integer nonlinear approach for the optimal scheduling of a head-dependent hydro chain. **Electric Power Systems Research**, v. 80, n. 8, p. 935–942, 2010. ISSN 0378-7796. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2009.12.015>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779610000052>.

CEPEL. **Manual do NH2**. [S.l.], 2024. Acesso em agosto de 2024. Disponível em: <https://dre.cepel.br/manual/nh2/manual/introducao.html>.

CEPEL. **MODELO DESSEM: Programação Diária da Operação e Formação de Preço Horário de Sistemas Hidrotérmicos com Representação Detalhada das Unidades Geradoras, Fontes Intermitentes, Consideração da Rede Elétrica e Restrições de Segurança**. v. 19.0.24.3. ed. [S.l.], mar. 2022. Manual do Usuário. Disponível em: [https://www.cepel.br/wp-content/uploads/2022/05/DESSEM\\_ManualUsuario\\_v19.0.24.3.pdf](https://www.cepel.br/wp-content/uploads/2022/05/DESSEM_ManualUsuario_v19.0.24.3.pdf).

CHENG, Xiong *et al.* Modeling method of operation rules on cascade hydroelectric plants with hybrid pumped storage power station. **Shuili Xuebao (Journal of Hydraulic Engineering)**, Chinese Hydraulic Engineering Society, A-1 Fuxing Road Beijing 100038 [http ...](http://...), v. 44, n. 4, p. 388–397, 2013.

COFFRIN, Carleton; GORDON, Dan; SCOTT, Paul. NESTA, the NICTA energy system test case archive. **arXiv preprint arXiv:1411.0359**, 2019.

COSTA, Jonas C. *et al.* System Operation Planning Including Renewables and Pumped-Storage Power Plants. *In: 2018 IEEE PES/IAS PowerAfrica*. [S.l.: s.n.], 2018. P. 73–78. DOI: 10.1109/PowerAfrica.2018.8521076.

DA ROSA, MA *et al.* Impact evaluation of the network geometric model on power quality indices using probabilistic techniques. *In: IEEE. 2016 International conference on probabilistic methods applied to power systems (PMAPS)*. [S.l.: s.n.], 2016. P. 1–8.

DA SILVA, AM Leite *et al.* Integrated reliability evaluation of generation, transmission and distribution systems. **IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution**, IET, v. 149, n. 1, p. 1–6, 2002.

DINIZ, A. L.; CERQUEIRA, L. F.; H. SABOIA, C. **Proposta de modelagem das restrições de unit commitment hidráulico e curvas de eficiência para o modelo dessem**. [S.l.], 2022. Disponível em:  
<https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/>.

DOWNTON, F. Bivariate exponential distributions in reliability theory. **Journal of the Royal Statistical Society: Series B (Methodological)**, Wiley Online Library, v. 32, n. 3, p. 408–417, 1970.

FINARDI, E.C.; DA SILVA, E.L. Unit commitment of single hydroelectric plant. **Electric Power Systems Research**, v. 75, n. 2, p. 116–123, 2005. ISSN 0378-7796. DOI:  
<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2005.01.008>. Disponível em:  
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779605000970>.

FINARDI, E.C.; SILVA, E.L. da. Solving the hydro unit commitment problem via dual decomposition and sequential quadratic programming. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, n. 2, p. 835–844, 2006. DOI: 10.1109/TPWRS.2006.873121.

FINARDI, E.C.; TAKIGAWA, F.Y.K.; BRITO, B.H. Assessing solution quality and computational performance in the hydro unit commitment problem considering different mathematical programming approaches. **Electric Power Systems Research**, v. 136, p. 212–222, 2016. ISSN 0378-7796. DOI:  
<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2016.02.018>. Disponível em:  
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779616300244>.

FINARDI, Erlon Cristian. **Alocação de unidades geradoras hidrelétricas em sistemas hidrotérmicos utilizando relaxação lagrangeana e programação quadrática seqüencial**. 2003. Tese (Doutorado) – Tese (doutorado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

FINARDI, Erlon Cristian. **Planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos utilizando processamento de alto desempenho**. 1999. Diss. (Mestrado) – Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

FINARDI, Erlon Cristian; SCUZZIATO, Murilo Reolon. A comparative analysis of different dual problems in the Lagrangian Relaxation context for solving the Hydro Unit

Commitment problem. **Electric Power Systems Research**, v. 107, p. 221–229, 2014. ISSN 0378-7796. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2013.10.015>.

Disponível em:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779613002861>.

GLOVER, J. D.; SARMA, M. S.; OVERBYE, T. J. **Power System Analysis and Design**. 5. ed. Stamford, EUA: Cengage Learning, 2012. P. 828.

HATAMKHANI, Amir; MORIDI, Ali; YAZDI, Jafar. A simulation – Optimization models for multi-reservoir hydropower systems design at watershed scale. **Renewable Energy**, v. 149, p. 253–263, 2020. ISSN 0960-1481. DOI:

<https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.12.055>. Disponível em:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148119319275>.

HUANG, Kangdi *et al.* Economic operation of a wind-solar-hydro complementary system considering risks of output shortage, power curtailment and spilled water. **Applied Energy**, v. 290, p. 116805, 2021. ISSN 0306-2619. DOI:

<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116805>. Disponível em:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261921003081>.

HUNT, Julian David; FREITAS, Marcos Aurélio Vasconcelos; PEREIRA JUNIOR, Amaro Olímpio. Enhanced-Pumped-Storage: Combining pumped-storage in a yearly storage cycle with dams in cascade in Brazil. **Energy**, v. 78, p. 513–523, 2014. ISSN 0360-5442. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.10.038>.

Disponível em:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544214011888>.

KARKI, R.; HU, Po; BILLINTON, R. A simplified wind power generation model for reliability evaluation. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 21, n. 2, p. 533–540, 2006. DOI: [10.1109/TEC.2006.874233](https://doi.org/10.1109/TEC.2006.874233).

KIMBARK, E.W. **Power System Stability: Elements of stability calculations**. [S.l.]: Wiley, 1948. (Power System Stability). ISBN 9780471475866. Disponível em:

<https://books.google.com.br/books?id=gDFYMQAACAAJ>.

KIRAGA, Marta. Hydroelectric Power Plants and River Morphodynamic Processes. **Journal of Ecological Engineering**, v. 22, n. 7, p. 163–178, 2021. DOI:

<https://doi.org/10.12911/22998993/139068>.

LEITE DA SILVA, Armando M. Leite *et al.* Long-Term Probabilistic Evaluation of Operating Reserve Requirements With Renewable Sources. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 25, n. 1, p. 106–116, 2010. DOI: [10.1109/TPWRS.2009.2036706](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2036706).

LI, Zhi *et al.* Mixed-Integer Linear Programming Model and Constraints Reduction Methods for Security-Constrained Unit Commitment. *In*: 2020 IEEE Sustainable Power

and Energy Conference (iSPEC). [S.l.: s.n.], 2020. P. 1437–1443. DOI: 10.1109/iSPEC50848.2020.9351114.

LOGAN, SR. The origin and status of the Arrhenius equation. **Journal of Chemical Education**, ACS Publications, v. 59, n. 4, p. 279, 1982.

MA, Chao; LIAN, Jijian; WANG, Junna. Short-term optimal operation of Three-gorge and Gezhouba cascade hydropower stations in non-flood season with operation rules from data mining. **Energy Conversion and Management**, v. 65, p. 616–627, 2013. Global Conference on Renewable energy and Energy Efficiency for Desert Regions 2011 “GCREEDER 2011”. ISSN 0196-8904. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2012.08.024>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890412003524>.

MARCELINO, Carolina G.; WANNER, Elizabeth F.; ALMEIDA, Paulo E. M. An evolutionary approach to improve efficiency for solving the electric dispatch problem. *In*: 2014 IEEE Symposium on Computational Intelligence for Engineering Solutions (CIES). [S.l.: s.n.], 2014. P. 163–170. DOI: 10.1109/CIES.2014.7011846.

MARÍN-CANO, Cristian Camilo *et al.* A Novel Strategy to Reduce Computational Burden of the Stochastic Security Constrained Unit Commitment Problem. **Energies**, v. 13, n. 15, 2020. ISSN 1996-1073. DOI: 10.3390/en13153777. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/15/3777>.

MASSÉ, P. **Les Réserves et la Régulation de L’avenir dans la vie Économique**. Paris: Hermann, 1946.

MATOS, Manuel *et al.* Probabilistic evaluation of reserve requirements of generating systems with renewable power sources: The Portuguese and Spanish cases. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 31, n. 9, p. 562–569, 2009. Power Systems Computation Conference (PSCC) 2008. ISSN 0142-0615. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2009.03.031>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S014206150900057X>.

MONTICELLI, A. J. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. 5. ed. São Paulo: Edgard Blucher, 1983. P. 164.

MURTHY, DN Prabhakar; BULMER, Michael; ECCLESTON, John A. Weibull model selection for reliability modelling. **Reliability Engineering & System Safety**, Elsevier, v. 86, n. 3, p. 257–267, 2004.

OKOYE, Martin Onyeka *et al.* Predictive Reliability Assessment of Generation System. **Energies**, v. 13, n. 17, 2020. ISSN 1996-1073. DOI: 10.3390/en13174350. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/17/4350>.

PASCOAL, Marta. Optimising a Cascade of Hydro-Electric Power Stations. **Mathematical Modelling in Real Life Problems: Case Studies from ECMI-Modelling Weeks**, Springer, p. 147–154, 2020. DOI: [https://doi.org/10.1007/978-3-030-50388-8\\_11](https://doi.org/10.1007/978-3-030-50388-8_11).

PEREIRA, M.V.F.; BALU, N.J. Composite generation/transmission reliability evaluation. **Proceedings of the IEEE**, v. 80, n. 4, p. 470–491, 1992. DOI: 10.1109/5.135372.

PINEDA, Salvador; FERNÁNDEZ-BLANCO, Ricardo; MORALES, Juan Miguel. Time-Adaptive Unit Commitment. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 34, n. 5, p. 3869–3878, 2019. DOI: 10.1109/TPWRS.2019.2903486.

RAMOS, OSVALDO COSTA *et al.* Experiência da Companhia Energética Mineira (CEMIG) em estudos de viabilidade de usinas hidrelétricas: estudos energético-econômicos, 1989.

ROSA, Mauro Augusto da. **Agent-based technology applied to power systems reliability**. 2009. Tese (Doutorado) – Universidade do Porto (Portugal).

ROSS, Sheldon M. **Introduction to Probability Models**. [S.l.]: Academic press, 2010. – 10th ed. ISBN 978-0-12-375686-2.

RUBINSTEIN, Reuven Y; KROESE, Dirk P. **Simulation and the Monte Carlo method**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2007. third edition. ISBN 9781118632208.

SABOIA, C. H.; SANTOS, T. N.; DINIZ, A. L. **Consideração de restrições de unit commitment no modelo dessem por programação linear inteira-mista (MILP), com representação de trajetórias de partida e parada e modelagem de usinas térmicas e ciclo combinado**. [S.l.], 2019. Disponível em: <https://www.cepel.br/produtos/documentacao-tecnica/>.

SANTOS, Erika Pequeno dos. **Estratégias de análise em regime permanente para avaliação de confiabilidade composta de sistemas de energia elétrica**. 2019. Tese (Doutorado) – Tese (doutorado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

SANTOS, Erika Pequeno dos; ROSA, Mauro Augusto da; VIEIRA, Pedro César Cordeiro. **PS-MORA Project - Program Manual**. [S.l.], jun. 2020. Produced by: Erika Pequeno, [erika.pequeno@inescbrasil.org.br](mailto:erika.pequeno@inescbrasil.org.br). Revised by: Mauro Augusto da Rosa, [mauro.rosa@inescbrasil.org.br](mailto:mauro.rosa@inescbrasil.org.br), Pedro César Cordeiro Vieira, [vieira.pedrocesar@gmail.com](mailto:vieira.pedrocesar@gmail.com).

SARAVANAN, B. *et al.* A solution to the unit commitment problem—a review. **Frontiers in Energy**, v. 7, n. 2, p. 223–236, jun. 2013. ISSN 2095-1698. DOI: 10.1007/s11708-013-0240-3. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s11708-013-0240-3>.

AL-SHAALAN, Abdullah M. Reliability Evaluation of Power Systems. *In: KOUNIS, Leo (Ed.). Reliability and Maintenance*. Rijeka: IntechOpen, 2019. cap. 8. DOI: 10.5772/intechopen.85571. Disponível em: <https://doi.org/10.5772/intechopen.85571>.

AL-SHAALAN, Abdullah M. Reliability/cost tradeoff evaluation for interconnected electric power systems. *International Journal of Computing and Digital Systems*, University of Bahrain, v. 6, n. 06, p. 369–374, 2017.

SKORUPA, Thayane. **Aplicação de métodos probabilísticos na estimação de distorção harmônica em sistemas de distribuição de energia elétrica**. 2021. Diss. (Mestrado) – Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

TONIAZZO, Eduardo Cardoso. **Avaliação da estabilidade de tensão em regime permanente de sistemas elétricos com elevada utilização de fontes renováveis**. 2022. Diss. (Mestrado) – Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

TÔRRES, Israel Félix de Moura. **Aplicação de custos de interrupção em eventos de corte de carga na avaliação da confiabilidade de sistemas multiáreas**. 2021. Diss. (Mestrado) – Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

TRUONG, Hoa Quynh; JEENANUNTA, Chawalit. Mixed Integer Linear Programming Model for Monthly Unit Commitment in the National Level Power System. *In: 2019 11th International Conference on Information Technology and Electrical Engineering (ICITEE)*. [S.l.: s.n.], 2019. P. 1–6. DOI: 10.1109/ICITEED.2019.8930000.

VASCONCELLOS, Patricia L. Bastos de. **Otimização Da Operação De Reservatórios Hidráulicos em Cascata**. 1981. 87p. Tese (Doutorado) – UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO CPPE/UFRJ.

VIEIRA, Douglas A.G. *et al.* A real-time nonlinear method for a single hydropower plant unit commitment based on analytical results of dual decomposition optimization. *Renewable Energy*, v. 192, p. 513–525, 2022. ISSN 0960-1481. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.04.080>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S096014812200547X>.

VIEIRA, Pedro César Cordeiro. **Avaliação da confiabilidade de sistemas elétricos multiárea: representações, modelos e metodologia de simulação**. 2020. Tese (Doutorado) – Tese (doutorado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

WALLACE, Stein W.; FLETEN, Stein-Erik. Stochastic Programming Models in Energy. *In: STOCHASTIC Programming*. [S.l.]: Elsevier, 2003. v. 10. (Handbooks in Operations

Research and Management Science). P. 637–677. DOI:  
[https://doi.org/10.1016/S0927-0507\(03\)10010-2](https://doi.org/10.1016/S0927-0507(03)10010-2). Disponível em:  
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927050703100102>.

WEIBULL, Waloddi. A statistical distribution function of wide applicability. **Journal of applied mechanics**, 1951.

WU, Hongyu *et al.* A Systematic Method for Constructing Feasible Solution to SCUC Problem With Analytical Feasibility Conditions. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, n. 1, p. 526–534, 2012. DOI: 10.1109/TPWRS.2011.2165087.

WU, Xinyu *et al.* A mixed-integer linear programming model for hydro unit commitment considering operation constraint priorities. **Renewable Energy**, v. 204, p. 507–520, 2023. ISSN 0960-1481. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.01.006>.  
Disponível em:  
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S096014812300006X>.

WUIJTS, Rogier Hans; AKKER, Marjan van den; BROEK, Machteld van den. Effect of modelling choices in the unit commitment problem. **Energy systems**, 2023. DOI: 10.1007/s12667-023-00564-5.

XIE, Ming; LAI, Chin Diew. Reliability analysis using an additive Weibull model with bathtub-shaped failure rate function. **Reliability Engineering & System Safety**, Elsevier, v. 52, n. 1, p. 87–93, 1996.

ZOU, Jikai; AHMED, Shabbir; SUN, Xu Andy. Multistage Stochastic Unit Commitment Using Stochastic Dual Dynamic Integer Programming. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 34, n. 3, p. 1814–1823, 2019. DOI: 10.1109/TPWRS.2018.2880996.

# **Apêndices**

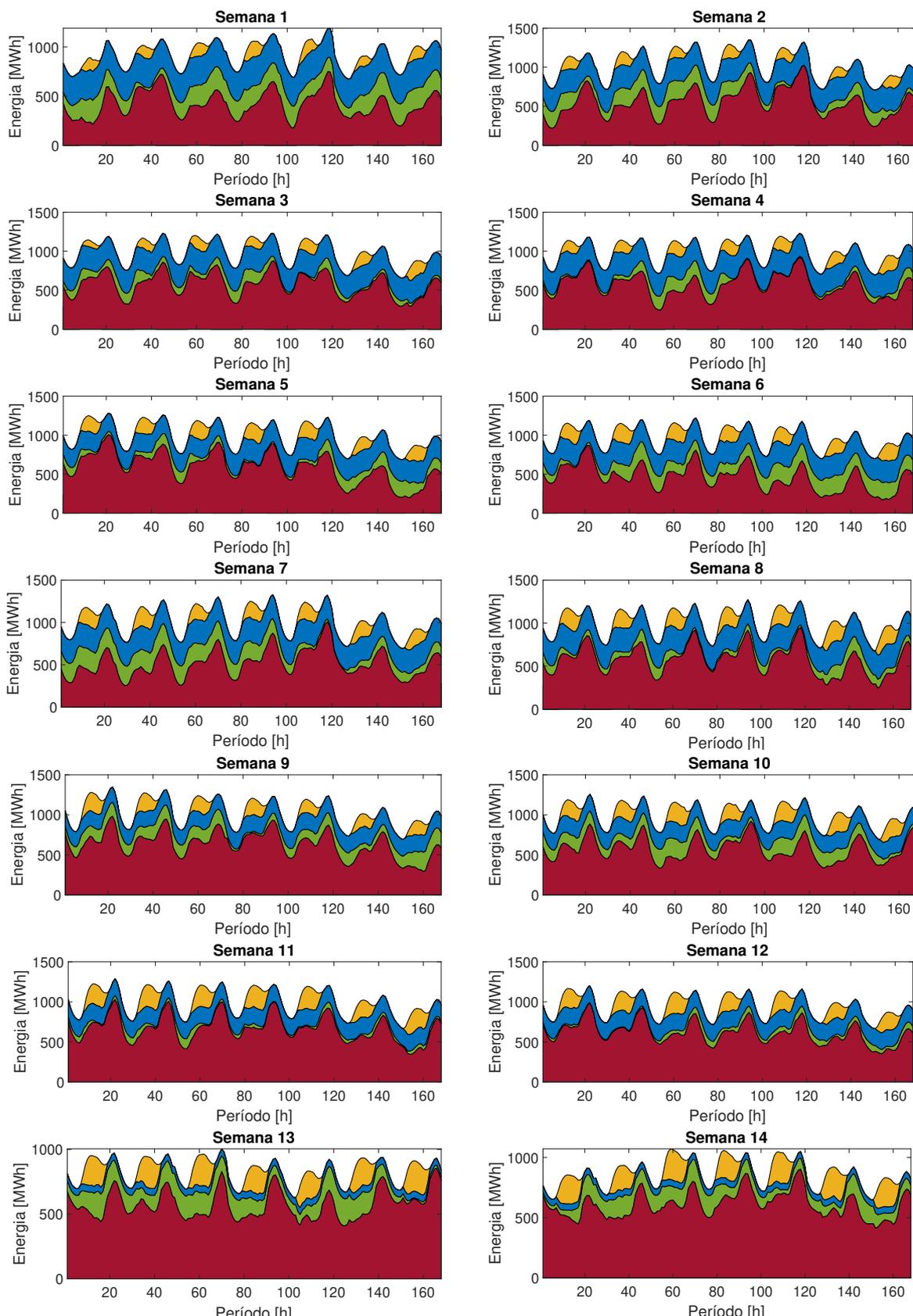


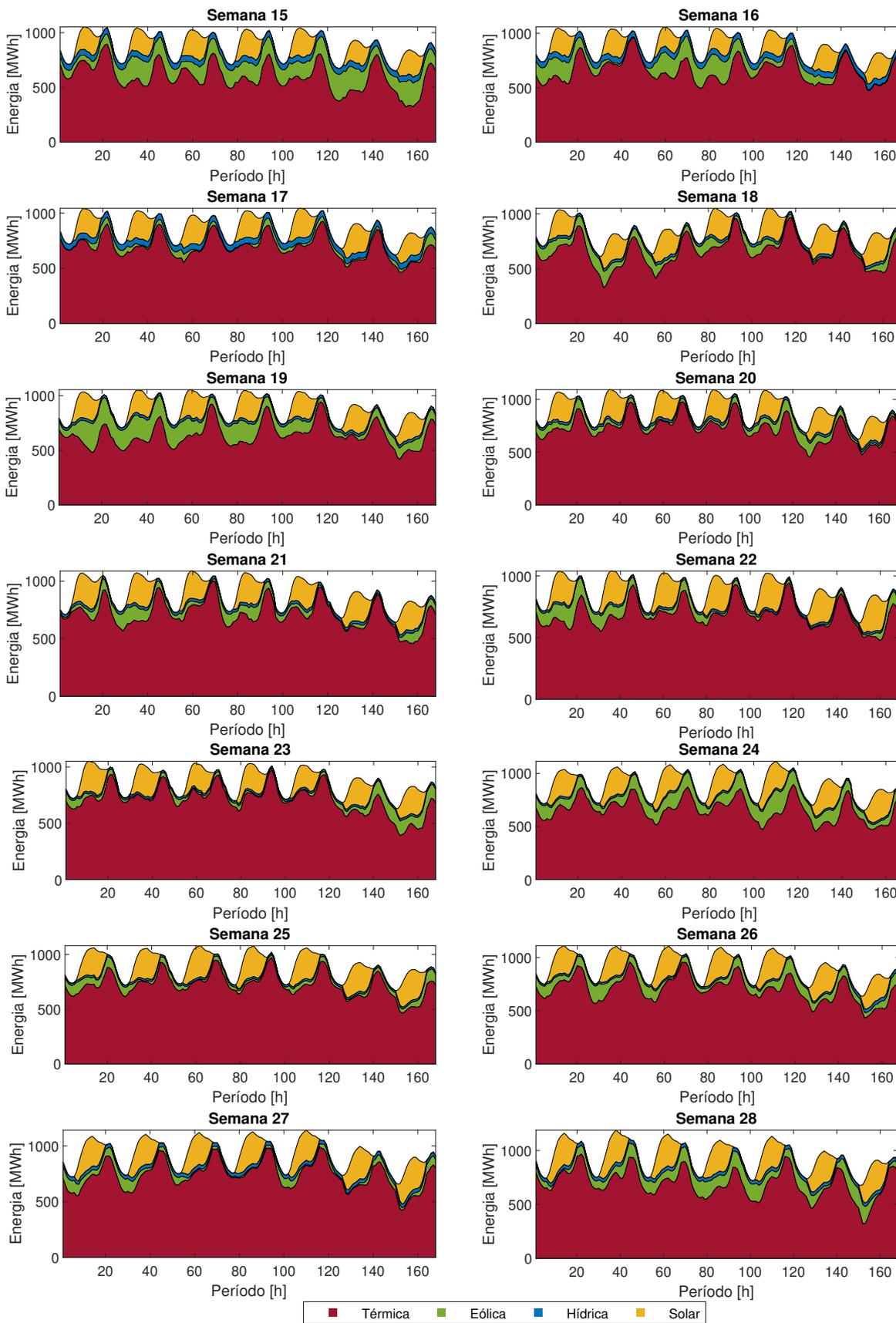
## APÊNDICE A – RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES COM E SEM FALHA PARA UM ANO

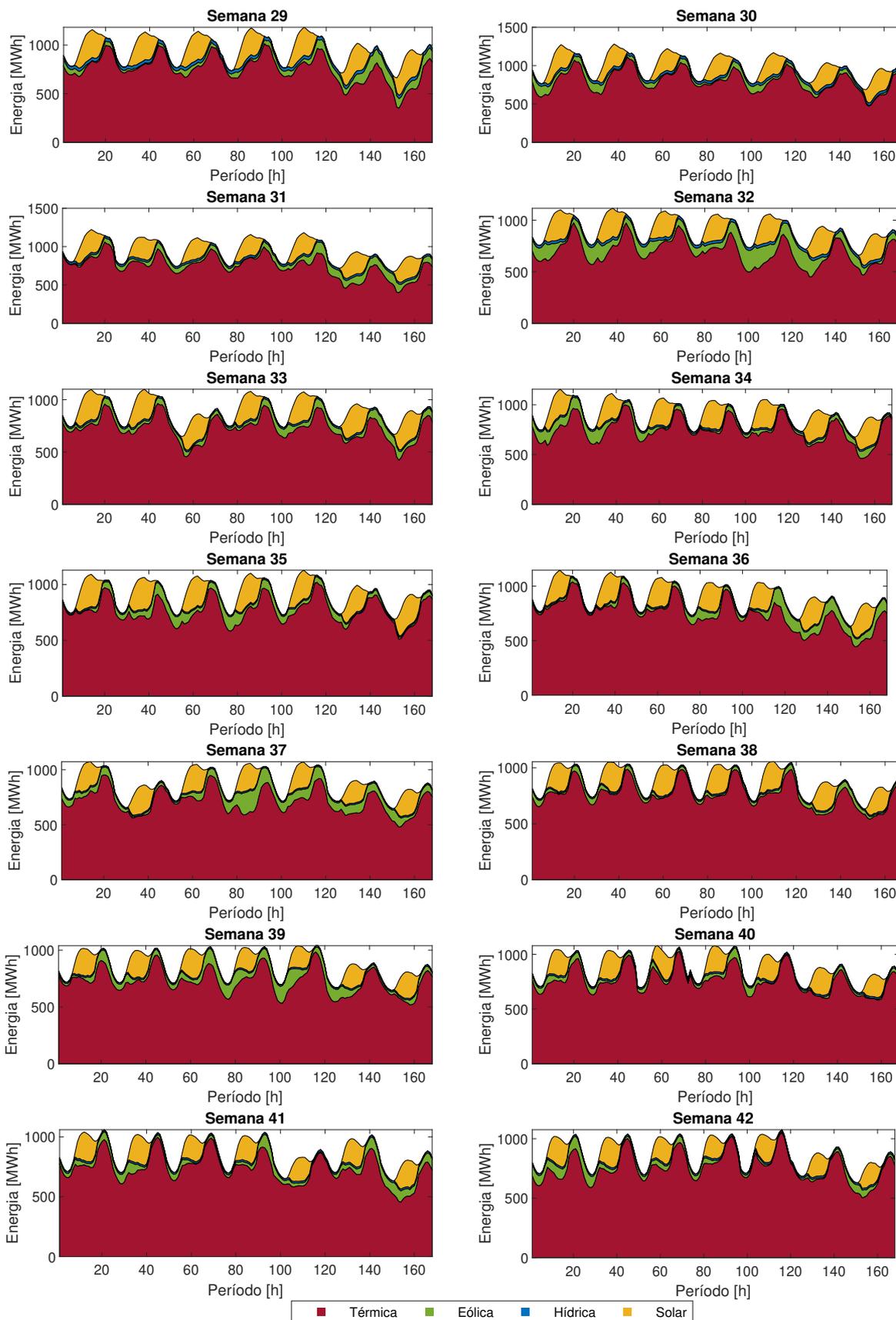
### A.1 PRP

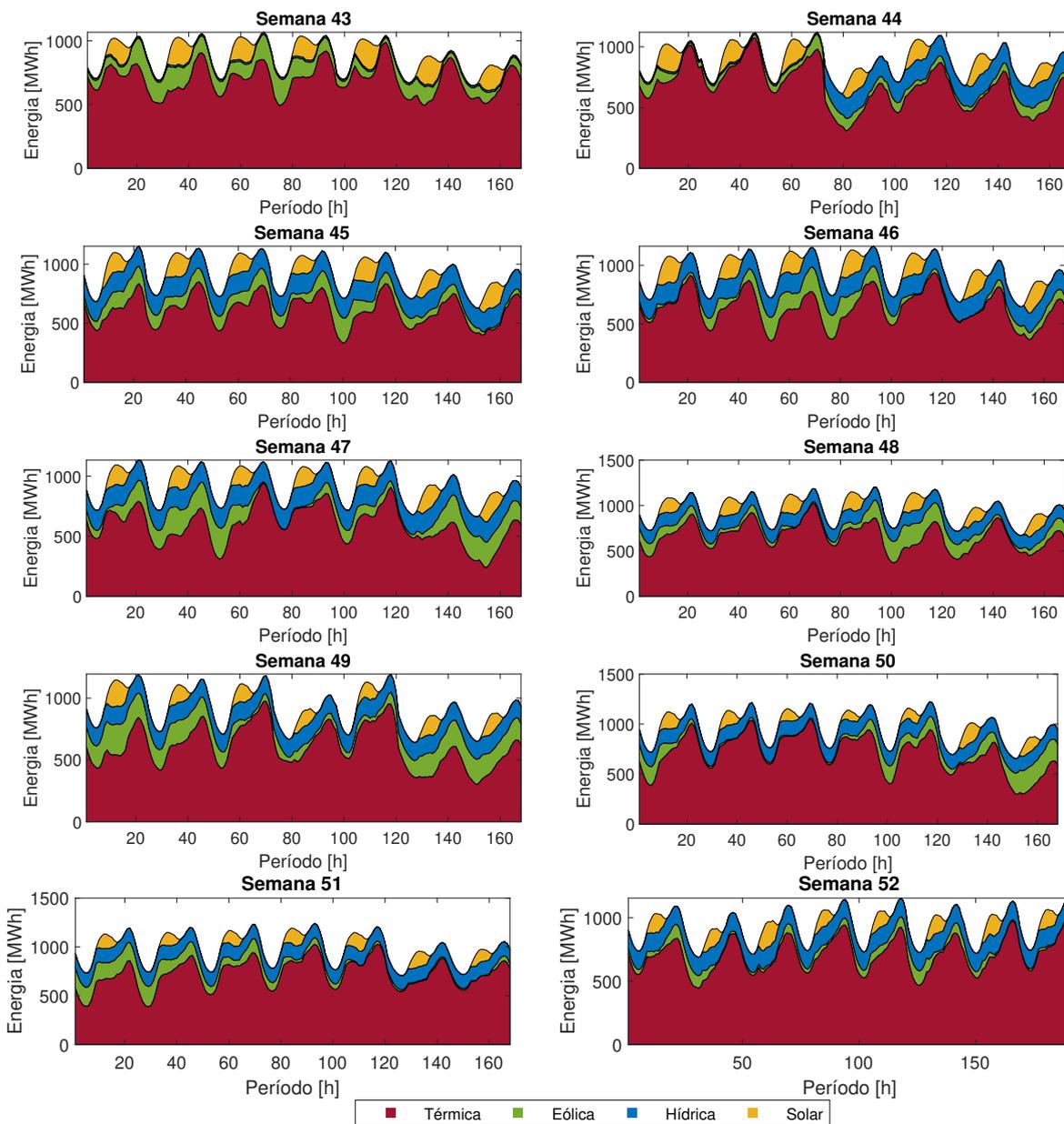
#### A.1.1 52 semanas sem falhas

Figura 30 – PRP - Sem falha.



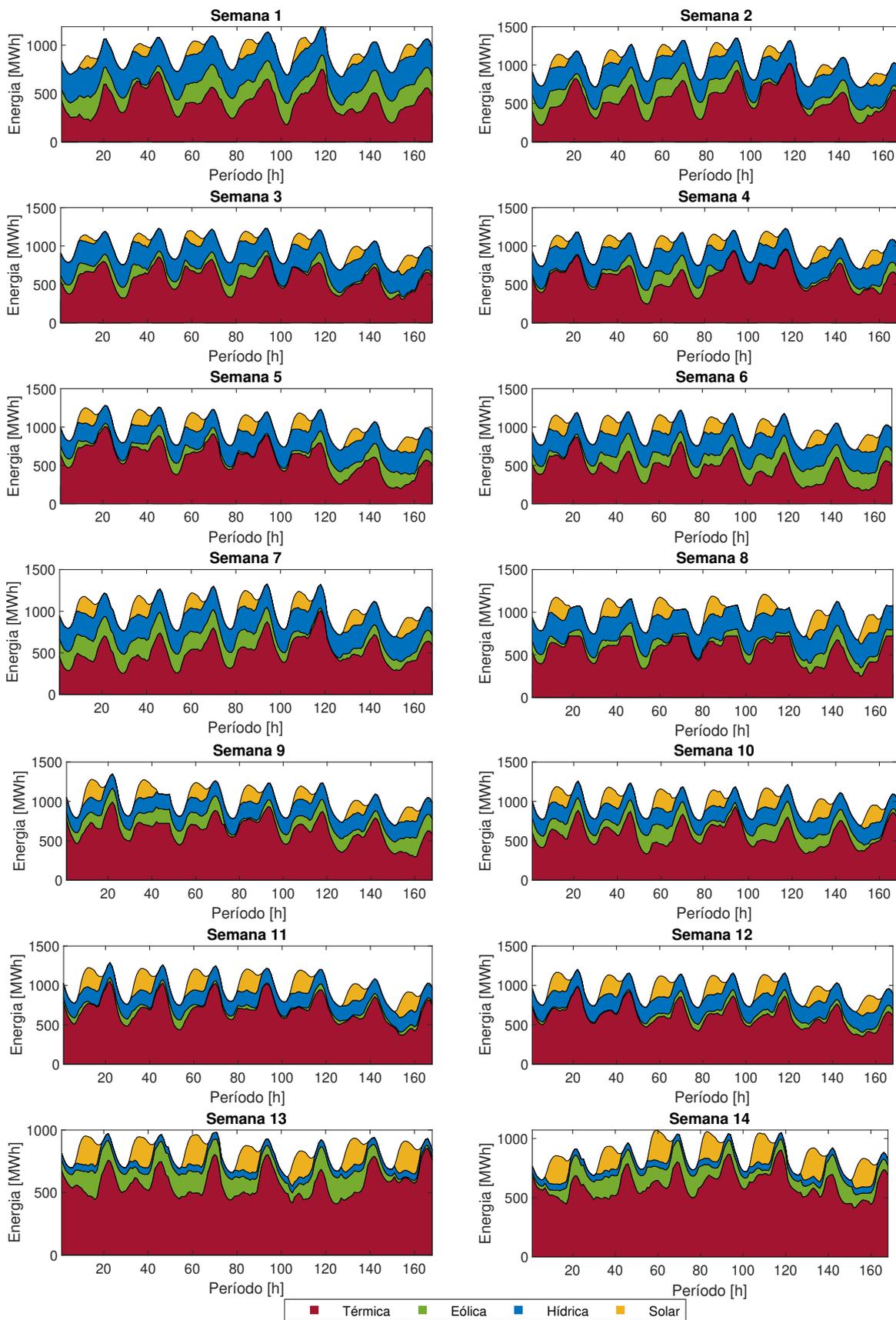


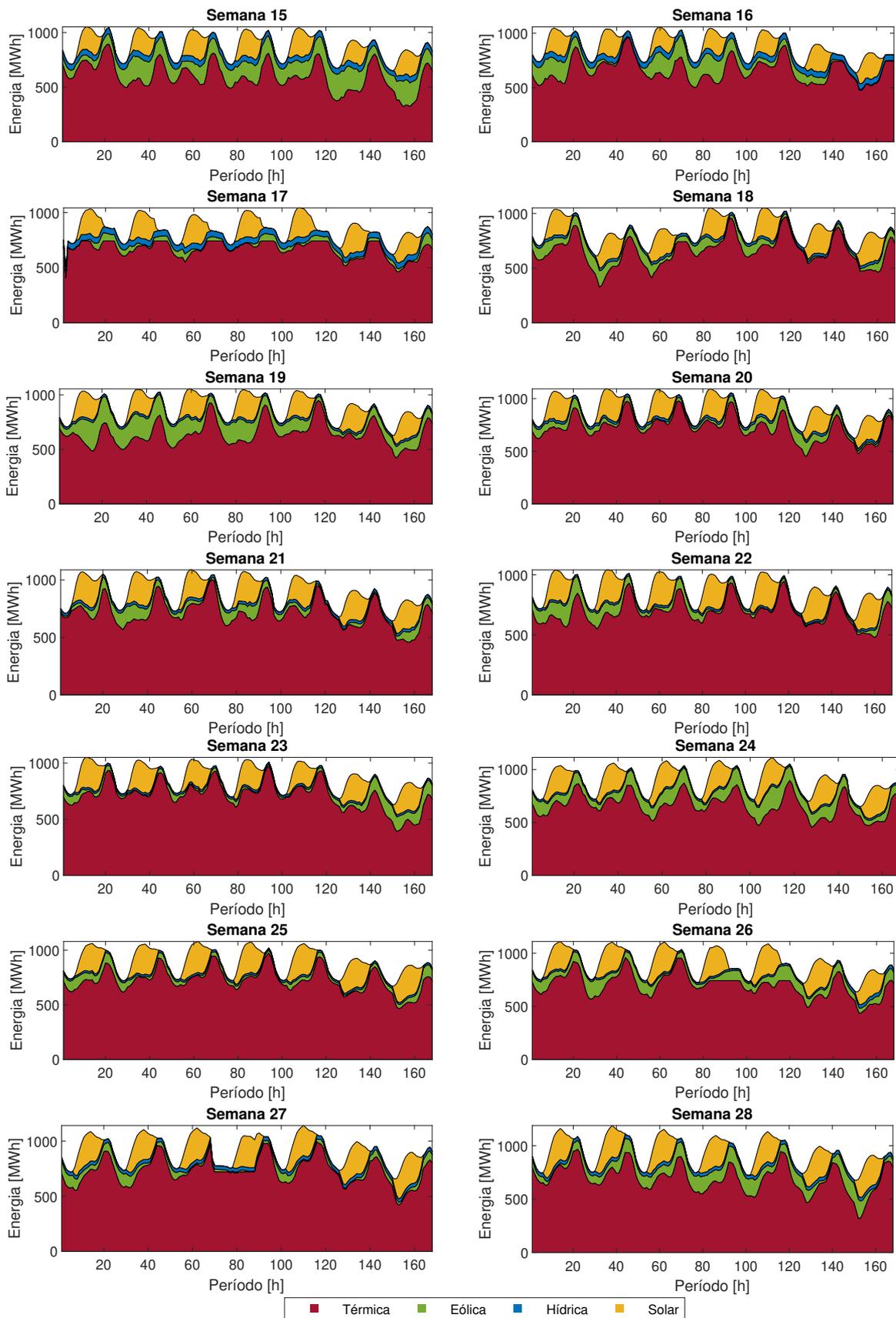


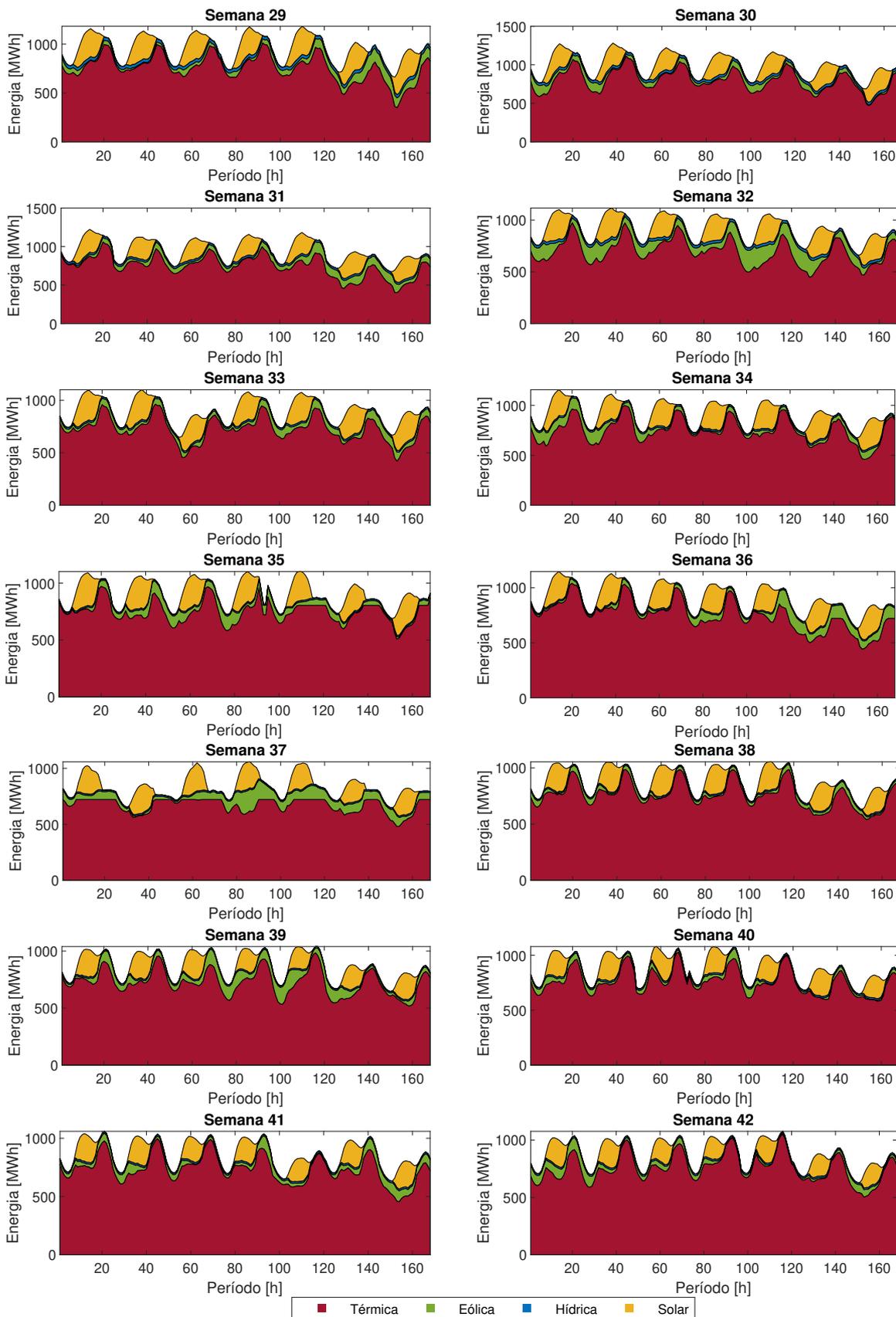


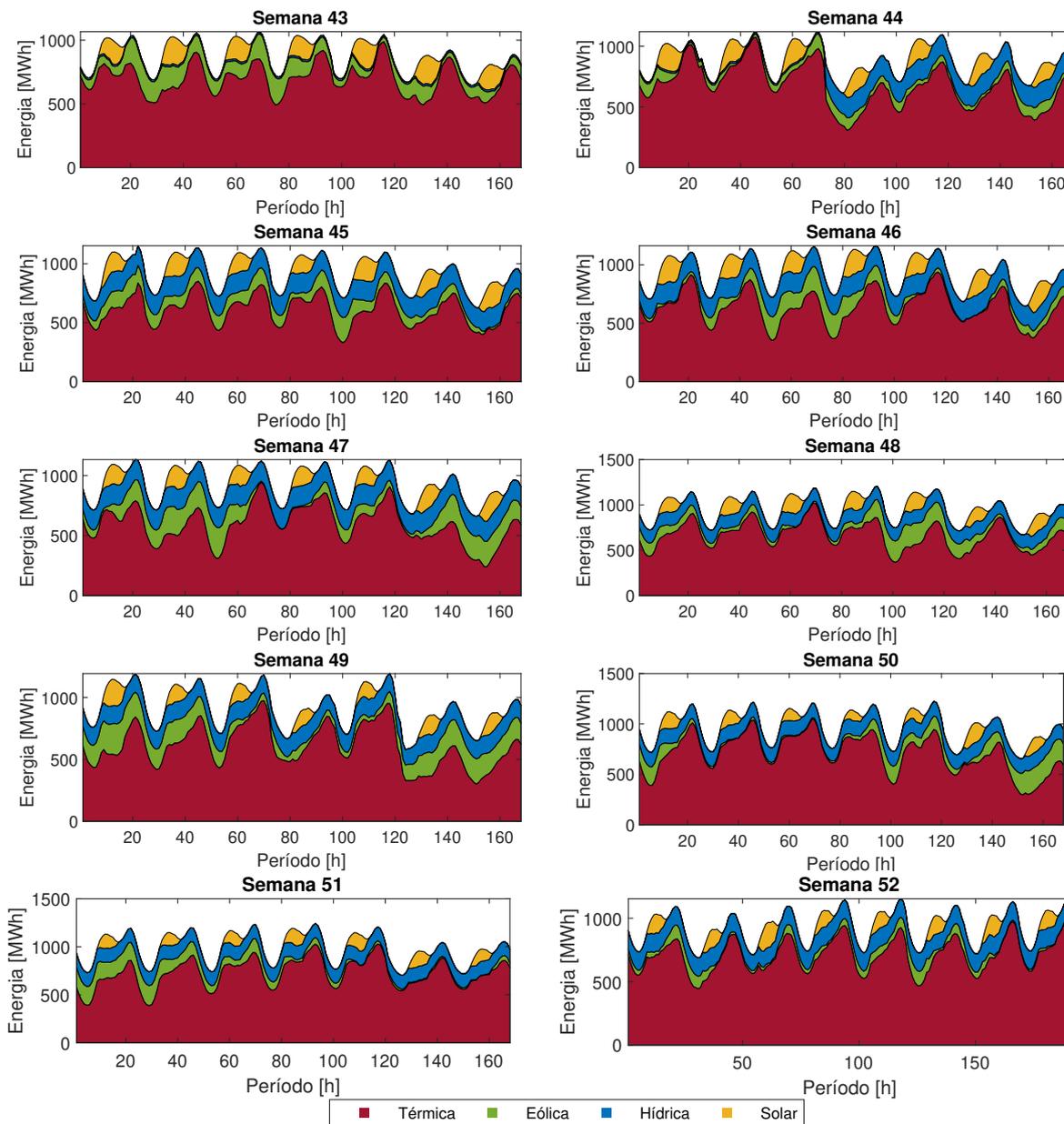
**A.1.2 52 semanas com falhas**

Figura 31 – PRP - Com falha.







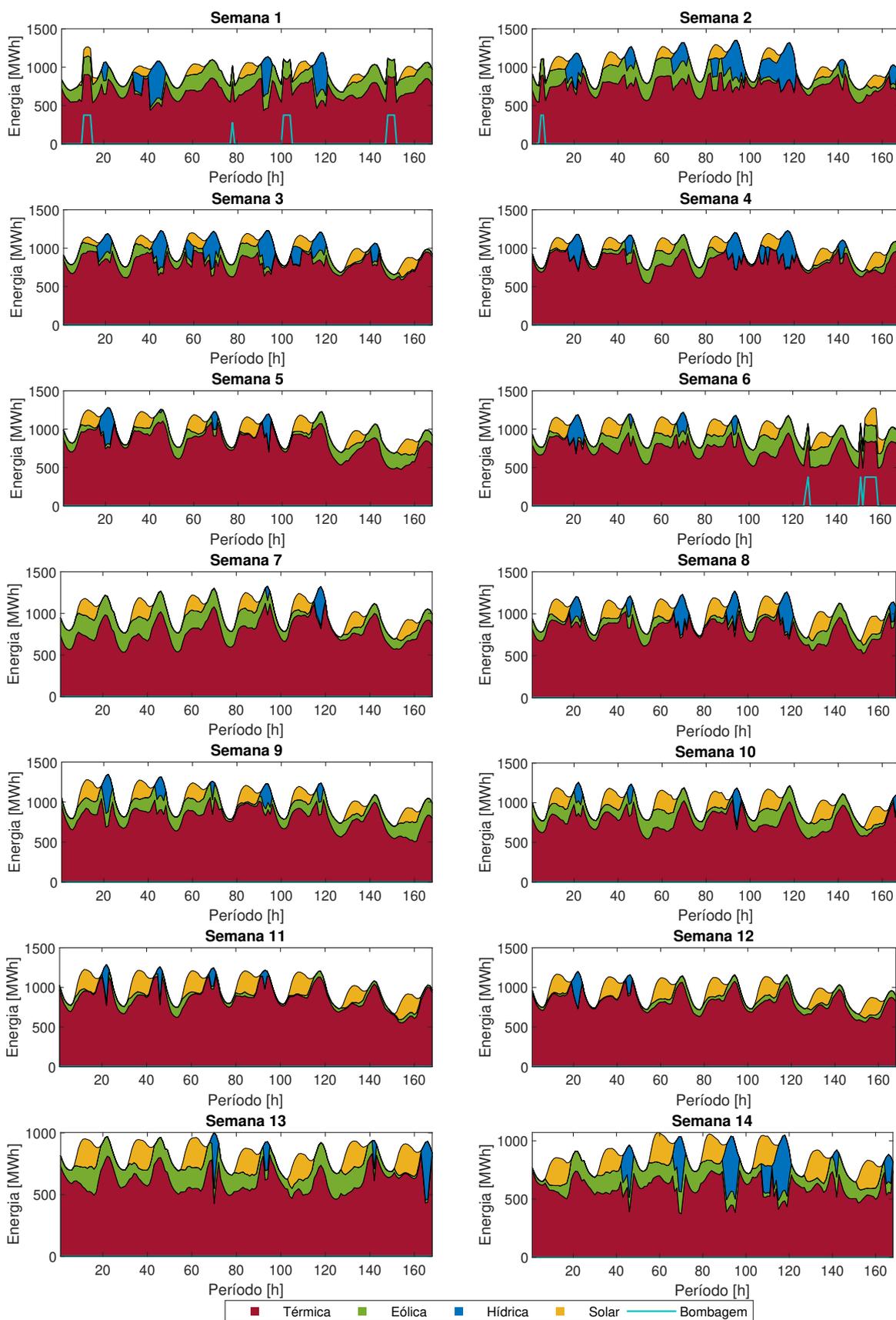


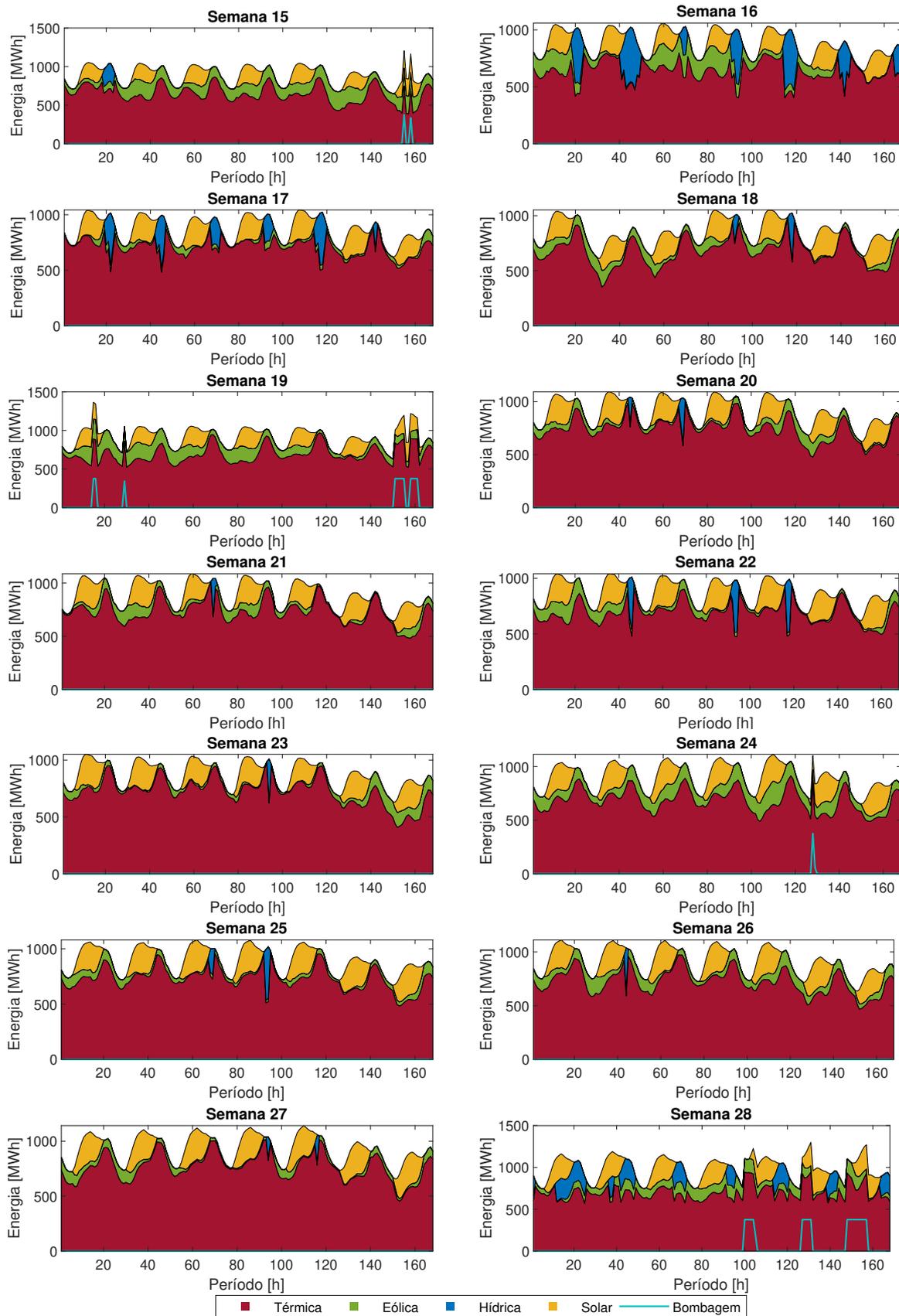


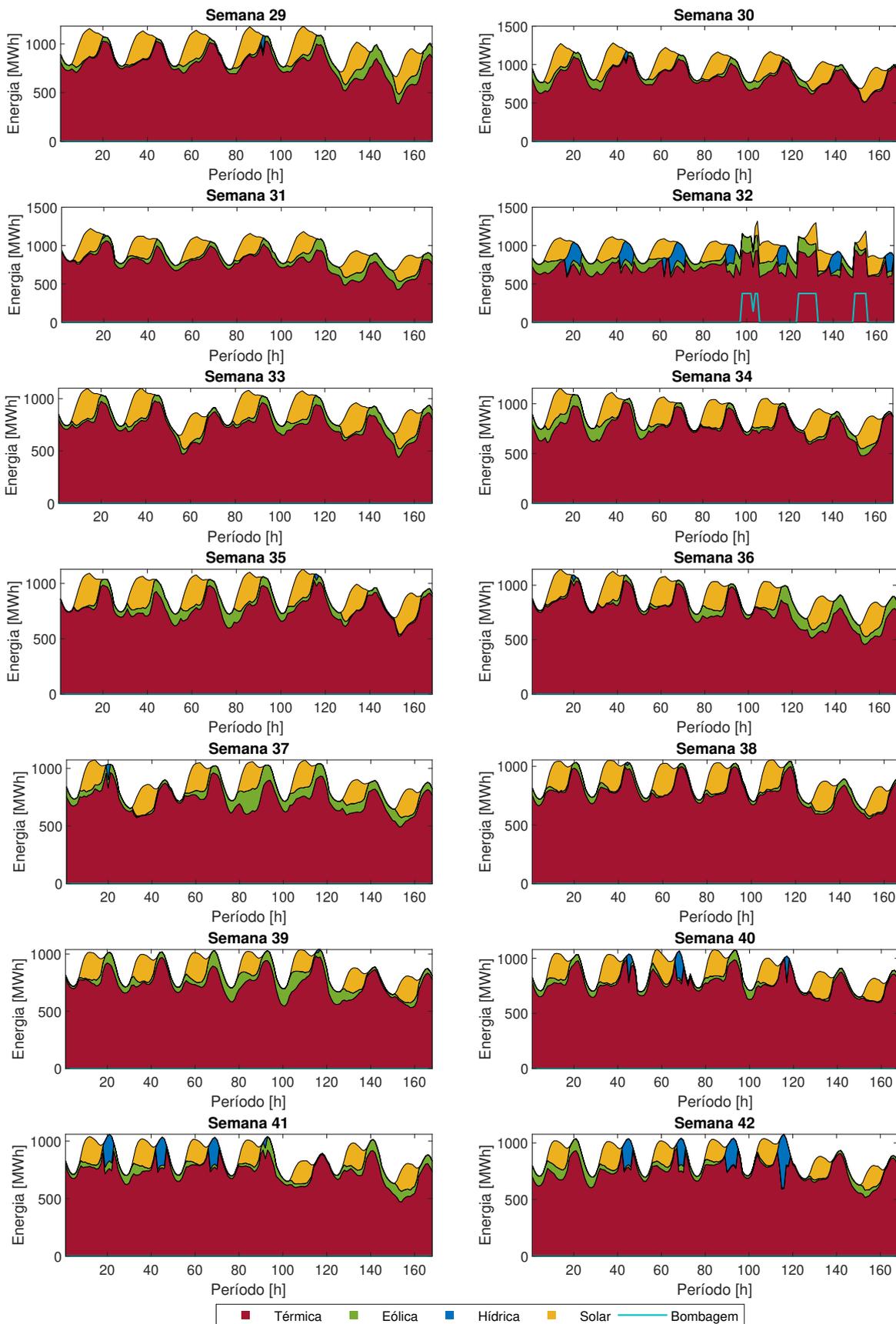
A.2 CLD

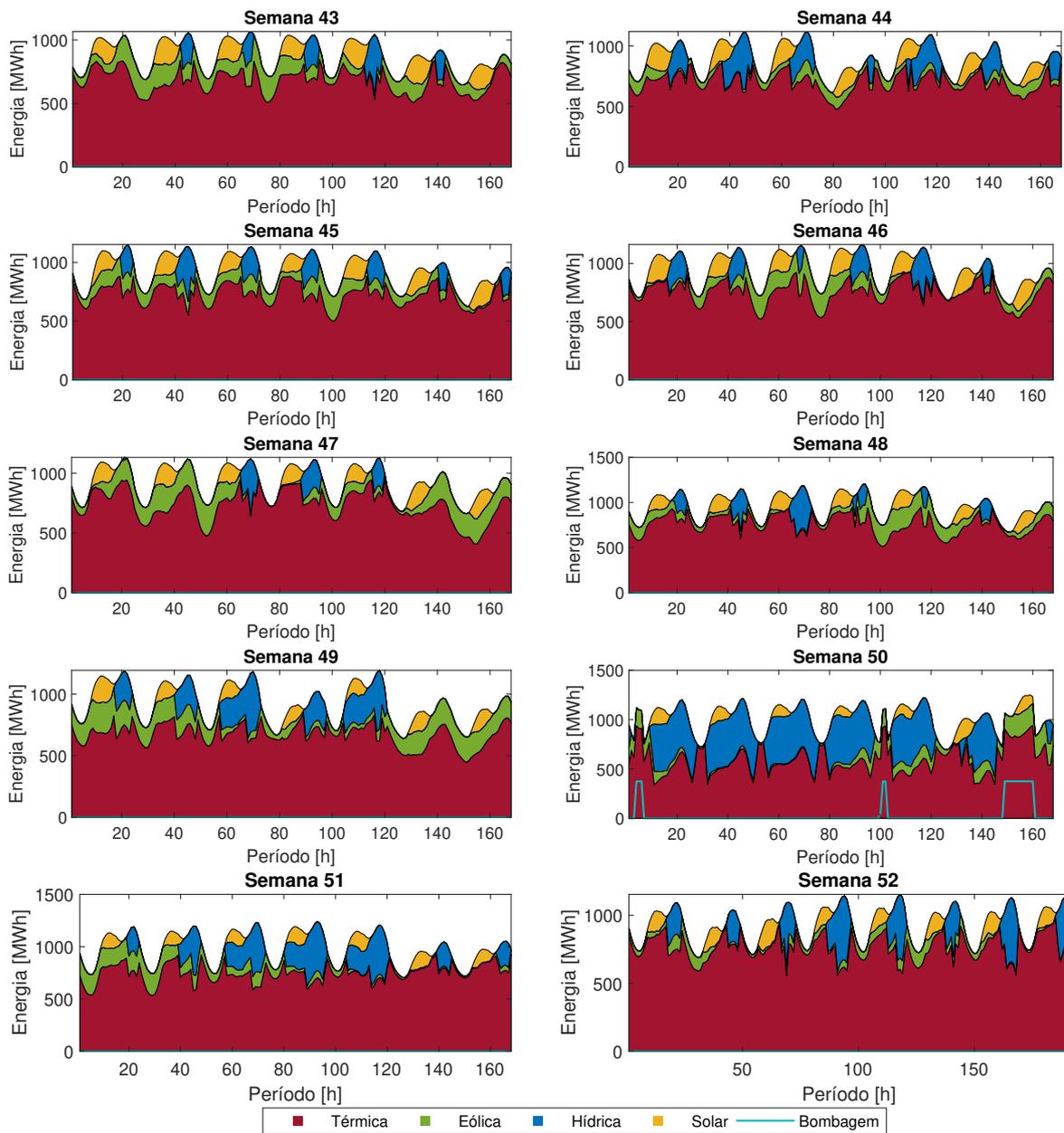
A.2.1 52 semanas sem falhas

Figura 32 – CLD - Sem falha.



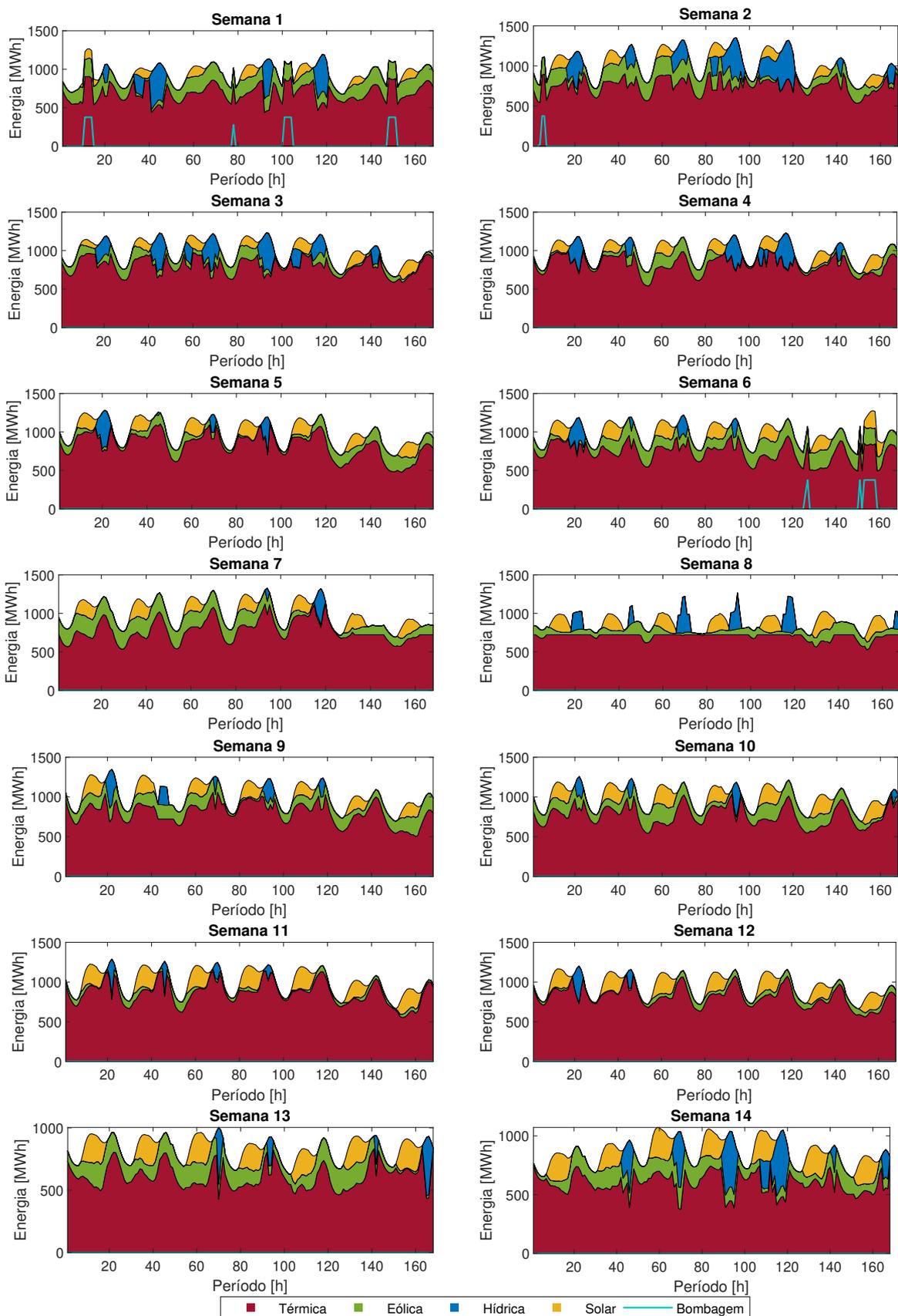


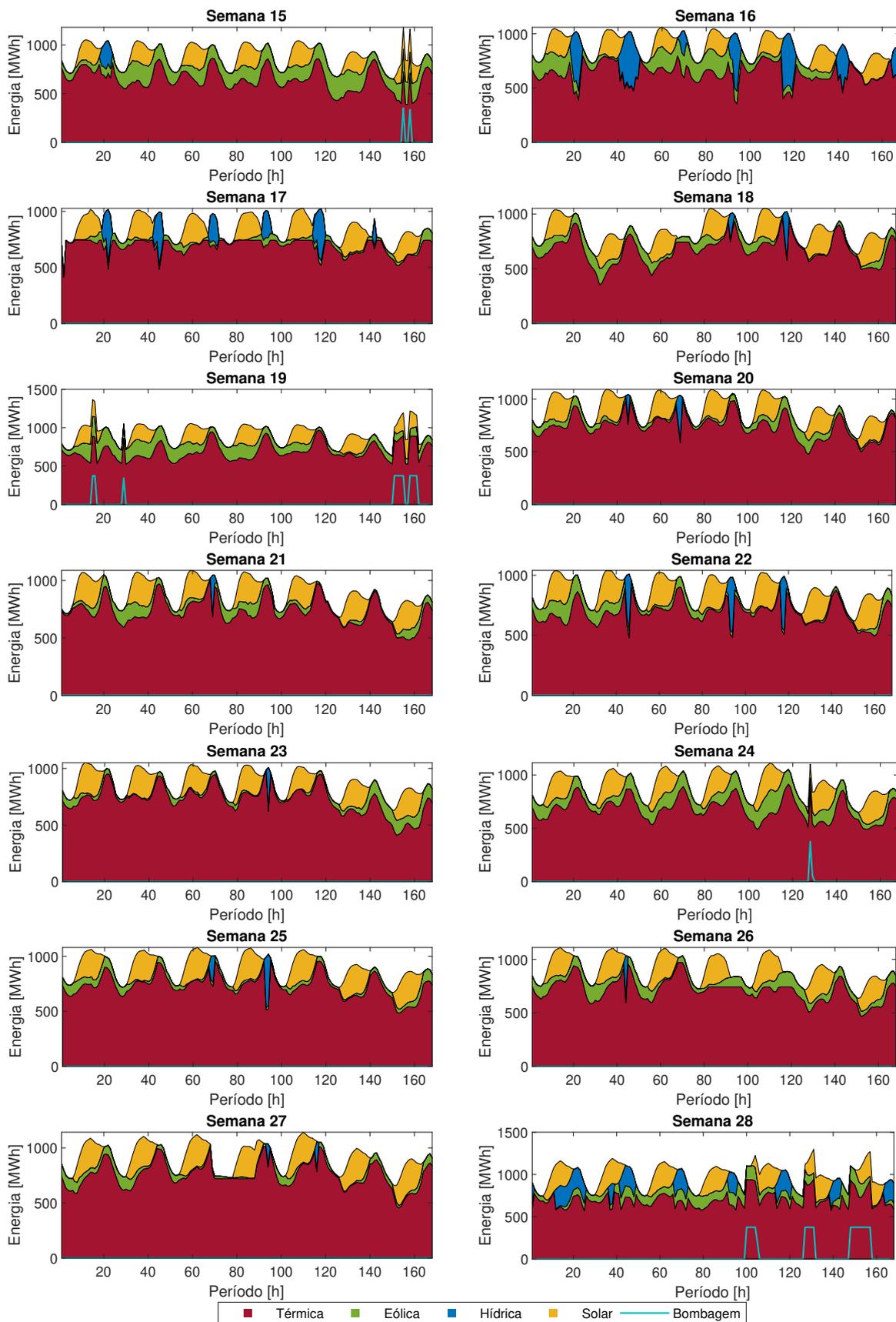


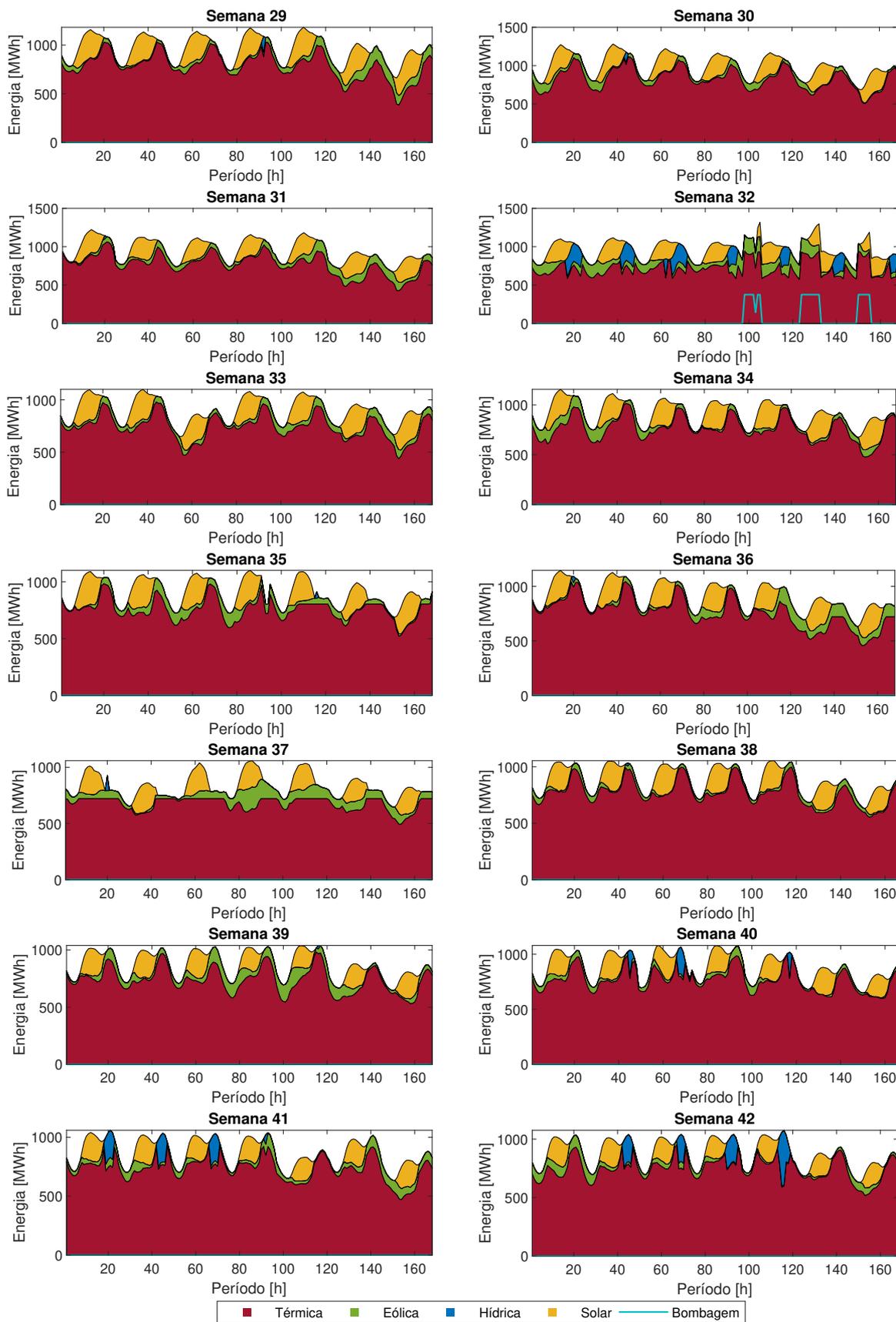


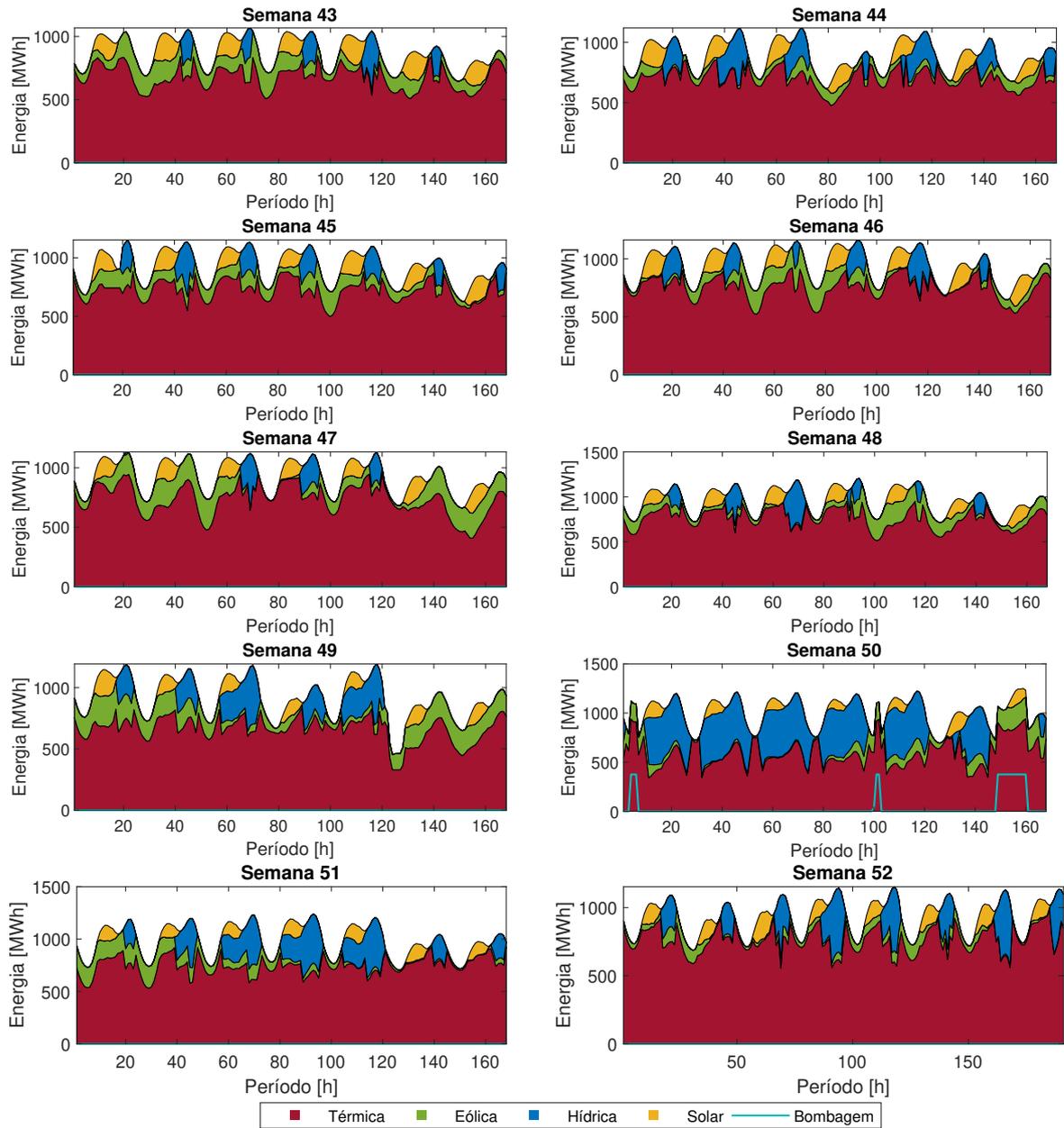
A.2.2 52 semanas com falhas

Figura 33 – CLD - Com falha.







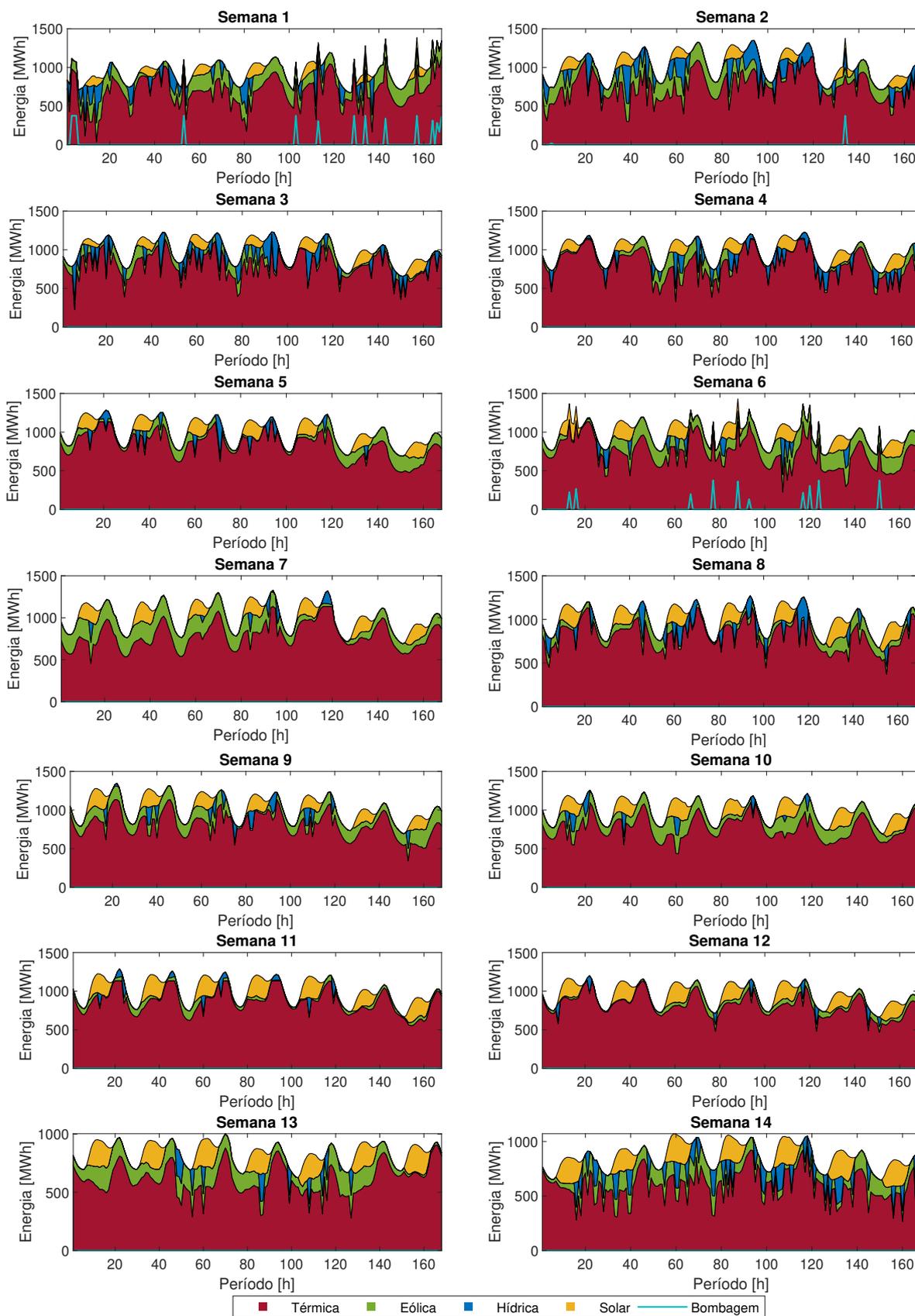


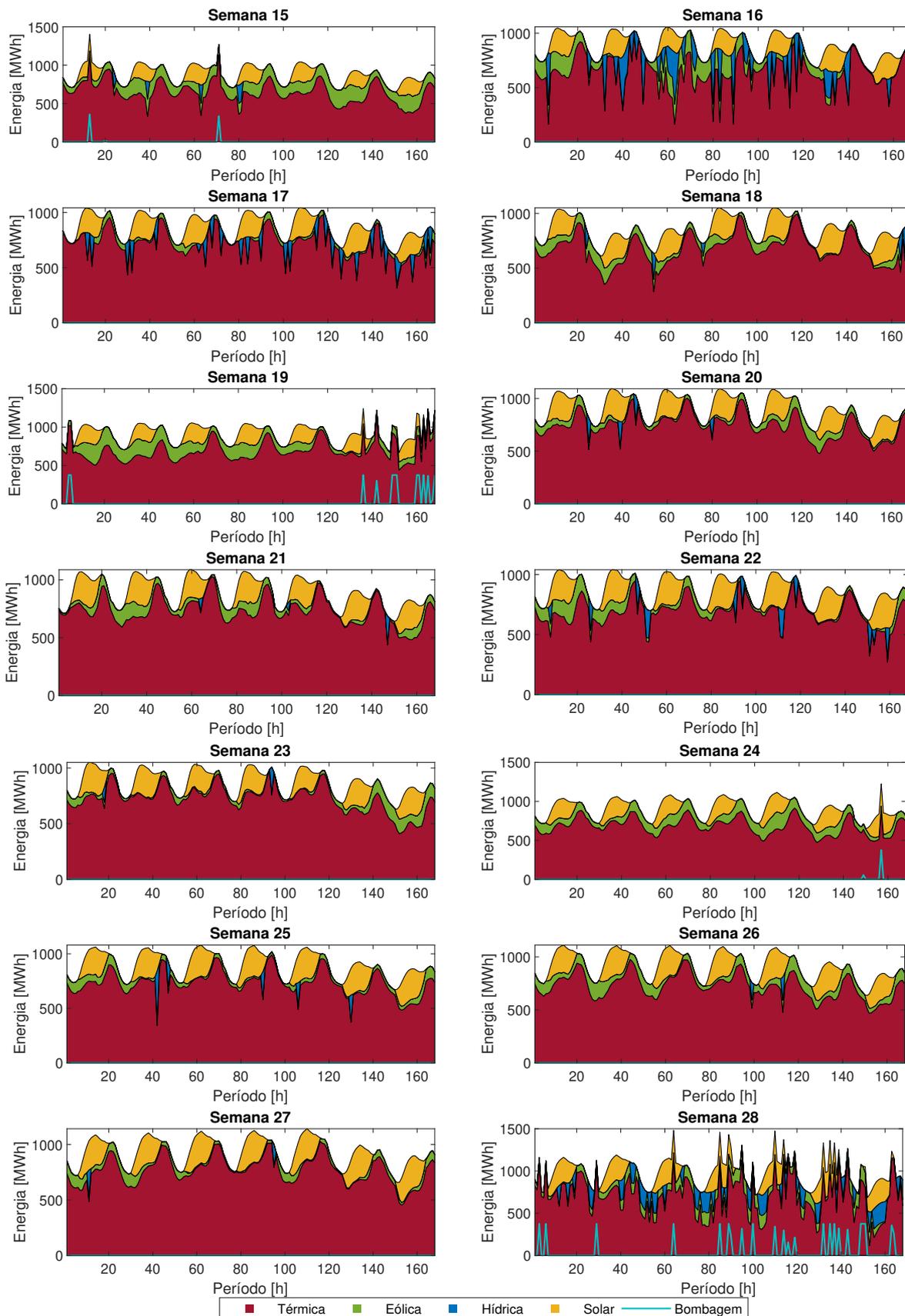


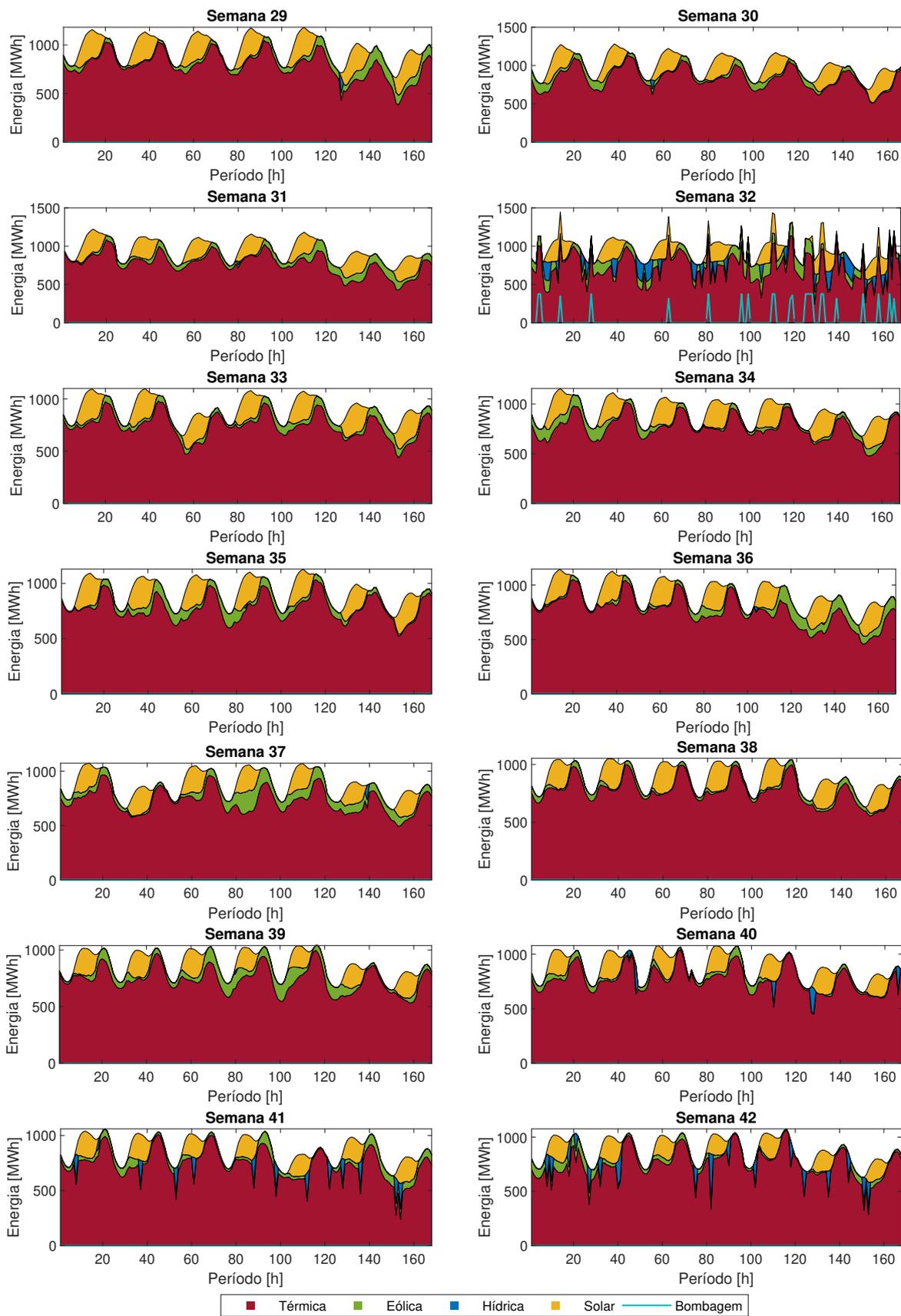
### A.3 CRM

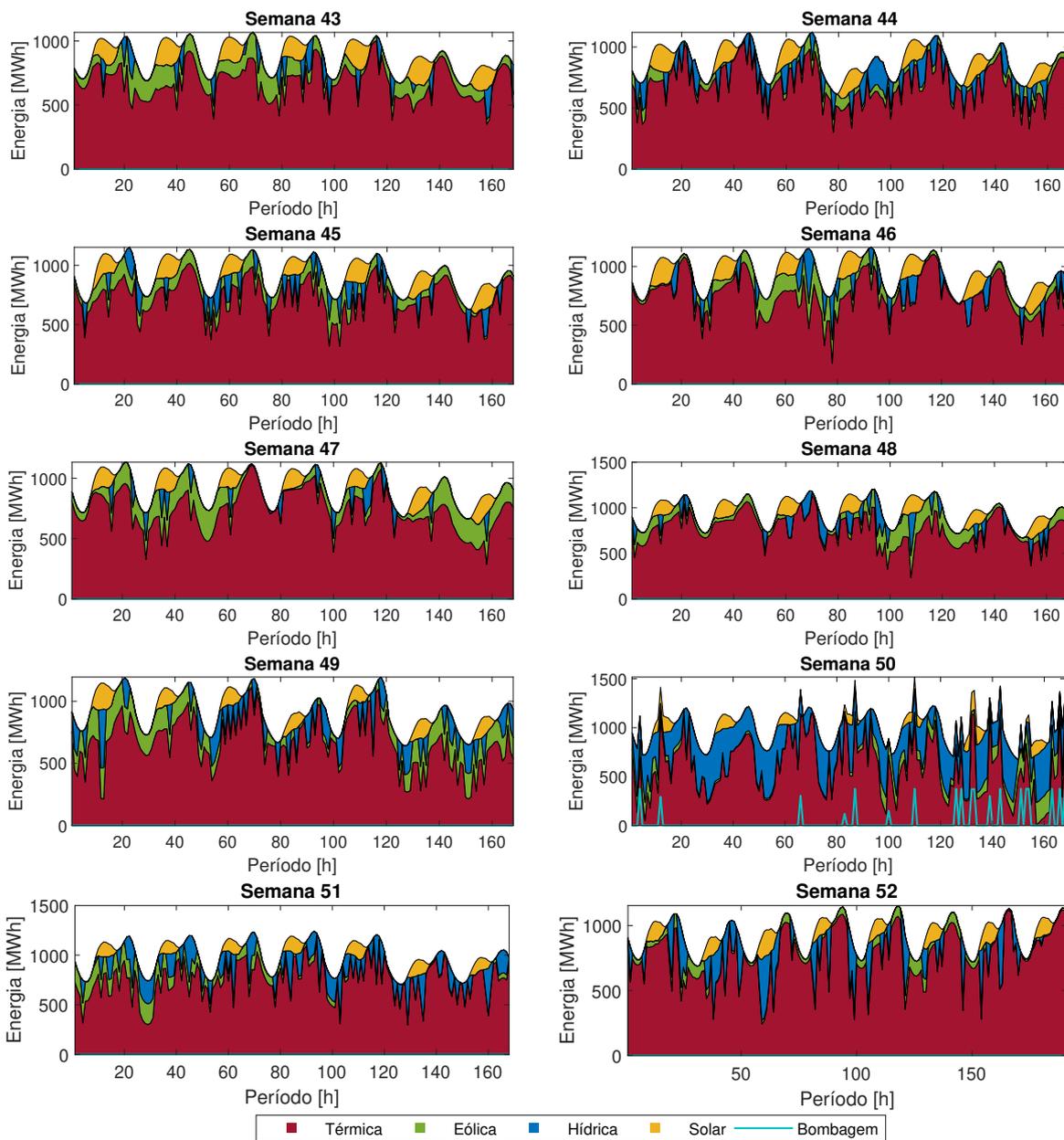
#### A.3.1 52 semanas sem falhas

Figura 34 – CRM - Sem falha.









### A.3.2 52 semanas com falhas

Figura 35 – CRM - Com falha.

