



TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**MODELO ESTOCÁSTICO DE PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO
DE MÉDIO PRAZO DE SISTEMA DE ENERGIA HIDROTÉRMICO-EÓLICO
CONSIDERANDO REDE DE TRANSMISSÃO**

Maria de Maria Amorim Lustosa

Brasília, Julho de 2023

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
Faculdade de Tecnologia
Departamento de Engenharia Elétrica

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**MODELO ESTOCÁSTICO DE PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO
DE MÉDIO PRAZO DE SISTEMA DE ENERGIA HIDROTÉRMICO-EÓLICO
CONSIDERANDO REDE DE TRANSMISSÃO**

Maria de Maria Amorim Lustosa

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Departamento de Engenharia
Elétrica como requisito parcial para obtenção
do grau de Engenheiro Eletricista*

Banca Examinadora

Prof. Pablo Eduardo Cuervo Franco, ENE/UnB
Orientador

Prof. Ivan Marques de Toledo Camargo, ENE/UnB
Examinador Interno

Prof. Fernando Cardoso Melo, ENE/UnB
Examinador interno

FICHA CATALOGRÁFICA

LUSTOSA, MARIA DE MARIA AMORIM

MODELO ESTOCÁSTICO DE PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE MÉDIO PRAZO DE SISTEMA DE ENERGIA HIDROTÉRMICO-EÓLICO CONSIDERANDO REDE DE TRANSMISSÃO [Distrito Federal] 2023.

xvi, 51 p., 210 x 297 mm (FT/UnB, Engenheiro, Engenharia Elétrica, 2023).

Trabalho de Conclusão de Curso - Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

1. Geração eólica

2. Planejamento da operação

3. Despacho hidrotérmico-eólico

4. Fluxo de potência

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

LUSTOSA, M. M. A. (2023). *MODELO ESTOCÁSTICO DE PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE MÉDIO PRAZO DE SISTEMA DE ENERGIA HIDROTÉRMICO-EÓLICO CONSIDERANDO REDE DE TRANSMISSÃO*. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 51 p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Maria de Maria Amorim Lustosa

TÍTULO: MODELO ESTOCÁSTICO DE PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE MÉDIO PRAZO DE SISTEMA DE ENERGIA HIDROTÉRMICO-EÓLICO CONSIDERANDO REDE DE TRANSMISSÃO.

GRAU: Engenheiro Eletricista ANO: 2023

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias deste Projeto Final de Graduação e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desse Projeto Final de Graduação pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Maria de Maria Amorim Lustosa

Depto. de Engenharia Elétrica (ENE) - FT

Universidade de Brasília (UnB)

Campus Darcy Ribeiro

CEP 70919-970 - Brasília - DF - Brasil

Dedico este trabalho à minha família, em especial a minha mãe que sempre acreditou no meu potencial e que faz de tudo para o bem-estar de seus filhos.

Agradeço a Deus por estar sempre comigo e ser a força que nunca permite que eu desanime ou desista diante dos desafios dessa vida.

Aos meus pais e irmãos pelo amor, apoio e companheirismo, em especial à minha querida mãe, Cineide, uma mulher forte, determinada, atenciosa, guerreira que sempre lutou para que os filhos tivessem acesso à educação que ela não teve oportunidade de ter.

A todos os meus familiares que me apoiam e me ajudam, em especial às minhas queridas tias Juracildes, Josenaide e Jucileide.

Aos meus amigos e colegas de graduação pela parceria e amizade.

Aos professores e a todos os funcionários da universidade que contribuem na formação de profissionais competentes e, em especial, ao meu orientador Pablo Cuervo pelos ensinamentos, compreensão e paciência.

E a todos aqueles que direta ou indiretamente contribuem para o alcance dos meus objetivos.

RESUMO

Este trabalho trata da modelagem de um problema de planejamento da operação, que compreende o despacho de um sistema hidrotérmico-eólico para médio prazo (ou seja, 52 semanas), usando uma abordagem linear e levando em consideração a probabilidade dos cenários das variáveis estocásticas (afluência e geração eólica) acontecerem.

O sistema elétrico do modelo proposto é composto por três fontes diferentes de geração de eletricidade, representadas pela usina hidrelétrica de Chavantes, Complexo Eólico Barra do Feijão e por uma usina térmica fictícia. De modo a interligar essas usinas, inseriu-se no sistema três trechos de linha de transmissão do tipo média.

Para simular o modelo, utilizou-se a linguagem de programação JULIA, pois é uma das linguagens que, além de possuir uma sintaxe simples e fácil, ainda permite resolver problemas de otimização linear de maneira eficiente e rápida.

O modelo do despacho que foi simulado no JULIA consiste em um problema de otimização linear, cujo objetivo é a minimização do custo do despacho da usina térmica fictícia, obedecendo aos limites operativos das usinas e outras restrições necessárias.

Através dos resultados obtidos, analisou-se, além da potência gerada por cada usina e o custo do despacho, o comportamento das variáveis do modelo, como volume do reservatório, vazão turbinada e vazão vertida. Realizou-se também uma análise do impacto da geração eólica no despacho da usina térmica e, conseqüentemente, no custo total, e também o comportamento do fluxo de potência nas linhas de transmissão.

Por fim, foram sugeridas algumas inclusões que podem ser inseridas no modelo afim de torná-lo mais completo, de forma a representar mais fielmente a realidade.

ABSTRACT

This work deals with the modeling of an operation planning problem, which comprises the dispatch of a hydrothermal-wind system for the medium term (i.e. 52 weeks), using a linear approach and taking into account the probability of the scenarios of the variables stochastic events (inflow and wind generation) occur.

The electrical system of the proposed model is composed of three different sources of power generation. electricity, represented by the Chavantes hydroelectric plant, Barra do Feijão Wind Complex and a fictitious thermal plant. In order to interconnect these plants, three medium-type transmission line sections.

To simulate the model, the JULIA programming language was used, as it is one of the languages language that, in addition to having a simple and easy syntax, still allows you to solve problems of linear optimization efficiently and quickly.

The dispatch model simulated in JULIA consists of a linear optimization problem, whose objective is to minimize the dispatch cost of fictitious thermal plants, obeying the operation limits of the plants and other necessary restrictions.

Through the results obtained, it was analyzed, in addition to the power generated by each plant and cost of the dispatch, the behavior of the model variables, such as reservoir volume, outflow turbined and outflow. An analysis of the impact of wind generation on the dispatch of the thermal plants and, consequently, in the total cost, and also the behavior power flow in transmission lines.

Finally, some inclusions were suggested that can be inserted in the model in order to make it more complete, in order to represent reality more faithfully.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	OBJETIVOS	1
1.2	JUSTIFICATIVA	1
1.3	CONTRIBUIÇÕES	1
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO	2
2	REVISÃO TEÓRICA	3
2.1	SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	3
2.2	USINAS HIDRELÉTRICAS	4
2.3	USINAS TÉRMICAS	7
2.3.1	DESPACHO ECONÔMICO COM FUNÇÃO DE CUSTOS LINEAR POR PARTES	7
2.4	USINAS EÓLICAS	8
2.5	SISTEMA DE TRANSMISSÃO	10
2.6	SUBESTAÇÕES	12
2.7	FLUXO DE POTÊNCIA NAS LINHAS DE TRANSMISSÃO	13
2.8	OTIMIZAÇÃO MATEMÁTICA	15
2.9	LINGUAGEM JULIA	16
3	FORMULAÇÃO	17
3.1	MODELO DE DESPACHO HIDROTÉRMICO-EÓLICO	17
4	DESCRIÇÃO DO SISTEMA	22
4.1	USINA HIDRELÉTRICA CHAVANTES	22
4.2	COMPLEXO EÓLICO BAIXA DO FEIJÃO	24
4.3	USINA TÉRMICA	25
4.4	LINHAS DE TRANSMISSÃO	26
4.5	DEMANDA	27
5	RESULTADOS	28
5.1	CASO 1: PLANEJAMENTO CONSIDERANDO APENAS A PRESENÇA DA GERAÇÃO HIDRÁULICA E TÉRMICA	28
5.1.1	CASO 1.1: VOLUME FINAL DO RESERVATÓRIO MAIOR OU IGUAL AO VOLUME INICIAL	28
5.1.2	CASO 1.2: VOLUME FINAL DO RESERVATÓRIO IGUAL AO VOLUME MÁXIMO	30

5.2	CASO 2: PLANEJAMENTO CONSIDERANDO ALÉM DA GERAÇÃO HIDRÁULICA E TÉRMICA, A PRESENÇA DA GERAÇÃO EÓLICA, SOB A RESTRIÇÃO DO VOLUME FINAL DO RESERVATÓRIO SER MAIOR OU IGUAL AO VOLUME INICIAL	32
5.3	CASO 3: PLANEJAMENTO CONSIDERANDO A PRESENÇA DA LINHA DE TRANSMISSÃO E A GERAÇÃO EÓLICA, SOB A RESTRIÇÃO DO VOLUME FINAL DO RESERVATÓRIO SER MAIOR OU IGUAL AO VOLUME INICIAL	35
5.3.1	SEM REDUÇÃO NO FLUXO MÁXIMO DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO	35
5.3.2	COM REDUÇÃO NO FLUXO MÁXIMO DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO	36
5.3.3	ANÁLISE COMPARATIVA	37
6	CONCLUSÃO.....	38
7	SUGESTÃO PARA TRABALHOS FUTUROS	39
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	40
	APÊNDICES.....	42
I	CÓDIGO COMPUTACIONAL	43

LISTA DE FIGURAS

2.1	Matriz de energia elétrica - 2023	4
2.2	Partes de uma usina hidrelétrica	5
2.3	Processo de conversão de energia térmica em elétrica	7
2.4	Unidades geradoras	8
2.5	Aerogerador.....	9
2.6	Mapa do sistema de transmissão para o horizonte de 2027	10
2.7	Circuito equivalente - linha curta	11
2.8	Circuito equivalente - linha média	11
2.9	Circuito equivalente - linha longa	12
2.10	Subestação ao tempo	12
2.11	Modelagem do sistema.....	13
4.1	Representação do sistema elétrico do modelo	22
4.2	Usina hidrelétrica Chavantes	23
4.3	Vazão histórica da hidrelétrica Chavantes de 2016 a 2022	24
4.4	Complexo eólico Baixa do feijão.	24
4.5	Geração histórica do Complexo eólico de 2016 a 2022	25
5.1	Curvas de vazão.....	28
5.2	Curvas de volume	29
5.3	Curvas do despacho médio esperado das usinas	29
5.4	Curva do custo médio esperado	30
5.5	Curvas de vazão.....	30
5.6	Curvas de volume	31
5.7	Curvas do despacho médio esperado das usinas	31
5.8	Curva do custo médio esperado	32
5.9	Curvas de vazão.....	32
5.10	Curvas de volume	33
5.11	Curvas do despacho médio esperado das usinas	33
5.12	Curva do custo médio esperado	34
5.13	Curvas do despacho médio esperado das usinas	35
5.14	Fluxo médio esperado nas linhas de transmissão	35
5.15	Curvas do despacho médio esperado das usinas	36
5.16	Fluxo médio esperado nas linhas de transmissão	36

LISTA DE TABELAS

2.1	Despacho das unidades geradoras	8
4.1	Informações da usina térmica fictícia.....	25
4.2	Informações das rampas	25
4.3	Informações dos blocos	26
4.4	Detalhamento das linhas	26
4.5	Dados das linhas	26
4.6	Dados das linhas considerando um fluxo máximo reduzido na linha 1.....	26
5.1	Valores médios totais de geração e do custo total esperado	37

1 INTRODUÇÃO

1.1 OBJETIVOS

O presente trabalho possui como objetivo apresentar o resultado do planejamento da operação do sistema elétrico contendo a usina hidrelétrica Chavantes, o Complexo Eólico Baixa do Feijão, uma usina térmica fictícia e trechos de linhas de transmissão, com base na modelagem matemática do despacho hidrotérmico-eólico de médio prazo, simulado através da linguagem de programação JULIA.

A partir da simulação do modelo, pretende-se apresentar o resultado do despacho das usinas e o custo previsto resultante desse despacho. E, ainda, busca-se analisar, além do comportamento das variáveis do modelo, o impacto da geração eólica e do limite de capacidade máximo de transferência de fluxo das linhas de transmissão no planejamento da operação.

1.2 JUSTIFICATIVA

Segundo aponta o relatório da ONU (Organização das Nações Unidas), estima-se que a população mundial atinja a marca de 9,7 bilhões de pessoas em 2050. Além disso, de acordo com estimativas da empresa PwC, a economia dobrará de tamanho em 2050. Através dessas duas previsões, é possível se ter uma previsão de que também haverá um aumento do consumo de eletricidade nos próximos anos. Assim, tendo em vista essa previsão de que haverá um aumento na demanda global por energia nos próximos anos, fica evidente a importância de um planejamento da operação bem executado, buscando aproveitar as fontes de energia da maneira mais racional e econômica possível, de modo que seja possível oferecer tanto para a geração atual, como para a futura, energia de qualidade e contínua. (1), (2)

Portanto, a realização de trabalhos como este contribui como um tipo de fomento para que novos estudos sejam produzidos na área de planejamento da operação, fazendo com que através dos resultados desses estudos, o modelo atual utilizado no planejamento real, que é feito pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), seja continuamente melhorado.

1.3 CONTRIBUIÇÕES

Este trabalho contribui como fonte de dados e pesquisas para futuros trabalhos na área de planejamento da operação de sistemas hidrotérmico-eólico.

Além disso, o modelo montado apresenta espaço para implementação de melhorias, de modo

a torná-lo mais completo e próximo da realidade, podendo, portanto, ser usado por quem desejar realizar estudos nessa área.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho está dividido em 7 capítulos, incluindo este capítulo e um apêndice contendo o código desenvolvido para testar o modelo apresentado.

No capítulo 2, é realizada uma revisão dos conceitos que serão necessários para a compreensão do modelo.

O capítulo 3 apresenta a modelagem matemática do problema.

No Capítulo 4 é apresentada a descrição do sistema elétrico e os dados de entrada que serão utilizados na simulação do modelo

O capítulo 5 contém os resultados e a análise dos casos simulados.

O capítulo 6 apresenta as conclusões retiradas deste trabalho.

O capítulo final contém algumas sugestões, para trabalhos futuros, do que pode ser adicionado no modelo proposto de modo a torná-lo mais completo.

2 REVISÃO TEÓRICA

2.1 SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

O uso mais antigo registrado de eletricidade no Brasil remonta aos tempos coloniais, quando o imperador Pedro II, estudante de astronomia e grande fã de ciências, permitiu que Thomas Edison implantasse sua recente invenção, a lâmpada, na iluminação pública do país. Em 1879, mesmo ano da invenção de Thomas, a luz elétrica foi utilizada pela primeira vez no Brasil na estação central da Estrada de Ferro D. Pedro II, no Rio de Janeiro (hoje conhecida como Central do Brasil). Desde então, impulsionado pelo crescimento urbano, intensificou-se o uso da energia elétrica para iluminação e transporte público. Assim, em decorrência do crescimento da demanda por energia elétrica, iniciou-se no país a construção das primeiras unidades de geração de eletricidade. A primeira instalação designada para geração de eletricidade entrou em operação em 1883, na cidade de Campos (RJ). Tratava-se de uma central termoeletrica, cuja potência instalada era de 52 kW. Desde então, o setor elétrico brasileiro expandiu-se e passou por grandes desenvolvimentos para chegar ao cenário em que se encontra hoje. Como destaque desse processo de desenvolvimento, pode-se citar a criação do Ministério de Minas e Energia (MME), em 1960, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em 1996, do Operador Nacional do Sistema (ONS), em 1998, do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), em 1997, da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), em 2004, da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, em 2004, e do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), em 2004. Esses órgãos e instituições compõem a estrutura organizacional do sistema elétrico brasileiro, e possuem a função de coordenar, fiscalizar, operar, planejar, organizar o sistema. (3), (4), (5)

Atualmente, o sistema elétrico brasileiro conta com 184.560 MW de potência instalada, com a previsão de alcançar a marca de 208.033 MW em 2027, segundo dados do ONS. Conforme ilustrado na Figura 2.1, a matriz elétrica brasileira é composta principalmente por fontes renováveis (hidráulica, eólica e solar), cerca de 77,15 % da potência instalada, com forte predominância da hidráulica. Esse cenário é justificado devido ao fato do Brasil possuir grande potencial para a instalação desses tipos de geração. Apenas de potencial hidráulico, o Brasil possui cerca de 172 GW, com 60% de potencial aproveitado. Para utilizar todo esse potencial oriundo das fontes de energia elétrica disponíveis e escoar a energia gerada por elas para as diversas partes do país, o sistema elétrico brasileiro é formado por um complexo sistema, denominado SIN (Sistema Interligado Nacional), cuja operação é coordenada pelo ONS. Esse sistema é formado por centrais geradoras, subestações, linhas de transmissão e redes de distribuição, e é composto por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e grande parte do Norte. A integração desses subsistemas, através de linhas de transmissão, permite a troca de energia entre eles, reduzindo o risco de apagões por falta de recursos de geração em um determinado subsistema e também permitindo um melhor aproveitamento dos recursos disponíveis no país. Entretanto, existem diversas localida-

des no Brasil, cerca de 212 (ONS), que não são atendidas pelo SIN, devido a impossibilidade de construir linhas de transmissão nesses locais em função da falta acesso, localização de reservas indígenas, etc. Assim, essas localidades, que ficam principalmente na região Norte, atuam de forma isoladas e são atendidas principalmente através de usinas termelétricas. (6), (7), (8)

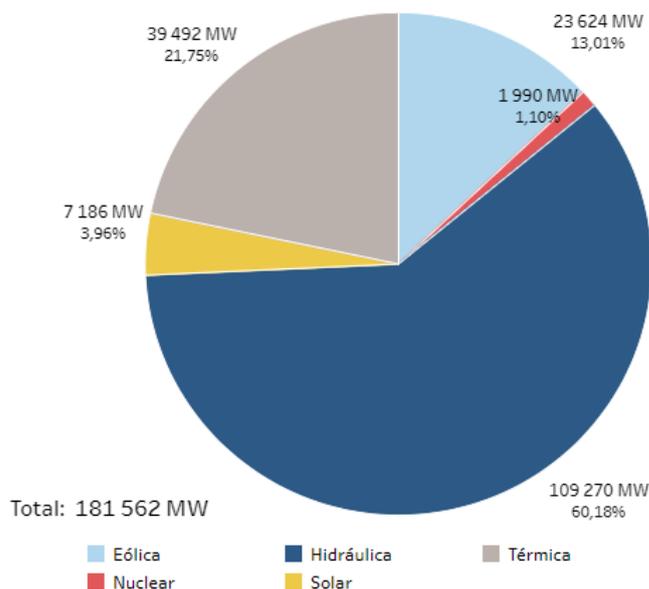


Figura 2.1: Matriz de energia elétrica - 2023
Fonte: (6)

Apesar do Brasil possuir muito potencial de geração de eletricidade a partir de fontes renováveis, ainda se utiliza fontes de energia não renováveis e poluentes como o carvão, derivados de petróleo e gás natural a partir de usinas térmicas. Isso acontece, pois, embora poluentes e não renováveis, o uso dessas fontes de energia é importante e estratégico para o país, pois em épocas de estiagem, apenas o potencial hídrico e as outras fontes não poluentes não conseguem suprir a demanda de energia elétrica. Com isso, as usinas termelétricas são utilizadas para complementar as hidrelétricas e eólicas, cabendo ao ONS planejar o despacho dessas usinas com base em modelos matemáticos e técnicas de otimização.

2.2 USINAS HIDRELÉTRICAS

A geração de energia elétrica por meio de usinas hidrelétricas é realizada a partir da energia potencial hidráulica presente nos rios. Para aproveitar esse potencial hidráulico, é construída uma barragem no curso natural do rio para armazenar a água, vide figura 2.2. Essa água passa por um conduto forçado, chamado de canal de adução, e faz girar as pás de uma turbina, que gira um eixo que está acoplado ao gerador, gerando eletricidade. A água, após passar pelas turbinas, é devolvida ao rio através do canal de fuga. Portanto, neste processo, ocorre uma série de conversões de energia, a energia gravitacional gerada pela elevação da hidrelétrica (diferença de

altura a montante e jusante da represa) é convertida em energia cinética devido ao movimento da água no conduto. Através da rotação do eixo conectado ao gerador, a energia cinética é convertida em energia mecânica rotacional e, por fim, em energia elétrica. (9)

Para que haja fornecimento de energia pela hidrelétrica, é necessário que o volume do reservatório esteja acima do volume mínimo operativo, pois para um volume abaixo desse patamar não é possível existir movimento das turbinas suficientes para gerar energia elétrica. (9)

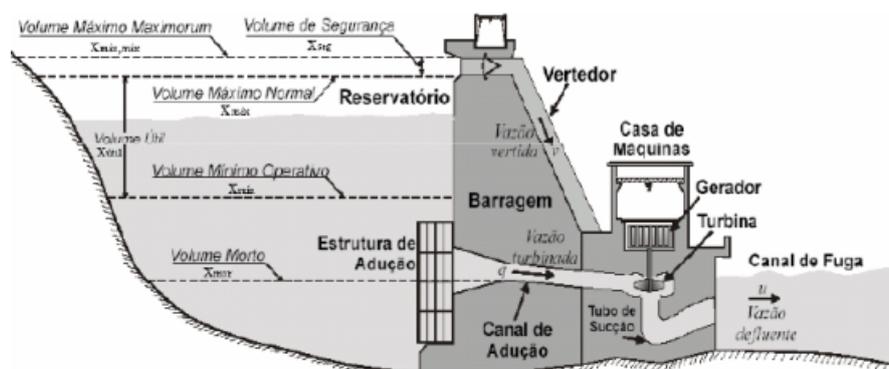


Figura 2.2: Partes de uma usina hidrelétrica
Fonte: (9)

Uma parte muito importante da estrutura de uma usina hidrelétrica é o vertedouro, que é onde a água não utilizada para gerar energia elétrica retorna ao rio. O vertedouro serve como forma de controlar os níveis do reservatório, de forma que o volume de segurança não seja ultrapassado. (9)

De acordo com a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), as hidrelétricas podem ser classificadas como Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH) (potência instalada de até 1MW), Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) (potência instalada entre 1,1 MW e 30MW) e Usina Hidrelétrica de Energia (UHE) (potência instalada maior que 30MW). (9)

Existem hidrelétricas chamadas de hidrelétrica a fio d'água que não possuem reservatório, ou seja, utilizam a vazão natural do rio para gerar eletricidade. Apesar do impacto menos agressivo dessas usinas hidrelétricas ao meio ambiente, a quantidade de energia produzida varia com a vazão do rio. (9)

Em hidrelétricas com reservatório, o volume de água do reservatório é dado pela equação abaixo. (10)

$$v(h, t + 1) = v(h, t) + \sigma * (y(h, t) - u(h, t) - s(h, t)) \quad \forall h, t \quad (2.1)$$

onde

h Índice de hidrelétricas.

t Índice de períodos de tempo.

v	Variável de volume do reservatório.
s	Variável de vazão vertida.
u	Variável de vazão turbinada.
y	Variável afluência.
σ	Constante de conversão de vazão em volume

Ou seja, o volume do reservatório no próximo instante de tempo $t + 1$ deve ser igual ao volume atual t , somado ao volume que entrou no mesmo instante t , a partir da afluência do rio, menos o volume que é devolvido ao rio, seja através do canal de fuga ou do vertedouro, também no instante t . (10)

A quantidade de energia elétrica gerada pela hidrelétrica com reservatório é definida pela função mostrada abaixo, chamada de função de produção hidráulica. (9)

$$g(h, t) = K * H * u(h, t) \quad (2.2)$$

Onde,

h	Índice de hidrelétricas.
t	Índice de períodos de tempo.
k	Produtibilidade específica da usina.
H	Altura de queda bruta.
u	Variável de vazão turbinada.

A produtibilidade específica da usina é uma constante que representa a multiplicação do rendimento, aceleração da gravidade e o peso específico da água, conforme é mostrado na equação abaixo. (9)

$$K = nt * nh * g * p \quad (2.3)$$

Onde,

nt	Rendimento da turbina.
nh	Rendimento do gerador.
p	Peso específico da água.
g	Aceleração da gravidade.

Assim, quanto maior a queda bruta, a vazão turbinada e o produtibilidade específica, maior será também a capacidade da hidrelétrica em gerar energia elétrica.

2.3 USINAS TÉRMICAS

As usinas térmicas geram energia elétrica pela queima de combustíveis como carvão e petróleo. O calor da combustão do combustível aquece a água armazenada na caldeira, convertendo-a em vapor. Em alta pressão, esse vapor, que é conduzido através de um duto, gira uma turbina acoplada ao eixo de um gerador, convertendo, assim, calor em eletricidade. Essa energia produzida é levada à subestação apropriada e, posteriormente, distribuída na rede de transmissão ou distribuição. O vapor de água que passou pelas turbinas passa pelo condensador, onde é resfriado e passa para o estado líquido, e volta a ser direcionada à caldeira. Ao contrário das hidrelétricas e eólicas, as usinas térmicas são caras para gerar eletricidade, devido ao uso de combustível e também emitem gases de efeito estufa que contribuem para o aquecimento global. Esses gases de efeito estufa são os subprodutos da queima do combustível que sai pelo exaustor. (11)

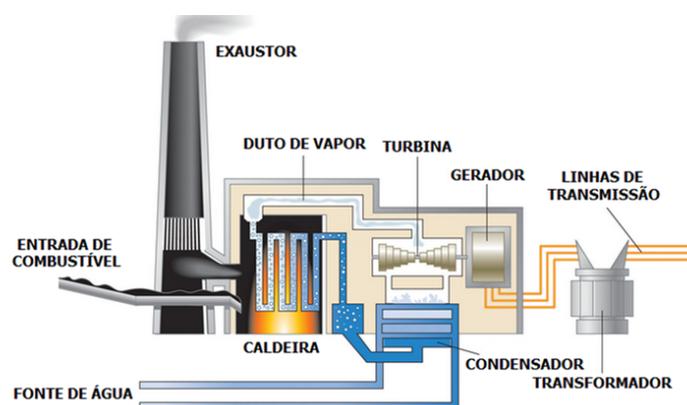


Figura 2.3: Processo de conversão de energia térmica em elétrica
Fonte: (11)

2.3.1 Despacho econômico com função de custos linear por partes

No despacho de usinas térmicas com função de custo linear por partes, a unidade que primeiro será acionada será aquela que possuir o menor custo incremental. Caso a produção por parte da primeira usina não seja suficiente para atender a carga, a próxima usina com o menor custo incremental será acionada ou é usado o próximo bloco ainda da primeira usina, caso o custo desse bloco seja menor que os das demais usinas. Esse processo se repetirá até que a carga seja completamente atendida. No fim, o custo total do despacho, vide equação 2.4, será dado a partir do somatório do custo que cada usina teve para atender a carga, que é dado pela multiplicação do custo incremental, λ , pela quantidade de potência gerada, g_t . (12)

$$C = \lambda(n, b) * g_t(n, b) \quad \forall \quad n, b \quad (2.4)$$

Onde,

C Custo total [\$]

- n Índice de térmicas
- b Índice de blocos
- λ Custo incremental do bloco [\$/MW]
- g_t Potência gerada pela usina térmica [MW]

Um exemplo de um despacho econômico de duas usinas térmicas pode ser conferido na Figura 2.4 e na Tabela 2.1, onde o despacho de cada usina se deu a partir da escolha do bloco cujo custo incremental, CI, era menor, seguindo o princípio de usar o próximo bloco ou usina somente quando o valor do bloco atual não fosse suficiente para atender a carga.

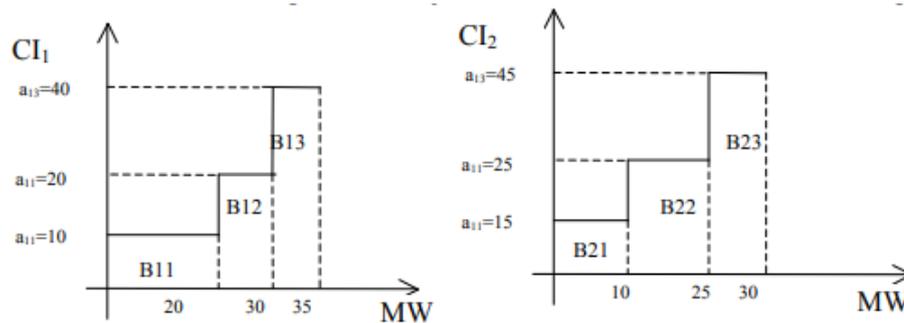


Figura 2.4: Unidades geradoras
Fonte: (12)

Unidade	Carga
B11	≤ 20
B11 + B21	$20 \leq PD \leq 30$
B11 + B21 + B12	$30 \leq PD \leq 60$
B11 + B21 + B12 + B22	$60 \leq PD \leq 85$

Tabela 2.1: Despacho das unidades geradoras
Fonte: (12)

2.4 USINAS EÓLICAS

As usinas eólicas, ou parques eólicos, consiste em uma área de terra ou mar, onde se encontram os aerogeradores. Os aerogeradores, mas também conhecido por turbinas eólicas, são equipamentos que utilizam a energia cinética do vento como fonte de geração de eletricidade. Por utilizar a energia do vento, as usinas são construídas em lugares onde existe uma grande intensidade de vento, ou seja, em áreas abertas e próximas ao mar e, ainda, onde a topografia seja plana e elevada. Além disso, é necessário uma grande extensão de área, pois as pás de um

aerogerador pode medir cerca de 10 a 85 metros de comprimento. (13)

Segundo dados da EBC, o Brasil possui 25,04 GW de potência instalada de geração eólica, ocupando, desde 2021, a 6º posição no ranking mundial. A maior parte dessa potência instalada, cerca de 85%, está localizada no nordeste do país. O estado brasileiro que mais se destaca no cenário é o Rio Grande do Norte, onde está instalado o maior parque eólico do Brasil, João Câmara, e possui 5,01 GW em potência outorgada. (14)

A Figura 2.5 mostra como é constituído um aerogerador de eixo horizontal. Para gerar energia elétrica, o movimento das pás, que é gerado pela ação do vento, rotaciona o rotor que está acoplado a elas. A rotação transmitida ao rotor é modificada a partir de uma caixa multiplicadora, entregando ao rotor do gerador elétrico rotação suficiente para o seu funcionamento. Esses componentes são protegidos contra as condições climáticas por uma estrutura chamada de nacelle. Como a característica do vento impacta diretamente na produção da energia elétrica, existe no aerogerador sensores de vento integrado, o anemômetro e a biruta, que são instrumentos que coletam informações do vento e transmite para o sistema de controle para que o aerogerador seja posicionado, através do controle do eixo, para onde as condições de vento estejam melhores, controlando, assim, a quantidade de potência gerada. O anemômetro é um medidor de intensidade e velocidade do vento, enquanto a biruta é o medidor da direção do vento. Na estrutura do aerogerador existe ainda o controle de freio aerodinâmico, que limita a velocidade das pás à velocidade máxima permitida. (15)

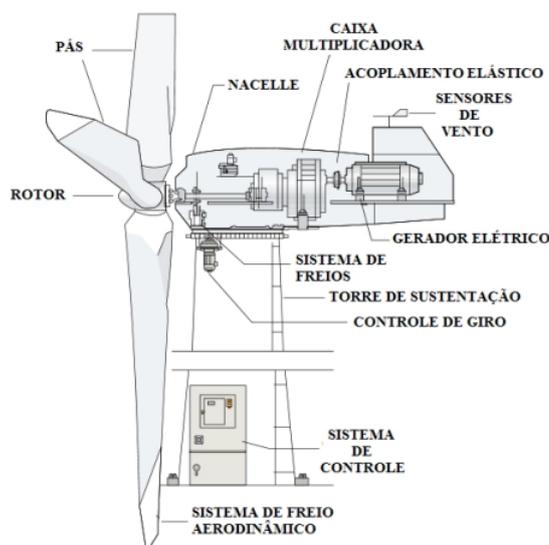


Figura 2.5: Aerogerador
Fonte: (16)

Por depender das condições do vento, a produção da usina é imprevisível e pode apresentar grandes variações durante a operação. Portanto, devido a esse comportamento intermitente, essa fonte de energia é utilizada de forma complementar às hidrelétricas.

2.5 SISTEMA DE TRANSMISSÃO

Segundo dados do IBGE, o Brasil possui uma área de $8.510.417,771 \text{ km}^2$ sendo um dos maiores países do mundo. Assim, para vencer as grandes distâncias entre as unidades geradoras de energia e as unidades consumidoras, o sistema interligado brasileiro conta com 179.311 km de linhas de transmissão para realizar o transporte da energia elétrica até os centros de consumo, com previsão de atingir a marca de 216.759 km em 2027. A Figura 2.6 mostra o mapa do sistema de transmissão para o horizonte de 2027. (6), (7), (17)

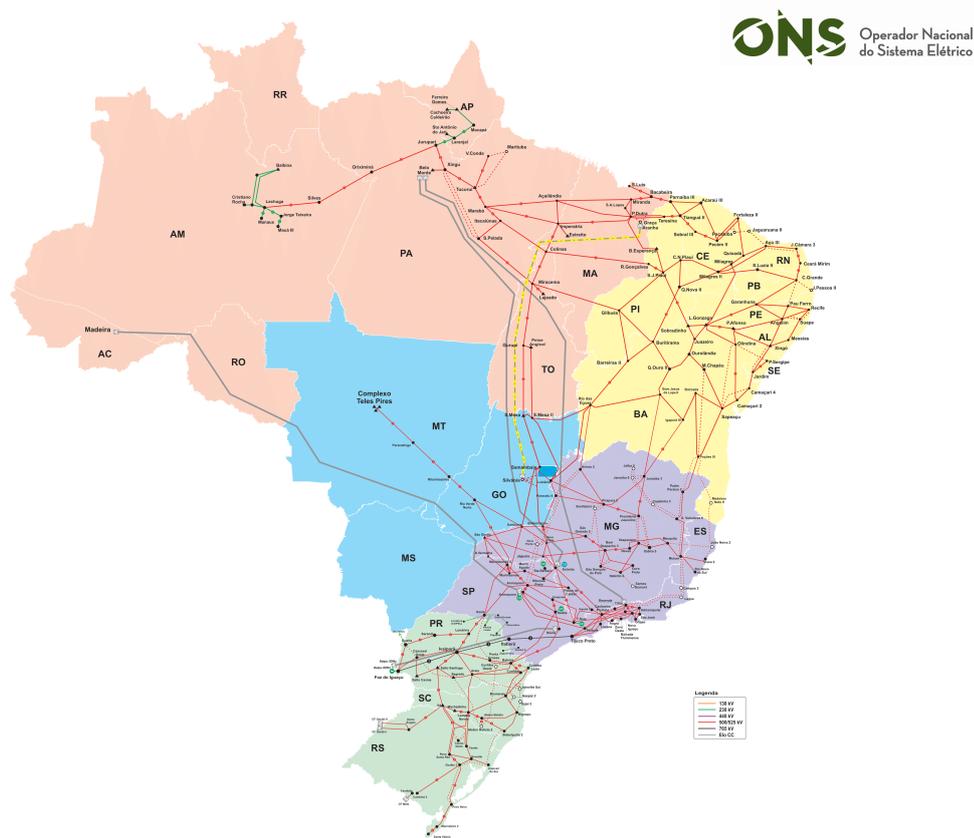


Figura 2.6: Mapa do sistema de transmissão para o horizonte de 2027

Fonte: (7)

No Brasil existem linhas de transmissão em corrente contínua e em corrente alternada, sendo corrente alternada o tipo mais predominante. A escolha entre esses dois tipos de transmissão é feita através de vieses técnicos e econômico. Para distâncias acima de 600 a 800 km, por exemplo, a transmissão de grandes blocos de potência em corrente contínua se mostra mais viável do que em corrente alternada. A transmissão em corrente contínua é utilizada, ainda, para interligação de redes com frequências diferentes, como é o caso da energia que é produzida em Itaipu em 50 Hz, que é transmitida através de um elo de corrente contínua até Ibiúna (SP), onde é convertida em corrente alternada em 60 Hz. (18), (19), (20), (21)

As linhas de transmissão podem ser aéreas ou subterrâneas, com tensões que podem variar de 138 kV até 765 kV. As linhas de transmissão podem ser, ainda, curtas (comprimento até 80 km), médias (comprimento entre 80 km e 240 km) e longas (comprimento maior que 240 km). Os componentes que fazem parte de uma linha de transmissão são os condutores, os isoladores, as estruturas de suporte e os pára-raios. (18), (19)

A representação de cada tipo de linha de transmissão (curta, média e longa) para estudos de fluxo de potência é feita através de um modelo de circuito equivalente, onde estão presentes os parâmetros da linha: resistência, indutância e capacitância. A linha de transmissão curta é representada por uma resistência e uma indutância em série (vide Figura 2.7), na linha média, ou π nominal, é inserido capacitância em paralelo no início e no final da linha (vide Figura 2.8) e o modelo de linha longa, também chamado de modelo π equivalente, é similar ao de linha média, porém considera-se que os parâmetros estão distribuídos ao longo da linha (vide Figura 2.9). (19)

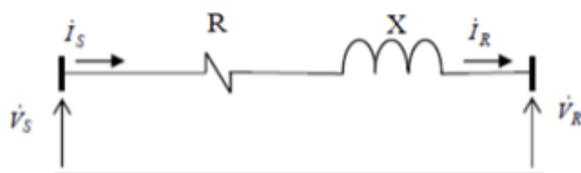


Figura 2.7: Circuito equivalente - linha curta
Fonte: (19)

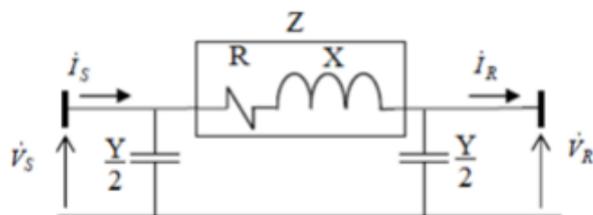


Figura 2.8: Circuito equivalente - linha média
Fonte: (19)

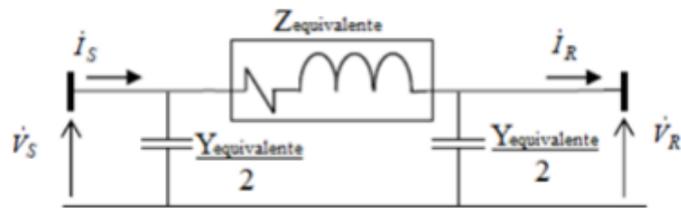


Figura 2.9: Circuito equivalente - linha longa
Fonte: (19)

2.6 SUBESTAÇÕES

As subestações, vide Figura 2.10, são instalações que possuem equipamentos de transformação (transformadores), de manobra (disjuntores, chaves seccionadoras), de compensação de reativos (reatores, capacitores, compensadores síncronos e estáticos), de proteção (para-raios, relés, fusíveis) e de medição, e que são situadas na entrada/saída de linhas de transmissão/distribuição. (22)



Figura 2.10: Subestação ao tempo
Fonte: (23)

As subestações podem ser classificadas de acordo com o método de instalação dos equipamentos, o nível de tensão e a função exercida no sistema. Quanto ao nível de tensão, as subestações podem ser de baixa tensão (níveis de tensão de até 1 kV), média tensão (níveis de tensão entre 1 kV e 34,5 kV), alta tensão (níveis de tensão entre 34,5 kV e 230 kV) ou extra-alta tensão (níveis de tensão maiores que 230 kV). Quanto ao método de instalação dos equipamentos, as subestações podem ser abrigadas (equipamentos instalados em edificações ou câmara subterrânea) ou ao tempo (equipamentos instalados ao tempo). E, por fim, quanto a função exercida no sistema, as subestações podem ser do tipo transformadora (onde acontece a conversão dos níveis de tensão)

ou seccionadora, de manobra ou de chaveamento (onde é possível multiplicar ou seccionar os circuitos). (24)

2.7 FLUXO DE POTÊNCIA NAS LINHAS DE TRANSMISSÃO

A energia que é gerada nas unidades de geração localizadas longe das cargas, em hidrelétricas, por exemplo, é transportada através das linhas de transmissão até as subestações do tipo transformadora, para então ser despachadas para os centros de consumo por meio das linhas de distribuição. A quantidade de energia que vai ser entregue aos centros de consumo vai depender, além de outras variáveis, da capacidade máxima de transporte de energia das linhas de transmissão, ou seja, do fluxo de potência máximo que essas linhas suportam. Essa capacidade de transmissão é incerta, pois em algum momento pode acontecer um incidente, causando uma redução da capacidade de transporte de energia de algum trecho da rede de transmissão.

A determinação do fluxo de potência nas linhas de transmissão é feito através da aplicação da lei de Kirchhoff. Para isso, é realizada uma modelagem do sistema, onde as linhas são modeladas por ramos, com os parâmetros definidos na representação da linha média, e as subestações por barramentos, onde se encontram as cargas e unidades geradoras. A Figura 2.11 contém a representação do modelo do sistema elétrico para a dedução do fluxo de potência, onde contém duas barras e um trecho de linha de transmissão com seus respectivos parâmetros. (25)

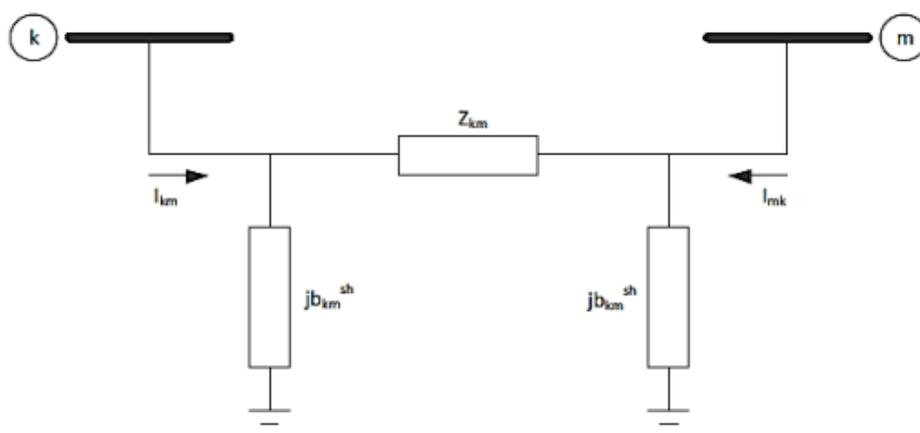


Figura 2.11: Modelagem do sistema
Fonte: (26)

A corrente que flui da barra k para a barra m, I_{km} , é definida, segundo a lei de Kirchhoff e considerando os elementos do sistema, pela expressão abaixo.

$$I_{km} = Y_{km} * (E_k - E_m) + j b_{km}^{sh} * E_k \quad (2.5)$$

Onde,

Y_{km} admitância da linha

jb_{km}^{sh} elemento shunt da linha

A admitância da linha é dada pelo inverso da impedância da linha, Z_{km} , ou seja, $(g_{km} + jb_{km})$.

A expressão da potência complexa uma função da corrente I_{km} e da tensão na barra k, E_k , é dada através das equações abaixo.

$$S_{km} = E_K * I_{km}^* \quad (2.6)$$

$$S_{km} = E_k^2 * Y_{km}^* + E_k * E_m^* * Y_{km}^* - jb_{km}^{sh} * E_k^2 \quad (2.7)$$

Utilizando a identidade de Euler, $e^{j\pm\phi} = \cos(\phi) \pm j\sin(\phi)$, e considerando que os fasores de tensão são dados por $E_K = V_K * e^{j\phi_K}$ e $E_m = V_m * e^{j\phi_m}$, respectivamente, a potência complexa pode ser expressa pela equação 2.8 abaixo.

$$S_{km} = V_K^2 * g_{km} + V_K V_m g_{km} \cos(\phi_{km}) - V_K V_m b_{km} \sin(\phi_{km}) - jV_K^2 (b_{km} + jb_{km}^{sh}) + jV_K V_m g_{km} \cos(\phi_{km}) - jV_K V_m b_{km} \sin(\phi_{km}) \quad (2.8)$$

Assim, sendo a potência complexa a soma vetorial da potência ativa e reativa, conclui-se que o fluxo de potência ativa, P_{km} e reativa, Q_{km} , que flui da barra k para a barra m é o mostrado nas equações 2.9 e 2.10 .

$$P_{km} = V_K^2 * g_{km} + V_K V_m g_{km} \cos(\phi_{km}) - V_K V_m b_{km} \sin(\phi_{km}) \quad (2.9)$$

$$Q_{km} = -V_K^2 (b_{km} + jb_{km}^{sh}) + V_K V_m g_{km} \cos(\phi_{km}) - V_K V_m b_{km} \sin(\phi_{km}) \quad (2.10)$$

Na maioria dos casos em que é estudado o fluxo de potência na linha, é aplicada a modelagem chamada de fluxo de potência DC, onde são feitas as simplificações abaixo.

- $V_K \approx V_m \approx 1$ p.u.
- A diferença entre os ângulos das barras são pequenos. Assim, $\sin(\phi_{km}) \approx \phi_{km} \approx \theta_k - \theta_m$
- Não há perdas na linha, ou seja, $g_{km} \approx 0$
- $b_{km} \approx \frac{1}{x_{km}}$
- Não é considerado o fluxo de potência reativa na linha

Assim, o fluxo de potência ativa na linha de transmissão é dado pela equação abaixo.

$$P_{km} = \frac{\theta_k - \theta_m}{x_{km}} \quad (2.11)$$

ou

$$P_{km} = (\theta_k - \theta_m) * \gamma_{km} \quad (2.12)$$

Onde,

γ_{km} é a susceptância da linha, ou seja, $\gamma_{km} = \frac{1}{x_{km}}$

Observando as equações 2.11 e 2.12, conclui-se que a estratégia que pode ser usada para aumentar o fluxo de potência nas linhas, consiste em aumentar a diferença angular $(\theta_k - \theta_m)$ entre as barras, por meio de transformadores defasadores, e diminuir a reatância da linha, colocando capacitores em série nos extremos da linha.

2.8 OTIMIZAÇÃO MATEMÁTICA

A otimização matemática está presente em diversas áreas do conhecimento, como administração, arquitetura, economia e engenharia, e consiste em encontrar o valor ótimo de uma função, ou seja, é um conjunto de técnicas que visam maximizar ou minimizar uma dada função (custos, perdas, lucro, etc) linear ou não linear de uma ou mais variáveis. À essa função é dada o nome de função objetivo. Esta função pode ou não ser restringida por funções lineares ou não lineares que definem a região factível do problema, podendo ser de igualdade ou desigualdade. (24).

Um exemplo de problema de otimização pode ser conferido abaixo.

$$Max \quad x + 2y \quad (2.13)$$

$$s.a \quad 2x + 3y \leq 25 \quad (2.14)$$

$$3x + 2y \leq 37 \quad (2.15)$$

$$0 \leq x \leq 15 \quad (2.16)$$

$$y \in Z^+ \quad (2.17)$$

Existem vários métodos para a resolução de problemas de otimização de acordo com o problema a ser resolvido, como o método simplex, método de programação linear sequencial, método

de programação quadrática sequencial, etc. (24)

2.9 LINGUAGEM JULIA

A linguagem Julia, uma linguagem relativamente nova, lançada em 2012, criada por pesquisadores do MIT (*Massachusetts Institute of Technology*), se caracteriza por ser uma linguagem de programação numérica, dinâmica e de alto nível. Além disso, é uma linguagem de código aberto, possui uma grande biblioteca matemática e está disponível para os sistemas operacionais Windows, Linux e MacOS. Foi criada visando reunir as vantagens de outras linguagens como Matlab, C, R, Python, etc. Um ponto forte da linguagem é a facilidade de utilização, contendo uma sintaxe muito simples, característica herdada da linguagem Python. (27) ,(28)

Entre outras aplicações, a linguagem Julia é muito utilizada para resolver problemas de otimização. Para isso, possui pacotes, como o JuMP, que é uma interface de modelagem que permite modelar o problema de otimização. Essa interface de modelagem suporta mais de 10 resolvedores, entre eles o clp, resolvidor utilizado na simulação do modelo proposto, que é um resolvidor para problemas de programação linear. (29)

3 FORMULAÇÃO

3.1 MODELO DE DESPACHO HIDROTÉRMICO-EÓLICO

O modelo do despacho está mostrado nas equações abaixo. O modelo foi simulado em duas etapas, a primeira desconsidera a presença da linha de transmissão e a outra considera a linha de transmissão. A primeira parte desconsidera as equações 3.4, 3.16, 3.17 e 3.23. A segunda, desconsidera apenas a equação 3.3.

$$\min E = \sum_c \pi(c) * \sum_t \sum_n \sum_b C_t(g_t(n, b, t, c)) \quad (3.1)$$

Sujeito a:

$$C_t(g_t(n, b, t, c)) = \lambda(n, b) * g_t(n, b, t, c) \quad \forall n, b, t, c \quad (3.2)$$

$$\sum_n \sum_b g_t(n, b, t, c) + \sum_h g_h(h, t, c) + [\sum_e g_e(e, t, c) * P] = D \quad \forall t, c \quad (3.3)$$

$$\begin{aligned} & \sum_l A(i, l) * f(l, t, c) - [\sum_n \sum_b g_t(n, b, t, c) * i_t(i)] \\ - [\sum_h g_h(h, t, c) * i_g(i)] - [\sum_e g_e(e, t, c) * P * i_e(i)] = -DB(i) \quad \forall t, c, i \end{aligned} \quad (3.4)$$

$$g_h(h, t, c) = K * H * u(h, t, c) \quad \forall h, t, c \quad (3.5)$$

$$Vdef(h, t, c) = u(h, t, c) + s(h, t, c) \quad \forall h, t, c \quad (3.6)$$

$$v(h, t, c) = vini(h) + \sigma * (y(h, t, c) - u(h, t, c) - s(h, t, c)) \quad t = 1, \forall h, c \quad (3.7)$$

$$v(h, t, c) = v(h, t - 1, c) + \sigma * (y(h, t, c) - u(h, t, c) - s(h, t, c)) \quad 1 < t < 52, \forall h, c \quad (3.8)$$

$$v(h, t, c) = v(h, t - 1, c) + \sigma * (y(h, t, c) - u(h, t, c) - s(h, t, c)) = vmax \quad t = 52, \forall h, c \quad (3.9)$$

ou

$$v(h, t, c) = v(h, t - 1, c) + \sigma * (y(h, t, c) - u(h, t, c) - s(h, t, c)) \geq vini \quad t = 52, \forall h, c \quad (3.10)$$

$$g_t(n, b, t, c) \leq Eg(n, b), \quad \forall n, b, t, c \quad (3.11)$$

$$\sum_b g_t(n, b, t, c) - Pin \leq RS(n) \quad t = 1, \forall n, b, c \quad (3.12)$$

$$\sum_b g_t(n, b, t, c) - \sum_b g_t(n, b, t - 1, c) \leq RS(n) \quad t \neq 1, \forall n, b, c \quad (3.13)$$

$$Pin - \sum_b g_t(n, b, t, c) \leq RD(n) \quad t = 1, \forall n, b, c \quad (3.14)$$

$$\sum_b g_t(n, b, t - 1, c) - \sum_b g_t(n, b, t, c) \leq RD(n) \quad t \neq 1, \forall n, b, c \quad (3.15)$$

$$f(l, t, c) - S(l) * \sum_l A(i, l) * \theta(i, t, c) = 0 \quad \forall l, i, t, c \quad (3.16)$$

$$\theta(1, t, c) = 0 \quad \forall t, c \quad (3.17)$$

$$v_{min} \leq v(h, t, c) \leq v_{max} \quad \forall h, t, c \quad (3.18)$$

$$u_{min} \leq u(h, t, c) \leq u_{max} \quad \forall h, t, c \quad (3.19)$$

$$s_{min} \leq s(h, t, c) \leq s_{max} \quad \forall h, t, c \quad (3.20)$$

$$g_{hmin} \leq g_h(h, t, c) \leq g_{hmax} \quad \forall h, t, c \quad (3.21)$$

$$g_{tmin} \leq \sum_b g_t(n, b, t, c) \leq g_{tmax} \quad \forall n, t, c \quad (3.22)$$

$$-f_{max} \leq f(l, t, c) \leq f_{max} \quad \forall l, t, c \quad (3.23)$$

Em que:

t	Índice de intervalo de tempo
c	Índice de cenários
h	Índice de hidrelétrica
n	Índice de térmicas
e	Índice de eólicas
b	Índice de blocos de potência
l	Índice de linhas de transmissão
i	Índice de barras
π	Probabilidade do cenário acontecer
u	Variável de vazão turbinada
s	Variável de vazão vertida
v	Variável de volume
y	Variável de afluência
σ	Constante de conversão de vazão em volume
H	Altura de queda bruta
K	Produtibilidade específica da usina
V_{def}	Vazão defluente
f	Variável de fluxo nas linhas de transmissão
θ	Ângulo de tensão das barras
A	Matriz de incidência
S	Susceptância da linha
D	Demanda
g_t	Geração das térmicas
g_h	Geração das hidrelétricas
g_e	Geração eólica
λ	Custo dos blocos das térmicas
E_g	Potência dos blocos das térmicas
RS	Rampa de subida
RD	Rampa de descida

DB	Vetor de cargas na rede de transmissão
i_t	Vetor que indica em qual barra se encontra a usina térmica
i_e	Vetor que indica em qual barra se encontra o complexo eólico
i_g	Vetor que indica em qual barra se encontra a usina hidrelétrica
P	Constante que indica a presença da geração eólica

O problema a ser resolvido através de otimização matemática consiste em encontrar a solução ótima do despacho hidrotérmico-eólico, que possui como função objetivo o custo de produzir energia elétrica através de uma usina térmica. O objetivo final é atender a demanda por energia elétrica através das fontes de energia disponíveis (hidrelétrica, eólica e térmica) ao menor custo possível e respeitando as restrições técnicas.

A função objetivo, E, mostrada na equação 3.1, consiste em duas parcelas, a primeira diz respeito a probabilidade de cada cenário acontecer. A segunda está a parte principal da função objetivo, ou seja, o custo de se produzir energia através de usinas térmicas.

As restrições implementadas no modelo estão apresentadas nas equações 3.2 a 3.23.

Na equação 3.2, se encontra a função do custo das usinas térmicas, que a função que se busca minimizar.

Como o objetivo é atender a demanda de energia a partir das unidades de geração que se tem disponível, fez-se necessário incluir no modelo a restrição mostrada na equação 3.3, onde foi formulado que a soma da potência gerada por meio de cada uma das unidades geradoras deve ser igual à potência demandada.

Para obedecer a lei de Kirchhoff, inseriu-se no modelo a restrição contida na equação 3.4, onde a quantidade de potência que entra na barra deve ser igual ao que sai da barra.

As restrições de 3.5 a 3.10 são referentes a usina hidrelétrica. Na equação 3.5, se encontra a função de produção hidráulica; a equação 3.6, contém a função de vazão defluente que é a soma da vazão vertida com a vazão turbinada; nas equações 3.7 a 3.10, se encontram as restrições acerca do volume do reservatório. Para realizar uma análise do comportamento do reservatório, utilizou-se duas situações diferentes para o volume final, igual ao volume máximo e maior ou igual ao volume inicial.

A quantidade de potência que cada usina térmica pode usar dos seus blocos de potência não pode ser maior que a capacidade máxima deles. Assim, para garantir que se fosse utilizada a quantidade permitida de cada bloco, foi colocado no modelo a restrição vista na equação 3.11.

As equações de 3.12 a 3.15 se referem às restrições que são necessárias de serem incrementadas ao modelo de despacho para evitar que situações ineficazes aconteçam. Tratam-se de restrições de rampas de subida e descida, onde a quantidade de potência gerada entre períodos subsequentes é limitada à valores que condizem com a capacidade estrutural e operacional da usina.

O fluxo de potência ativa nas linhas de transmissão foi incluído no modelo através da restrição

mostrada na equação 3.16.

A restrição que contém a referência angular pode ser conferida na equação 3.17. Assim, fica estabelecido que o ângulo da tensão na barra 1 é zero.

Os limites operativos acerca das variáveis hídricas da hidrelétrica (vazão turbinada, vazão vertida e volume do reservatório) foram incorporados no modelo a partir das restrições que são apresentados nas equações 3.18 a 3.20.

Todas as usinas possuem um valor máximo de potência que pode ser gerado em cada intervalo de tempo. Esse fato foi considerado no modelo a partir das restrições presente nas equações 3.21 e 3.22.

A quantidade de potência que pode ser transportada pelas linhas de transmissão é limitada, ou seja, só é possível transportar potência nas linhas de transmissão até a capacidade que elas suportam. Esses limites de capacidade de transporte são incrementados no modelo a partir da restrição contida na equação 3.23.

4 DESCRIÇÃO DO SISTEMA

Para simular o modelo proposto, montou-se o sistema ilustrado na figura 4.1, onde utilizaram-se três fontes de geração de eletricidade, hidráulica, eólica e térmica, cada uma delas conectadas a um barramento distinto (barra 1, barra 2 e barra 3) e uma carga constante de 500 MW, simbolizada pela seta. A geração hidráulica é representada pela usina Chavantes (H), a geração eólica pelo complexo eólico Baixa do Feijão (E) e a geração térmica por uma usina fictícia (T).

De modo a tornar o sistema mais próximo da realidade, representaram-se as distâncias geográficas das usinas em relação a carga a partir de uma pequena malha de transmissão composta por três linhas (L1, L2 e L3). Como, normalmente, as usinas térmicas são construídas próximas às cargas, conectou-se ambas ao mesmo barramento. Considerou-se que a carga, bem como a usina térmica, está localizada no estado do Ceará.

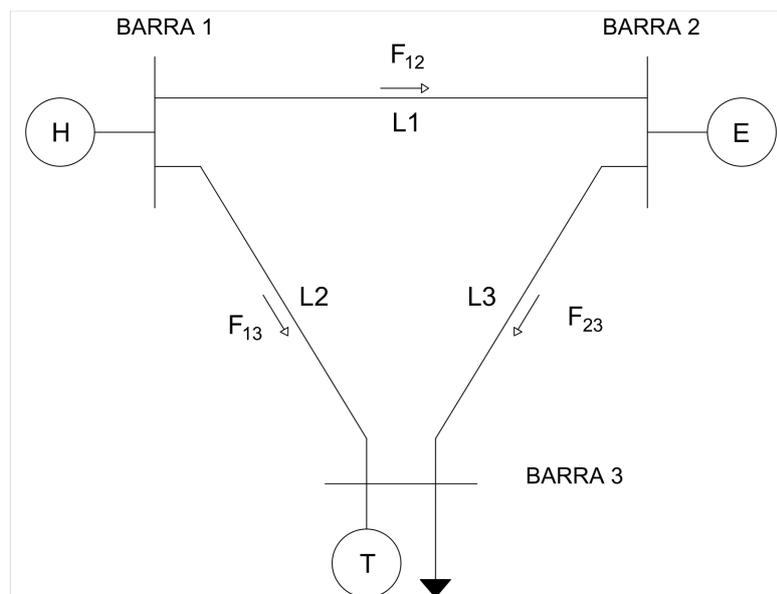


Figura 4.1: Representação do sistema elétrico do modelo
Fonte: Elaboração própria

4.1 USINA HIDRELÉTRICA CHAVANTES

A Usina hidrelétrica Chavantes, vide figura 4.2, está localizada no rio Paranapanema, entre os municípios de Chavantes/SP e Ribeirão Claro/PR. Inaugurada em 1971, possui quatro unidades

geradoras totalizando 414 MW de potência instalada. Além disso, a hidrelétrica conta com um reservatório de capacidade de 428,34 hm^2 , capaz de armazenar 8795 hm^3 de água e detém, ainda, um vertedouro com comporta de três vãos cuja vazão em cada um deles é de 1.084,00 m^3/s . (30), (31)



Figura 4.2: Usina hidrelétrica Chavantes
Fonte: (31)

O perfil da afluência média semanal desde 2016 até o final de 2022 é apresentado na figura abaixo.

O período com mais precipitações na região onde se encontra a hidrelétrica Chavantes é entre outubro a março. Dentre esses meses, janeiro é o mês com mais dias de precipitações. Agosto se destaca como o mês menos chuvoso. Esse comportamento pode ser constatado no gráfico abaixo, que mostra as vazões históricas entre 2016 e 2022 da usina hidrelétrica. Considerando que a 1ª semana se inicia em janeiro, observa-se que a partir da semana 37, que se refere ao início do mês de outubro, a afluência começa a aumentar e a partir da semana 10, semana referente ao início do mês de agosto, a afluência atinge valores menores. Nas primeiras semanas, que corresponde ao mês de janeiro, é onde se observa maior nível de afluência, período onde há mais chuvas. (32)

Observa-se no gráfico uma redução da afluência no decorrer dos anos, assim como uma mudança no perfil dessa afluência. Isso se deve às mudanças climáticas que está acontecendo no decorrer dos anos.

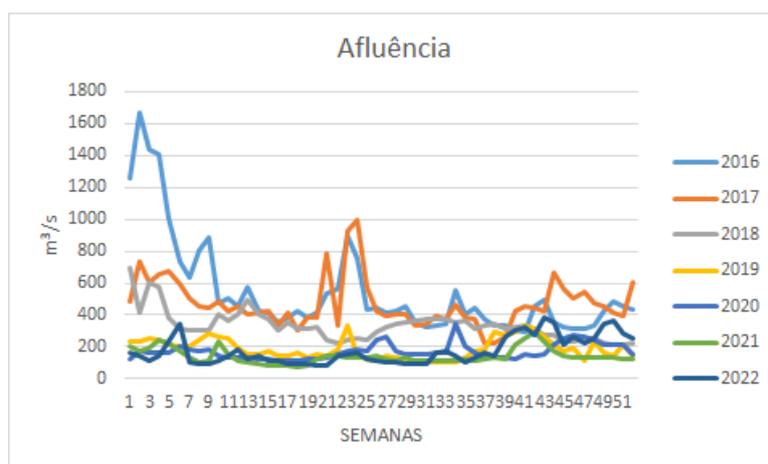


Figura 4.3: Vazão histórica da hidrelétrica Chavantes de 2016 a 2022
 Fonte: Elaboração própria

4.2 COMPLEXO EÓLICO BAIXA DO FEIJÃO

O complexo eólico Baixa do Feijão (vide Figura 4.4) está localizado no município de Jandaíra, no Estado do Rio Grande do Norte. A construção do complexo começou em 2014 e entrou em operação em 2016. (33)



Figura 4.4: Complexo eólico Baixa do feijão.
 Fonte: (33)

É um complexo com potência instalada de 120 MW, composto por 60 aerogeradores de 2 MW divididos em 4 parques eólicos (Baixa do Feijão I, II, III e IV) com 15 aerogeradores cada. (33)

O perfil de geração média semanal desde 2016 até o final de 2022 é apresentado na figura

abaixo.

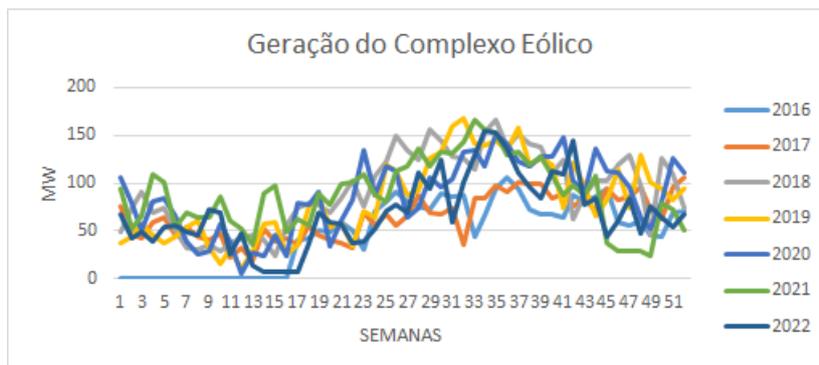


Figura 4.5: Geração histórica do Complexo eólico de 2016 a 2022

Fonte: Elaboração própria

Observa-se que o período de maior geração de energia elétrica, é entre a semana 19 e a semana 1, aproximadamente. Isso acontece porque o período onde há mais ventos naquela região é entre maio e janeiro, onde são registradas velocidades médias do vento acima de 22,8 quilômetros por hora. Sendo setembro o mês onde se registra ventos mais fortes, conforme também pode ser constatado no gráfico, na semana 35. (34)

4.3 USINA TÉRMICA

Nas tabelas abaixo, encontram-se os dados da usina térmica fictícia utilizada na simulação do modelo. Os parâmetros foram escolhidos a partir de processos de calibração do sistema, de modo a haver convergência do problema do despacho. Apenas uma usina térmica foi utilizada, pois o sistema utilizado é um sistema de pequeno porte. Sua presença faz-se necessário para evitar risco de cortes de carga.

Potência máxima (MW)	Potência mínima (MW)	Quantidade de blocos
500	0	3

Tabela 4.1: Informações da usina térmica fictícia

Rampa de subida (MW)	Rampa de descida (MW)	Potência inicial (MW)
500	500	10

Tabela 4.2: Informações das rampas

Blocos	Potência máxima (MW)	Custo (\$/MW)
Bloco 1	200	1
Bloco 2	150	3
Bloco 3	150	6

Tabela 4.3: Informações dos blocos

4.4 LINHAS DE TRANSMISSÃO

A linha de transmissão utilizada é a linha média, cujos dados de susceptância e fluxo máximo de cada linha da malha de transmissão podem ser conferidos nas tabelas abaixo.

Os dados de susceptância foram escolhidos de modo a representar as distâncias entre as usinas e entre as usinas e a demanda.

Para testar o modelo, será simulado o caso em que o fluxo máximo em uma das linhas é reduzido, representando, por exemplo, a perda de um dos circuitos que compõe a linha de transmissão em paralelo.

Linhas	De (Barra)	Para (Barra)
1	1	2
2	1	3
3	2	3

Tabela 4.4: Detalhamento das linhas

Linhas	Fluxo máximo (MW)	Susceptância (p.u)
1	300	0.4
2	300	0.3
3	300	0.6

Tabela 4.5: Dados das linhas

Linhas	Fluxo máximo (MW)	Susceptância (p.u)
1	40	0.4
2	300	0.3
3	300	0.6

Tabela 4.6: Dados das linhas considerando um fluxo máximo reduzido na linha 1

4.5 DEMANDA

A demanda de 500 MW foi escolhida de acordo com a potência instalada da usina hidrelétrica Chavantes e do Complexo Eólico Barra do Feijão, que juntas totalizam 535 MW de potência instalada.

5 RESULTADOS

Os resultados que foram obtidos através da simulação do modelo proposto visto no capítulo 3, são apresentados por meio de curvas que contém os valores médios (média dos dez cenários) das variáveis durante as 52 semanas (horizonte de simulação).

5.1 CASO 1: PLANEJAMENTO CONSIDERANDO APENAS A PRESENÇA DA GERAÇÃO HIDRÁULICA E TÉRMICA

5.1.1 CASO 1.1: Volume final do reservatório maior ou igual ao volume inicial

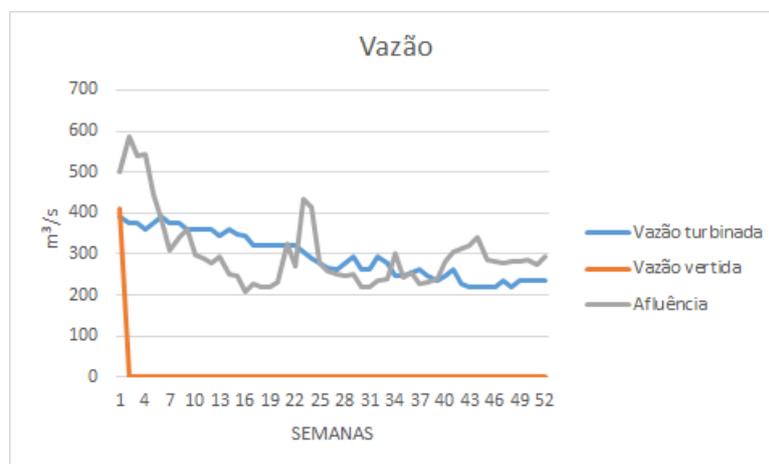


Figura 5.1: Curvas de vazão

Conforme pode-se observar na Figura 5.1, na maioria do tempo a vazão turbinada acompanhou o comportamento da vazão afluente, ou seja, quando o nível de afluência esteve mais alto, a vazão turbinada também estava mais alta, e o inverso também aconteceu. Porém, em alguns períodos não foi possível observar esse comportamento, por conta do volume do reservatório que precisava ser controlado. Houve um pequeno vertimento no início do intervalo. Esse vertimento pode ter acontecido para controlar o nível do reservatório, cuja tendência foi se manter próximo ao valor inicial.

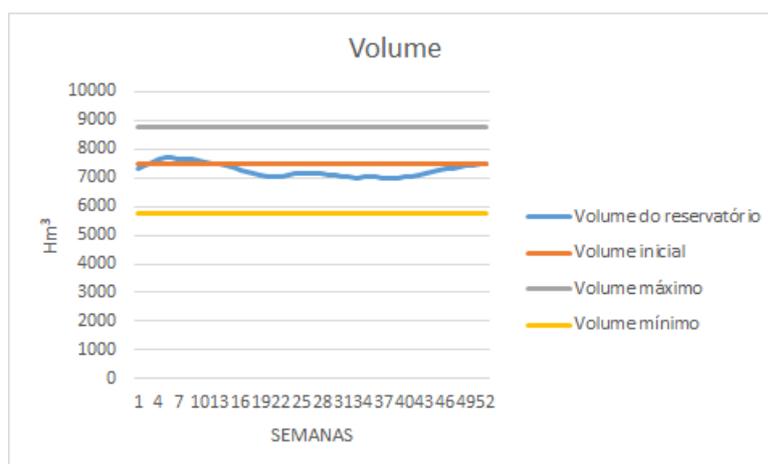


Figura 5.2: Curvas de volume

A restrição de volume inserida no modelo delimitava que o volume final do reservatório fosse maior ou igual ao inicial. Assim, a melhor solução encontrada pelo otimizador, foi tornar o volume final igual ao volume inicial. Justifica-se essa escolha, do volume final ser igual ao volume inicial e não um valor maior, ao comportamento das vazões turbinada e vertida e da afluência.

No início da simulação, entre a 1ª e a 22ª semana, aproximadamente, o volume do reservatório apresentou uma queda, que é justificada pela queda da afluência nesse período e a necessidade de usar água para produzir energia elétrica, ou seja, da vazão turbinada. Nas semanas seguintes, o volume voltou a crescer, pois houve um aumento nos níveis de afluência. Após esse período, o volume manteve-se quase constante, pois os níveis de afluência e vazão turbinada eram muito semelhantes. Por fim, por volta da semana 47ª, o volume aumentou, chegando ao final do intervalo de simulação com o nível igual ao volume inicial. Observa-se a tendência do volume permanecer próximo ao volume inicial durante todo período, não atingindo em nenhum momento o volume mínimo ou volume máximo.

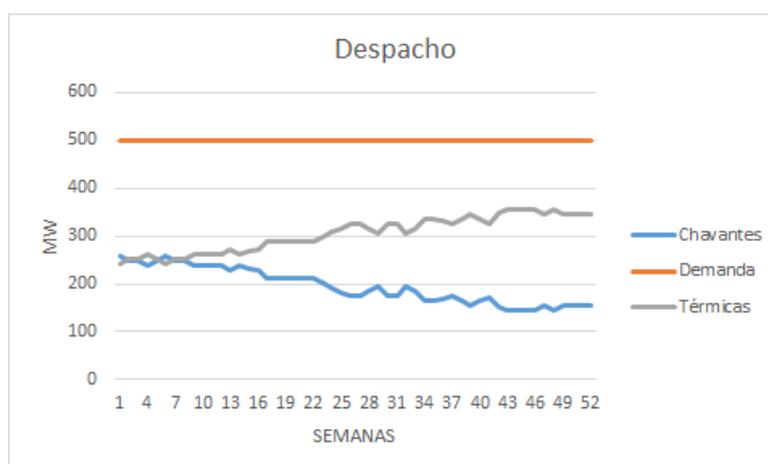


Figura 5.3: Curvas do despacho médio esperado das usinas

Como esperado, a curva da geração da hidrelétrica acompanhou a curva da vazão turbinada,

vista anteriormente. Isso aconteceu porque a função de produção hidráulica é diretamente proporcional a vazão turbinada, como foi visto na equação 2.3.

Somente a produção de energia por parte da usina hidrelétrica não foi suficiente para atender a carga. Assim, a usina térmica teve que ser acionada para complementar a geração de modo que a demanda fosse atendida. Devido a esse comportamento, a curva de geração da usina térmica é uma versão espelhada da curva de geração da hidrelétrica Chavantes.

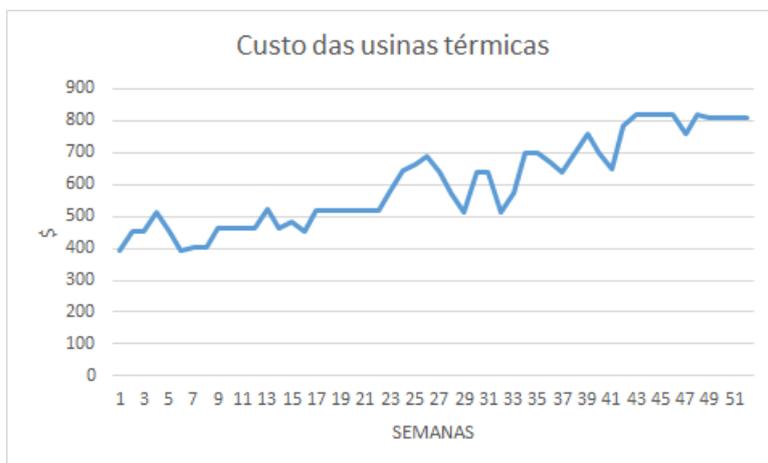


Figura 5.4: Curva do custo médio esperado

A Figura 5.4 contém a curva de custo esperado durante todo o período de simulação. Essa curva se assemelhou bastante com a curva do despacho da usina térmica. Esse comportamento era esperado, pois o custo do despacho consiste no custo de uso da usina térmica. O custo esperado total foi de 31403,89 \$.

5.1.2 CASO 1.2: Volume final do reservatório igual ao volume máximo

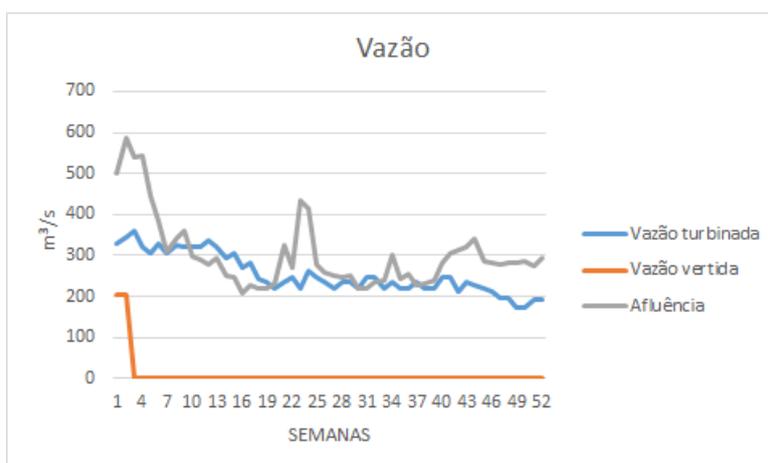


Figura 5.5: Curvas de vazão

Observa-se na Figura 5.5 que houve um pequeno vertimento no início da simulação. Esse vertimento pode ter acontecido para controlar o nível do reservatório. A curva da vazão turbinada aproximou-se bastante da curva da afluência até, aproximadamente, a semana 40°. Após esse período, para que fosse possível encher o reservatório, a vazão turbinada teve que ser diminuída, não acompanhando exatamente a tendência da afluência.

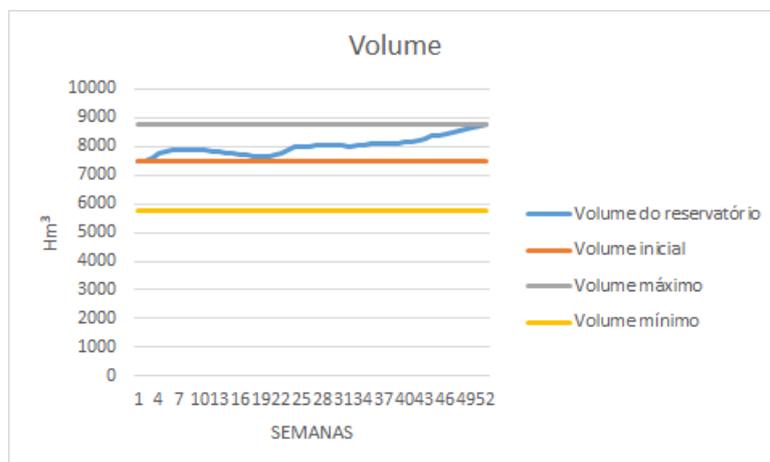


Figura 5.6: Curvas de volume

Na Figura 5.6, observa-se que o volume variou de forma quase linear durante boa parte do intervalo de simulação. Esse comportamento aconteceu, pois, como pode ser notado nas curvas de vazão na Figura 5.5, a maior parte da água que entrou no reservatório através da vazão afluenta foi usada para gerar energia elétrica nesses intervalos. A partir da semana 40°, o volume subiu para alcançar o volume máximo. Conforme pode ser visto ainda na figura, o volume não atingiu o volume mínimo em nenhum momento.

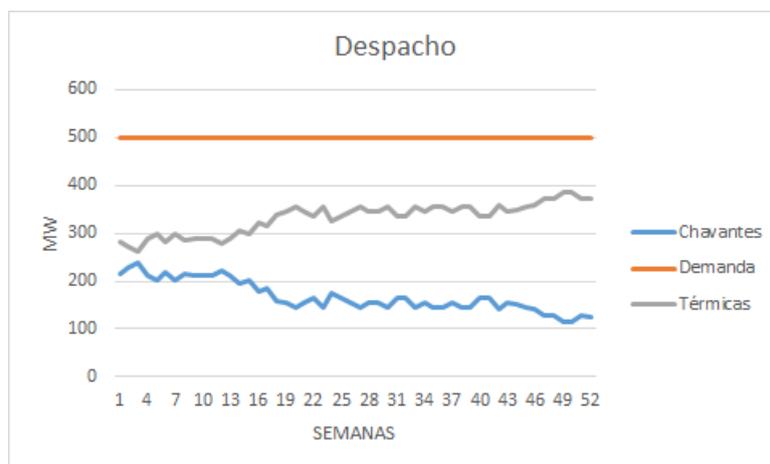


Figura 5.7: Curvas do despacho médio esperado das usinas

Como no caso anterior, a curva do despacho da usina hidrelétrica acompanhou a curva da vazão turbinada e a usina térmica gerou o restante da potência necessária para atender a demanda.

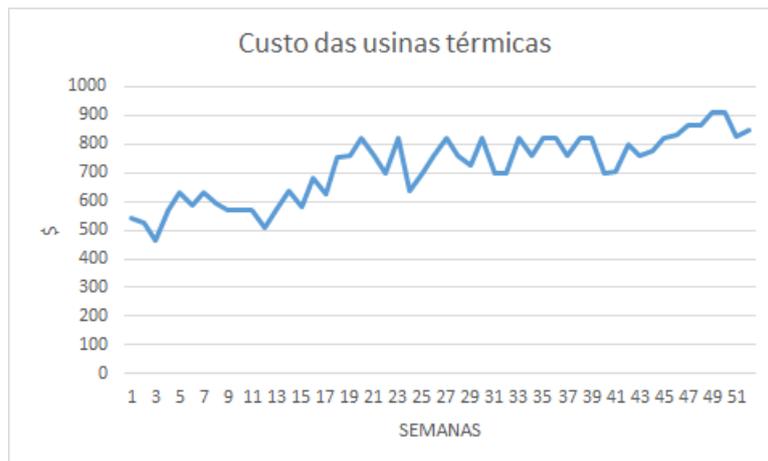


Figura 5.8: Curva do custo médio esperado

O custo esperado total foi de 37310,01 \$. Um custo um pouco maior do que o visto no caso anterior, pois para conseguir armazenar água no reservatório para que o volume final fosse igual ao volume máximo, a usina hidrelétrica teve que produzir menos energia, sendo necessário, portanto, utilizar mais da unidade térmica para atender a demanda.

Como esperado, a curva do custo esperado é muito semelhante a curva da geração da unidade térmica.

5.2 CASO 2: PLANEJAMENTO CONSIDERANDO ALÉM DA GERAÇÃO HIDRÁULICA E TÉRMICA, A PRESENÇA DA GERAÇÃO EÓLICA, SOB A RESTRIÇÃO DO VOLUME FINAL DO RESERVATÓRIO SER MAIOR OU IGUAL AO VOLUME INICIAL

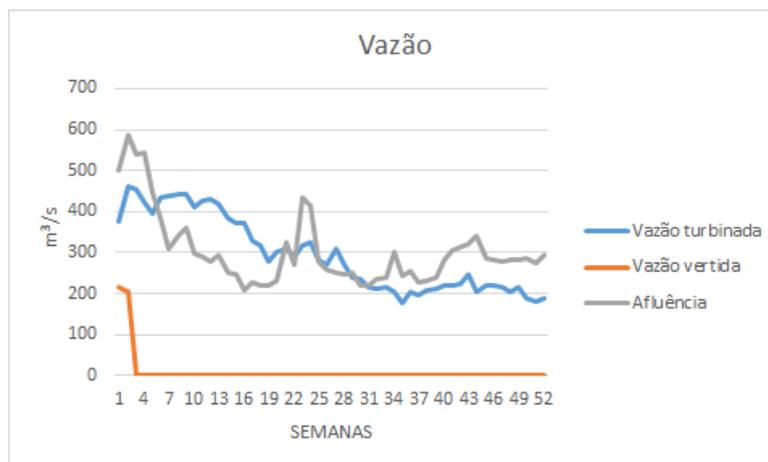


Figura 5.9: Curvas de vazão

A vazão turbinada novamente tendeu a acompanhar o comportamento da vazão afluyente na maioria do tempo. Entretanto, observa-se, nesse caso, que durante o período de maior geração de energia eléctrica do complexo eólico (vide Figura 5.11), a vazão turbinada reduziu e no período de menor geração a vazão aumentou.

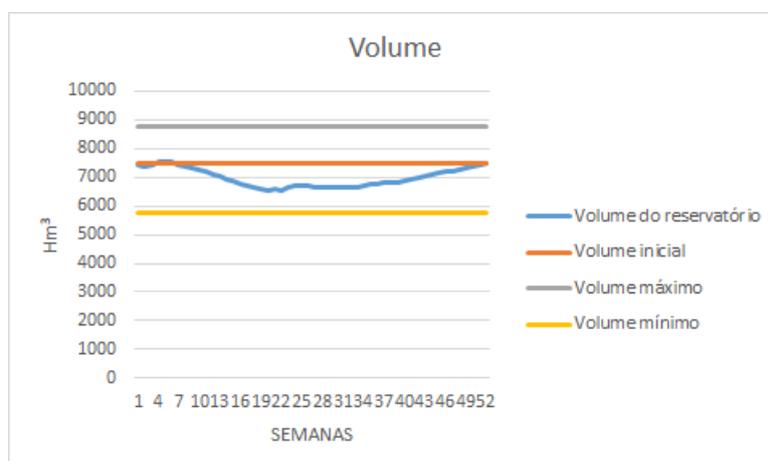


Figura 5.10: Curvas de volume

A curva do volume do reservatório é muito semelhante a curva vista no caso sem a geração eólica (vide Figura 5.2).

Um comportamento observado no volume do reservatório é que nos períodos de maior geração eólica, houve um aumento no nível do reservatório. Assim, a presença da geração eólica permite que as hidrelétricas armazenem água para ser utilizada na geração de electricidade no momento que haja mais necessidade.

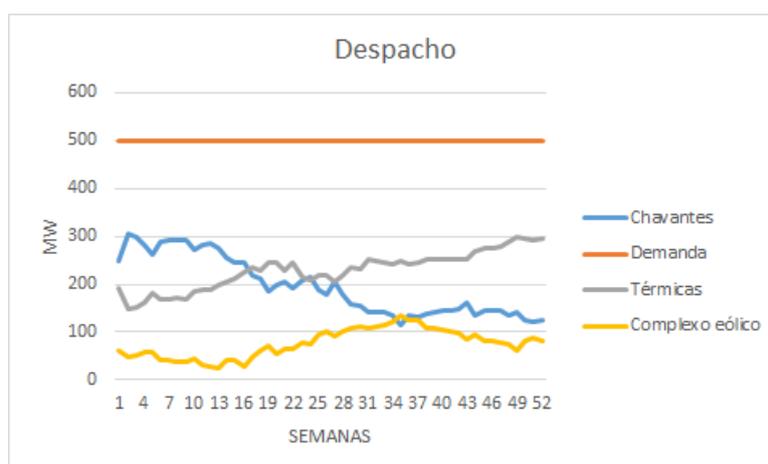


Figura 5.11: Curvas do despacho médio esperado das usinas

Observa-se que a unidade térmica, diferente do caso sem a geração eólica, funcionou de forma complementar a geração hidráulica e eólica. Porém, como a usina hidrelétrica possui uma participação mais significativa no despacho, devido a sua capacidade ser maior que a do complexo eólico, a curva do despacho da térmica é a versão espelhada da curva da geração hidráulica.

Fica evidente a importância da geração eólica no despacho das usinas hidrelétricas, pois no momento que houve mais geração do complexo eólico, a usina hidrelétrica pôde diminuir a produção de energia.

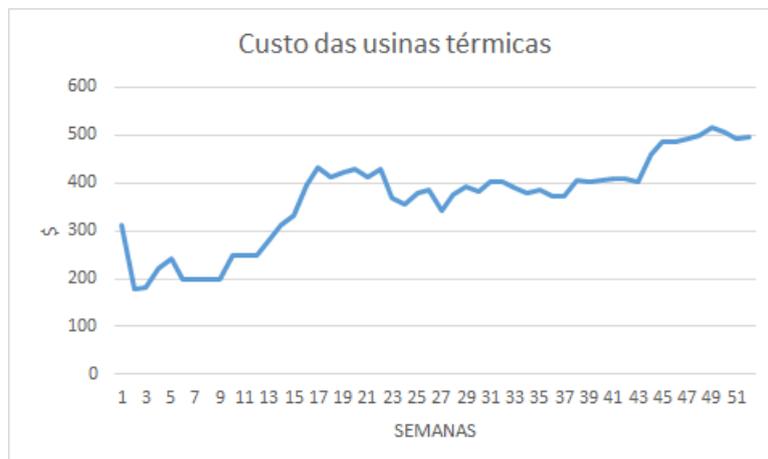


Figura 5.12: Curva do custo médio esperado

Como esperado, a curva de custo esperado segue a mesma tendência da curva de despacho da usina térmica, visto que o custo está relacionado com o uso dessas usinas. O custo esperado total foi de 19094,42 \$. Comparando esse mesmo caso, porém sem a presença da geração eólica, observa-se que houve uma redução de 39,19% no custo total, pois houve uma necessidade menor de acionamento da unidade térmica.

5.3 CASO 3: PLANEJAMENTO CONSIDERANDO A PRESENÇA DA LINHA DE TRANSMISSÃO E A GERAÇÃO EÓLICA, SOB A RESTRIÇÃO DO VOLUME FINAL DO RESERVATÓRIO SER MAIOR OU IGUAL AO VOLUME INICIAL

5.3.1 Sem redução no fluxo máximo das linhas de transmissão

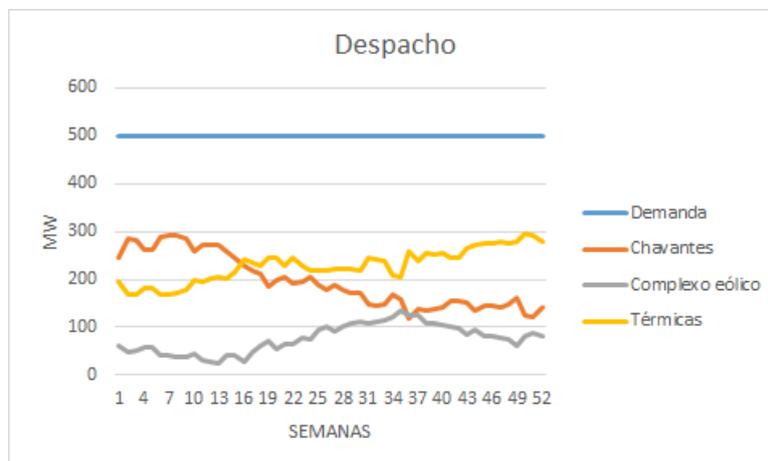


Figura 5.13: Curvas do despacho médio esperado das usinas

As curvas de despacho apresentadas na figura acima possui o mesmo comportamento das curvas mostradas no caso anterior. Ou seja, quando o complexo eólico apresentou uma geração mais alta, a geração hidráulica pôde diminuir a geração, e quando a produção do complexo caiu por falta de vento, a geração hidráulica aumentou. Por fim, o despacho das usinas térmicas também apresentou uma redução na geração e, devido a participação mais significativa da usina hidráulica no despacho, apresentou uma curva espelhada da curva da geração hidráulica.

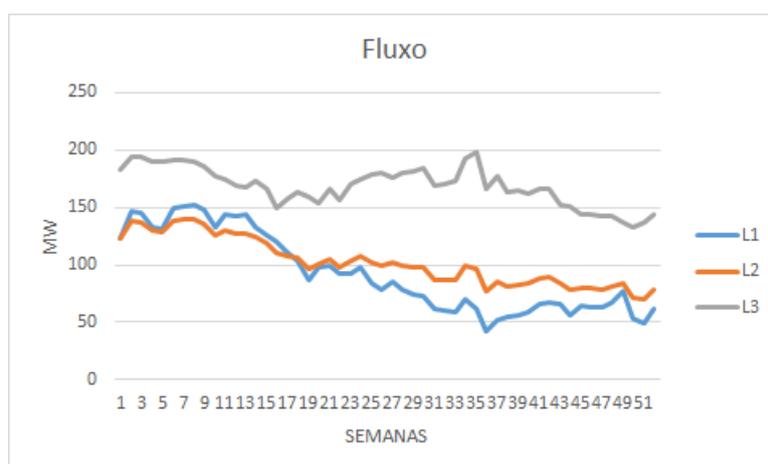


Figura 5.14: Fluxo médio esperado nas linhas de transmissão

Observa-se que a linha que transporta mais energia é a linha 3, pois é por ela que flui a potência gerada no complexo eólico e parte da potência gerada pela usina hidrelétrica que não foi escoada pela linha 2 e foi transportada pela linha 1. As curvas do fluxo nas linhas 1 e 2

possuem comportamento similar entre si e também com a curva de geração da usina hidráulica, como esperado. Na maior parte do intervalo, a linha 2 apresentou um fluxo maior que o da linha 1, pois é o caminho mais curto até a demanda.

5.3.2 Com redução no fluxo máximo das linhas de transmissão

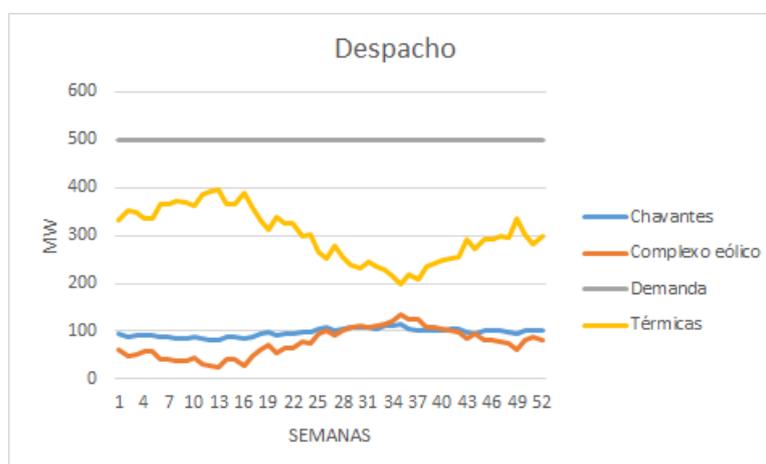


Figura 5.15: Curvas do despacho médio esperado das usinas

A curva da geração eólica é similar as curvas vista nos demais casos, pois o perfil de geração não foi alterado. Entretanto, a curva da geração da usina hidrelétrica difere um pouco das curvas anteriores. Essa diferença pode ser explicada pela restrição do fluxo nas linhas, ou seja, lei de Kirchhoff, que teve que ser respeitada.

A unidade térmica teve que gerar um pouco mais, nesse caso, pois a geração hidráulica foi menor e apresenta uma curva espelhada da curva da geração do complexo eólico, pois a geração unidade hidráulica permaneceu quase que constante durante todo o horizonte de simulação.

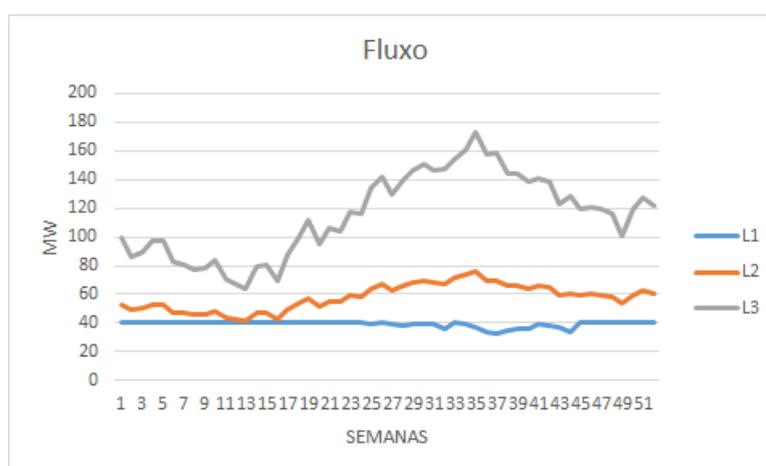


Figura 5.16: Fluxo médio esperado nas linhas de transmissão

Ao restringir o fluxo máximo na linha 1 para o valor de 40 MW, a energia gerada na barra 1

é quase totalmente escoada através da linha 2. Assim, a curva do fluxo na linha 2 se assemelha a curva do despacho da usina Chavantes. Como visto anteriormente, a usina Chavantes diminuiu a sua geração, com a redução do fluxo máximo permitido na linha 1, o que também resultou numa redução do fluxo na linha 2.

A curva do fluxo na linha 3 é muito semelhante a geração do complexo eólico, pois a parcela do fluxo que passa pela linha 1 é muito pequena e o fluxo na linha 3 é dado pela soma do fluxo oriundo da linha 1 e da geração pelo complexo eólico na barra 2.

5.3.3 Análise comparativa

A tabela abaixo apresenta uma análise comparativa dos casos abordados nessa seção. Conforme descrito anteriormente, com a restrição de capacidade de transmissão, a usina Chavantes teve que diminuir a geração de energia. Assim, para que a demanda fosse atendida, a usina térmica teve que gerar mais energia do que no caso sem restrição de capacidade. Nesse caso, devido a necessidade de usar mais da usina térmica, o custo total esperado foi maior do que o visto no caso sem restrição de capacidade de transmissão.

Valores médios totais	Sem restrição de capacidade de transmissão	Com restrição de capacidade de transmissão
Geração de Chavantes (MW)	10142,22	5044,60
Geração do complexo eólico (MW)	3957,26	3957,26
Geração da usina térmica (MW)	11900	15688,52
Custo total esperado (\$)	19095	32004

Tabela 5.1: Valores médios totais de geração e do custo total esperado

6 CONCLUSÃO

Neste trabalho, foi apresentado um modelo de planejamento da operação de médio prazo, ou seja, 52 semanas, de um sistema hidrotérmico-eólico, considerando a presença de uma pequena rede de transmissão. Para isso, utilizou-se a linguagem JULIA para escrever e simular o modelo.

Na simulação do modelo utilizaram-se tanto dados reais, como a geração eólica do Complexo Eólico Barra do Feijão e afluência da usina hidrelétrica Chavantes, como também dados fictícios, como os parâmetros da usina térmica.

Para melhor analisar o comportamento do modelo, dividiu-se a análise dos resultados em alguns casos, cinco no total. Em cada caso foi analisado o resultado do despacho, o comportamento do reservatório, as vazões turbinada e vertida, o custo do despacho e outros pontos pertinentes.

A partir da análise dos casos simulados foi possível notar a importância da geração eólica no despacho de usinas hidrelétricas e também no custo do despacho. Em relação a usina térmica, notou-se que, apesar do alto custo relacionado a sua utilização, se mostra como uma ótima opção para garantir que a demanda seja atendida. Além disso, percebeu-se como a decisão em torno dos níveis do reservatório altera todo o despacho. Por fim, constatou-se que a presença da linha de transmissão pode afetar todo o despacho das usinas, e também que o comprometimento de uma delas além de impactar o despacho, também altera o fluxo nas demais linhas do sistema.

A linguagem JULIA utilizada além de possibilitar que o modelo fosse montado de maneira fácil, mostrou-se eficiente na resolução do problema de otimização, apresentando resultados satisfatórios.

7 SUGESTÃO PARA TRABALHOS FUTUROS

Como sugestão para trabalhos futuros, pode-se expandir o sistema atual, inserindo mais usinas hidrelétricas, térmicas e eólicas, e, conseqüentemente, aumentar a quantidade de trechos de linhas de transmissão e barras, tornando assim o sistema mais complexo, porém mais completo.

Com o crescimento da energia solar no Brasil, principalmente na modalidade distribuída, seria também interessante considerar essa geração no modelo de despacho, de modo a analisar o comportamento do sistema devido a inserção dessa fonte de energia elétrica.

De modo a fazer uma análise mais completa do modelo, pode-se incluir no modelo métodos de verificação dos preços nodais de cada barra, a fim de analisar a remuneração das concessionárias geradoras de energia.

No cenário real, as perdas de potência nas linhas de transmissão não podem ser desconsideradas. Então, para tornar o modelo mais real possível, modificações podem ser feitas para que as perdas intrínsecas às linhas sejam consideradas.

Por fim, de modo a tornar o sistema mais próximo da realidade, pode-se considerar uma demanda variável ao longo do horizonte de tempo. Como essa demanda apresenta muita variação ao longo do dia, pode-se analisar o despacho, principalmente das fontes de geração eólica e solar, para esse horizonte de tempo, ou seja, de um dia.

Referências Bibliográficas

- 1 AGENCIABRASIL. *População mundial atinge a marca de 8 bilhões de pessoas nesta terça*. Disponível em: <<https://agenciabrasil.ebc.com.br/radioagencia-nacional/geral/audio/2022-11/populacao-mundial-atinge-marca-de-8-bilhoes-de-pessoas-nesta-terca>>. Acesso em: 2023.
- 2 PWC. *World in 2050: The Long View*. Disponível em: <<https://www.pwc.com.br/pt/estudos/world-in-2050.html>>. Acesso em: 2023.
- 3 CHESP. *Como a energia elétrica chegou no Brasil?* Disponível em: <<https://www.chesp.com.br/noticia/164-como-a-energia-eletrica-chegou-no-brasil->>. Acesso em: 2023.
- 4 MEMORIADAELETRICIDADE. *Energia elétrica no Brasil: breve cronologia do setor elétrico brasileiro*. Disponível em: <<https://www.memoriadaeletricidade.com.br/artigos/119106/energia-eletrica-no-brasil-breve-cronologia-do-setor-eletrico-brasileiro>>. Acesso em: 2023.
- 5 SANTOS, F. M. *Sistema elétrico brasileiro: histórico, estrutura e análise de investimento no setor*. Monografia (Graduação) — Universidade Federal de Santa Catarina, Araranguá, 2015.
- 6 ONS. *O sistema em números*. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/sistemas-isolados>>. Acesso em: 2023.
- 7 ONS. *Mapas*. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/sistemas-isolados>>. Acesso em: 2023.
- 8 ONS. *Sistemas isolados*. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/sistemas-isolados>>. Acesso em: 2023.
- 9 FERNANDES, J. H. *Estudo de modelo de otimização da operação hidrotérmica de médio prazo considerando abordagem preditiva*. Monografia (Graduação) — Universidade de Brasília, Brasília, 2017.
- 10 ERNESTO, M. V. da S. *Planejamento da operação de médio prazo no complexo Belo Monte para empresa operando no mercado de eletricidade*. Monografia (Graduação) — Universidade de Brasília, Brasília, 2022.
- 11 CBIE. *Como funcionam Usinas Térmicas?* Disponível em: <<https://cbie.com.br/como-funcionam-usinas-termicas>>. Acesso em: 2023.
- 12 FRANCO, P. C. *Sistemas de potência - Parte V*.
- 13 ELÉTRICA, M. da. *Entenda como funciona um aerogerador*. Disponível em: <<https://www.mundodaeletrica.com.br/entenda-como-funciona-um-aerogerador/>>. Acesso em: 2023.
- 14 FIERN. *RN se consolida como maior gerador de eólica do país com 7,43 GW de potência fiscalizada, mostra MAIS RN*. Disponível em: <<https://www.fiern.org.br/rn-se-consolida-como-maior-gerador-de-eolica-pais-com-743-gw-de-potencia-fiscalizada-mostra-mais-rn/>>. Acesso em: 2023.
- 15 SCHMIDT, W. L. *Controle da direção de um gerador eólico em relação à direção do vento predominante*. Monografia (Graduação) — Universidade Tecnológica Federal do Paraná, TOLEDO, 2017.
- 16 SOLAR, P. *Energia eólica: o que é, como funciona, vantagens e desvantagens*. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/energia-eolica>>. Acesso em: 2023.

- 17 ELÉTRICA, M. da. *Entenda como funciona um aerogerador*. Disponível em: <<https://www.mundodaeletrica.com.br/entenda-como-funciona-um-aerogerador/>>. Acesso em: 2023.
- 18 LEÃO, R. *Linhas de Transmissão de Energia Elétrica*.
- 19 MENEZES, V. P. de. *Linhas de transmissão de energia elétrica - aspectos técnicos, orçamentários e construtivos*. Monografia (Graduação) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.
- 20 EEL. *O sistema elétrico*. Disponível em: <<https://sistemas.eel.usp.br/docentes/arquivos/5840834/59/SistemaEletrico1.pdf>>. Acesso em: 2023.
- 21 ITAIPU. *Integração ao sistema brasileiro*. Disponível em: <<https://www.itaipu.gov.br/energia/integracao-ao-sistema-brasileiro>>. Acesso em: 2023.
- 22 DUAILIBE, P. *Subestações: Tipos, equipamentos e Proteção*.
- 23 SCEPP. *Produtos*. Disponível em: <<https://www.scepp.com.br/produtos/subestacoes/>>. Acesso em: 2023.
- 24 MAXWELL. *Métodos de Otimização*. Disponível em: <https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/7603/7603_4.PDF>. Acesso em: 2023.
- 25 LUKE, C. da Costa de B. P. *Planejamento da expansão da rede de transmissão considerando o ingresso de fontes de energias renováveis e critério de confiabilidade n-1 utilizando otimização robusta*. Monografia (Graduação) — Universidade de Brasília, Brasília, 2022.
- 26 MAXWELL. *Fluxo de Potência e Fluxo de Potência Continuado*. Disponível em: <https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/26243/26243_4.PDF>.
- 27 WEB estre da. *Linguagem de programação Julia: o que é e como funciona?* Disponível em: <<https://www.mestresdawe.com.br/tecnologias/linguagem-de-programacao-julia-o-que-e-e-como-funciona>>. Acesso em: 2023.
- 28 FUCHIGAMI, D. H. *Introdução à linguagem Julia para Programação Matemática*.
- 29 DUAILIBE, P. *Julia e JuMP: Novas ferramentas para programação matemática 1*.
- 30 ONS. *Manual de Procedimentos da Operação*.
- 31 CHAVANTES. *Usina hidrelétrica Chavantes*. Disponível em: <<https://www.chavantes.sp.gov.br/pagina/7/turismo/sub-pagina/15/>>. Acesso em: 2023.
- 32 WEATHERSPARK. *Clima e condições meteorológicas médias em Chavantes no ano todo*. <<https://pt.weatherspark.com/y/29921/Clima-caracter>>
- 33 AFAPLAN. *Parques Eólicos na Baixa do Feijão*. <<https://afaplan.com/projecto?id=63>>.
- 34 WEATHERSPARK. *Clima e condições meteorológicas médias em Natal no ano todo*. <<https://pt.weatherspark.com/y/31427/Clima-caracter>>

APÊNDICES

O código de simulação desenvolvido para testar o modelo proposto utilizando a linguagem JULIA está contido no apêndice I.

I. CÓDIGO COMPUTACIONAL

```
using JuMP, Clp
model = Model(Clp.Optimizer)

#Dados de quantidade
qn = 1 #Quantidade de usinas térmicas
qb = 3 #Quantidade de blocos das usinas
↳térmicas
qt = 52 #Quantidade de períodos
qc = 10 #Quantidade de cenários:
↳2016,2017,2018,2019,2020,2021,2022, Med, Max, Min
qh = 1 #Quantidade de usinas hidrelétricas
qe = 1 #Quantidade usinas eólicas

#Parâmetros hidrelétrica
vmax1 = [8795]
vini = [7500] #Volume inicial
vmin = 5754 #Volume mínimo
vmax = 8795 #Volume máximo
smin = 0 #Vertimento mínimo
smax = 3252 #Vertimento máximo
umin = 73 #Vazão turbinada mínima
umax = 626 #Vazão turbinada máxima
x = 0.6048 #Constante de conversão de vazão para
↳volume
K = 0.01502 #Produtibilidade específica da usina
ghmin = 0 #Geração mínima da hidrelétrica de
↳chavante
ghmax = 414 #Geração máxima da hidrelétrica de
↳chavante
Ht = 72.78 #Altura bruta constante

#Parâmetros térmicas
germin = [0] #Geração
↳mínima das térmicas
germax = [500] #Geração
↳máxima das térmica
Eg = [200 150 150] #Blocos de
↳energia das usinas térmicas
lamb = [1 3 6] #Custo dos
↳bloco das usinas térmicas
Pin = [10] #Valores
↳iniciais das Rampas
RS = [500] #Rampas de
↳subida
```

```

RD = [500] #Rampas de
↳descida
prob = [0.1 0.1 0.1 0.1 0.1 0.1 0.1 0.1 0.1 0.1 ]
↳#Probabilidade de cada cenário acontecer
d = 500 #Demanda
P = 1

#linha de transmissão
fmax = [40 300 300] #Fluxo
↳máximo
fmin =[-40 -300 -300]
ql = 3
↳#Quantidade de linhas
A = [1 1 0; -1 0 1; 0 -1 -1 ] #Matriz de
↳incidência

re = [0.4 0.2 0.6]
↳#Susceptância
qi = 3
↳#Quantidade de barras
ig =[1 0 0]
it =[0 0 1]
ie =[0 1 0]
d2 =[0 0 500]

#Dados de geração eólica(em MW)
ge = cat(
[0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 40.07 41.66 51.
↳03 49.9 58.73 50.96 30.76 70.41 80.53 91.17 80.74 76.14 71.79 89.1 86.0 87.
↳92 43.89 65.54 94.68 105.46 94.27 73.39 67.52 67.65 65.01 87.29 80.3 85.27
↳94.01 59.09 56.41 61.15 46.33 44.06 69.19 71.37],
[ 76.26 47.1 41.81 58.46 64.42 45.52 53.74 43.57 40.39 47.24 21.85 31.76 18.94
↳52.07 38.73 42.88 35.99 55.61 45.7 40.97 37.92 32.23 69.43 56.46 67.67 56.39
↳66.69 86.99 68.71 67.06 74.49 35.11 83.93 83.9 97.42 91.57 101.85 99.04 99.
↳11 84.36 89.85 76.08 83.59 71.52 94.07 82.74 85.94 95.72 73.06 62.08 96.36
↳105.4],
[ 49.32 74.92 91.66 69.73 74.91 51.42 31.61 31.24 35.47 28.76 36.72 42.36 46.05
↳40.14 24.39 55.6 74.84 78.97 78.13 69.4 84.29 101.97 75.61 107.99 123.44 149.
↳09 134.0 125.02 155.98 145.43 128.61 126.22 114.84 152.44 167.24 137.9 151.
↳98 141.55 137.2 110.69 124.2 61.71 86.93 102.97 102.73 119.56 129.44 98.27
↳46.0 126.23 108.94 74.38],

```

```

[37.08 43.68 57.77 45.91 36.57 43.65 53.84 61.08 31.95 15.98 29.96 11.29 28.44
↵58.08 59.74 26.24 36.21 75.29 86.47 54.23 59.53 33.28 70.23 63.92 120.21 112.
↵45 87.6 93.38 125.42 133.52 159.09 167.4 142.05 140.03 144.52 134.03 157.95
↵118.83 125.77 119.89 73.68 120.38 97.34 65.51 83.25 114.63 74.9 129.91 101.
↵81 94.0 81.89 95.15],
[ 105.31 79.33 50.48 80.77 84.41 66.37 39.25 26.45 28.57 57.89 39.74 5.06 27.61
↵24.42 45.69 24.63 79.4 76.82 90.49 34.69 61.51 82.36 134.58 87.57 118.09 112.
↵04 63.36 74.96 106.17 95.54 104.52 133.06 134.63 117.92 151.57 141.43 122.81
↵117.1 127.03 128.4 148.16 102.68 89.12 136.77 113.32 111.45 96.27 63.8 52.77
↵81.17 125.51 111.29],
[94.79 51.75 65.38 109.65 101.21 53.66 68.48 64.61 63.89 86.08 61.28 52.58 35.
↵92 89.84 97.12 48.35 62.61 55.95 89.73 77.63 99.52 100.96 109.85 88.31 80.96
↵113.59 117.34 136.46 117.69 133.56 131.22 142.17 166.07 157.02 152.97 130.07
↵132.62 119.75 127.09 108.16 88.26 96.96 87.65 107.84 36.79 29.36 29.36 29.36
↵23.16 78.93 73.07 51.41],
[ 67.6 42.22 49.04 39.3 54.64 55.3 48.65 45.32 72.13 69.0 26.09 46.74 14.44 7.
↵22 7.22 7.22 7.22 38.17 69.42 59.01 57.52 37.81 38.33 51.65 71.62 77.78 70.0
↵110.42 95.09 124.68 59.67 100.41 129.49 154.3 152.38 135.41 111.86 96.77 85.
↵06 112.13 109.56 145.4 76.81 84.36 44.01 60.14 84.68 46.69 76.44 64.0 53.52
↵67.24],
[61.48 48.43 50.88 57.69 59.45 45.13 42.22 38.9 38.91 43.56 30.81 27.11 24.49
↵38.82 38.99 29.28 48.05 60.35 73.0 55.12 65.58 62.8 75.54 75.19 94.64 101.79
↵88.53 100.48 105.83 112.7 106.23 113.19 116.41 124.45 137.26 125.12 124.76
↵109.49 109.83 104.47 99.82 98.64 85.96 93.46 81.17 82.42 79.57 74.99 59.94
↵78.64 86.93 82.32],
[ 105.31 79.33 91.66 109.65 101.21 66.37 68.48 64.61 72.13 86.08 61.28 52.58 46.
↵05 89.84 97.12 55.6 79.4 78.97 90.49 77.63 99.52 101.97 134.58 107.99 123.44
↵149.09 134.0 136.46 155.98 145.43 159.09 167.4 166.07 157.02 167.24 141.43
↵157.95 141.55 137.2 128.4 148.16 145.4 97.34 136.77 113.32 119.56 129.44 129.
↵91 101.81 126.23 125.51 111.29],
[0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 7.22 38.17 45.
↵7 34.69 37.92 32.23 30.76 51.65 67.67 56.39 63.36 74.96 68.71 67.06 59.67 35.
↵11 43.89 65.54 94.68 91.57 94.27 73.39 67.52 67.65 65.01 61.71 76.81 65.51
↵36.79 29.36 29.36 29.36 23.16 44.06 53.52 51.41],dims=3)

```

#Dados de afluência(m³/s)

y = cat(

```

[1257.21 1672.42 1433.95 1404.5 1002.85 738.55 635.69 805.23 882.44 469.86
↵507.31 449.62 573.54 421.6 416.85 357.19 380.99 423.11 379.5 417.79 532.57
↵566.79 898.43 756.06 430.93 440.26 413.52 421.48 451.87 356.09 326.31 335.19
↵348.15 551.82 400.73 444.68 374.44 333.65 335.96 307.75 298.82 453.57 494.45
↵358.84 320.85 316.59 310.94 337.26 421.39 487.94 451.49 429.76],

```

[489.34 734.21 601.14 659.44 679.85 591.82 506.37 455.34 447.32 480.01 426.
 ↪91 456.94 400.18 415.05 421.48 330.1 412.45 303.34 382.16 382.49 788.45 338.
 ↪22 926.35 1001.44 572.56 427.17 396.25 407.58 408.85 338.36 344.75 390.82
 ↪377.91 465.16 381.69 377.7 226.7 221.37 265.9 426.81 454.12 442.51 424.4 668.
 ↪71 560.63 509.61 546.32 474.41 452.23 412.81 398.92 604.13],
 [694.6 413.19 607.68 570.69 382.76 312.24 302.85 301.98 305.17 401.29 365.
 ↪67 404.51 492.14 400.46 373.36 301.8 350.18 314.72 314.05 321.2 247.85 225.
 ↪77 248.24 258.74 245.7 296.61 320.41 348.08 352.72 360.57 370.99 370.24 378.
 ↪38 349.89 363.13 316.34 334.85 342.23 316.73 321.37 335.46 310.34 276.67 273.
 ↪33 231.02 230.21 257.38 253.46 226.93 217.1 215.41 225.43],
 [233.48 229.6 249.9 243.69 208.97 198.98 200.92 246.66 283.8 259.94 251.47
 ↪193.25 154.82 151.25 176.13 145.25 144.14 159.97 138.03 149.48 147.76 183.65
 ↪333.03 146.47 123.72 117.5 142.72 135.25 120.25 106.48 100.74 100.16 104.2
 ↪101.9 128.78 171.46 188.32 297.44 271.88 289.99 335.99 309.72 262.29 210.9
 ↪174.59 197.66 117.83 237.43 166.45 145.64 208.75 145.31],
 [126.1 173.19 158.94 161.32 160.51 208.02 184.06 178.11 180.95 145.78 135.
 ↪49 137.35 128.78 122.35 124.08 117.55 114.82 117.01 118.79 123.92 138.18 157.
 ↪48 174.53 181.24 176.05 248.7 259.6 172.2 158.45 154.0 158.06 168.48 166.26
 ↪341.01 201.82 162.45 136.89 134.54 130.47 127.11 150.59 145.53 155.96 213.2
 ↪254.87 271.94 266.52 242.1 210.8 210.19 211.9 156.14],
 [198.91 170.95 195.03 241.55 220.95 172.35 135.32 105.07 118.07 236.19 148.
 ↪95 113.96 105.31 92.69 84.29 84.53 81.93 77.77 79.07 124.08 144.43 144.28
 ↪137.45 135.14 134.3 142.47 124.75 115.16 131.67 115.92 114.43 112.94 110.94
 ↪112.15 121.26 118.18 122.65 135.21 121.42 218.65 257.72 289.16 235.9 170.74
 ↪140.21 130.54 132.27 136.96 131.52 133.19 127.74 122.9],
 [167.86 142.2 110.85 139.5 238.07 348.24 108.13 92.61 92.62 110.48 139.31
 ↪186.85 123.61 148.16 117.65 108.48 90.62 91.0 91.6 83.35 86.26 142.8 152.78
 ↪161.03 125.74 113.48 98.8 102.23 92.16 92.43 91.41 159.33 173.93 139.16 104.
 ↪02 136.05 162.86 146.41 267.63 300.4 327.47 274.33 387.59 353.0 218.55 260.
 ↪63 220.95 249.61 346.93 361.12 287.02 252.04],
 [452.5 505.11 479.64 488.67 413.42 367.17 296.19 312.14 330.05 300.5 282.16
 ↪277.5 282.62 250.22 244.83 206.42 225.02 212.42 214.74 228.9 297.93 251.29
 ↪410.11 377.16 258.43 255.17 250.87 243.14 245.14 218.07 215.24 233.88 237.11
 ↪294.44 243.06 246.7 220.96 230.12 244.28 284.58 308.6 317.88 319.61 321.25
 ↪271.53 273.88 264.6 275.89 279.47 281.14 271.61 276.53],
 [1257.21 1672.42 1433.95 1404.5 1002.85 738.55 635.69 805.23 882.44 480.01
 ↪507.31 456.94 573.54 421.6 421.48 357.19 412.45 423.11 382.16 417.79 788.45
 ↪566.79 926.35 1001.44 572.56 440.26 413.52 421.48 451.87 360.62 370.99 390.
 ↪82 378.38 551.82 400.73 444.68 374.44 342.23 335.96 426.81 454.12 453.57 494.
 ↪45 668.71 560.63 509.61 546.32 474.41 452.23 487.94 451.49 604.13],
 [126.1 142.2 110.85 139.5 160.51 172.35 108.13 92.61 92.62 110.48 135.49
 ↪113.96 105.31 92.69 84.29 84.53 81.93 77.77 79.07 83.35 86.26 142.8 137.45
 ↪135.14 123.72 113.48 98.8 102.23 92.16 92.43 91.41 100.16 104.2 101.9 104.02
 ↪118.18 122.65 134.54 121.42 127.11 150.59 145.53 155.96 170.74 140.21 130.54
 ↪117.83 136.96 131.52 133.19 127.74 122.9], dims=3)

#Variáveis

```
@variable(model, ger[n= 1:qn, b = 1:qb, t = 1:qt, c = 1:qc] 0) #ger =  
↳geração das térmicas  
@variable(model, gh[h=1:qh, t = 1:qt, c = 1:qc ] 0) #gh =  
↳geração das hidrelétricas  
@variable(model, u[h= 1:qh, t= 1:qt, c = 1:qc] 0) #u =  
↳Vazão turbinada(que passa pelas turbinas)  
@variable(model, v[h= 1:qh, t= 1:qt, c = 1:qc] 0) #v =  
↳Volume de agua do reservatório da hidrelétrica  
@variable(model, vfinal[h= 1:qh, t= 1:qt, c = 1:qc] 0) #v =  
↳Volume de agua do reservatório da hidrelétrica  
@variable(model, Vdef[h= 1:qh, t= 1:qt, c = 1:qc ] 0) #vdef =  
↳Vazão defluente  
@variable(model, s[h= 1:qh, t= 1:qt, c = 1:qc] 0) #s =  
↳vazão vertida(que passa pelo vertedouro)  
@variable(model, Custo[n= 1:qn, b = 1:qb, t = 1:qt, c = 1:qc] 0) #Custo  
@variable(model, f[l= 1:ql, t= 1:qt, c = 1:qc] 0)   
↳#fluxo da linha  
@variable(model, teta[i= 1:qi, t= 1:qt, c = 1:qc] 0)   
↳#Angulo das tensões das barras
```

#Função objetivo

```
@objective(model, Min, (sum(prob[c] for c = 1:qc) *  
↳sum(sum(sum(sum(Custo[n,b,t,c] for b = 1:qb) for n = 1:qn) for t = 1:qt) for  
↳c = 1:qc)))
```

#Restrições

1 - Custo

```
for c = 1:qc  
for t = 1:qt  
for b= 1:qb  
@constraint(model, [n= 1:qn], Custo[n,b,t,c]== lamb[n,b] * ger[n,b,t,c] )   
↳ #Quantidade gerada pela térmica tem que  
↳ser menor que a energia do bloco  
end  
end  
end
```

2 - Balanço de potência

```
for c = 1:qc  
for t = 1:qt
```

```

#@constraint(model, [i = 1: qi], sum( A[i,l] * f[l,t,c] for l= 1:ql ) -
↳sum(gh[h,t,c] for h = 1: qh) - sum(sum(ger[n,b,t,c] for n = 1: qn) for b= 1:
↳qb) == -d + (sum(ge[e,t,c] for e = 1: qe)*P) )
↳
@constraint(model, [i = 1: qi], sum( A[i,l] * f[l,t,c] for l = 1:ql ) -
↳(sum(gh[h,t,c] for h = 1: qh)*ig[i]) - (sum(sum(ger[n,b,t,c] for n = 1: qn)
↳for b= 1:qb) * it[i]) - ((sum(ge[e,t,c] for e = 1: qe)*P)*ie[i]) == -d2[i])
↳
end
end

```

Balanço de potencia 2

```

#for c = 1:qc
#for t = 1:qt
#@constraint(model , sum(sum(ger[n,b,t,c] for n = 1: qn) for b= 1:qb) +
↳sum(gh[h,t,c] for h = 1: qh) + (sum(ge[e,t,c] for e = 1: qe)*P) == d)
↳
#end
#end

```

3 - Produção hídrica => potência produzida pela usina hidrelétrica

```

for c = 1:qc
for t = 1:qt
@constraint(model, [h = 1: qh], gh[h,t,c] == K * Ht * u[h,t,c] * x)
↳
end
end

```

4 - Vazão defluente => soma da vazão vertida com a vazão turbinada

```

for c = 1:qc
for t = 1:qt
@constraint(model, [h = 1: qh], Vdef[h,t,c] == u[h,t,c] + s[h,t,c])
end
end

```

5 - Equilíbrio hídrico

```

for c = 1:qc
for t = 1:qt
if t == 1

```

```

@constraint(model, [h = 1:qh], v[h,t,c] == vini[h] + x * y[h,t,c] - x*u[h,t,c] -
↳ x*s[h,t,c])
end

```

```

if t > 1 && t < qt
@constraint(model, [h = 1:qh], v[h,t,c] == v[h,t-1,c] + x * y[h,t,c] -
↳ x*u[h,t,c] - x*s[h,t,c])
end

```

```

if t == qt
@constraint(model, [h = 1:qh], v[h,t,c] == vini[h])
@constraint(model, [h = 1:qh], v[h,t-1,c] + x*y[h,t,c] - x*u[h,t,c] -
↳ x*s[h,t,c] == v[h,t,c] )

```

```

end
end
end

```

#6 - Limitação dos blocos

```

for c = 1:qc
for t = 1:qt
for b = 1:qb
@constraint(model, [n = 1:qn], ger[n,b,t,c] ≤ Eg[n,b] )
↳ #Quantidade gerada pela térmica tem que ser menor que a
↳ energia do bloco
end
end
end

```

```

for c = 1:qc
for t = 1:qt
if (t == 1)
@constraint(model, [n = 1:qn], sum( ger[n,b,t,c] for b = 1:qb) - Pin[n] ≤ RS[n])
↳ #Rampa de subida
else
@constraint(model, [n = 1:qn], sum( ger[n,b,t,c] for b = 1:qb) - sum(
↳ ger[n,b,t-1,c] for b = 1:qb) ≤ RS[n])
end
end
end

```

```

for c = 1:qc
for t = 1:qt

```

```

if (t == 1)
@constraint(model, [n= 1:qn], Pin[n] - sum( ger[n,b,t,c] for b= 1:qb) == RD[n]
↳RD[n] #Rampa de descida
else
@constraint(model, [n= 1:qn], sum( ger[n,b,t-1,c] for b= 1:qb) - sum( ger[n,b,t,c] for b= 1:qb) == RD[n])
end
end
end

# 8 - Fluxo de potencia
for c = 1:qc
for t = 1:qt
for i = qi
if i == 0
@constraint(model, [i = 1: qi], teta[i,t,c] == 0 )
end
end
@constraint(model, [l = 1: ql], f[l,t,c] - re[l] * (sum( A[i,l] * teta[i,t,c] for i= 1:qi )) == 0 )
end
end

# 9 - Condições mínimas e máximas
for c = 1:qc
for t = 1:qt
@constraint(model, [h = 1: qh], v[h,t,c] >= vmin) #volume do reservatório tem que ser maior que o valor mínimo
@constraint(model, [h = 1: qh], v[h,t,c] <= vmax) #volume do reservatório tem que ser menor que o valor máximo

@constraint(model, [h = 1: qh], u[h,t,c] >= umin) #Vazão turbinada tem que ser maior que o valor mínimo
@constraint(model, [h = 1: qh], u[h,t,c] <= umax) #Vazão turbinada tem que ser menor que o valor maximo

@constraint(model, [h = 1: qh], s[h,t,c] >= smin) #Vazão vertidaa tem que ser maior que o valor mínimo
@constraint(model, [h = 1: qh], s[h,t,c] <= smax) #Vazão vertida tem que ser menor que o valor maximo

@constraint(model, [h = 1: qh], gh[h,t,c] >= ghmin) #Geração na hidrelétrica tem que ser maior que o valor mínimo

```

```

@constraint(model, [h = 1: qh], gh[h,t,c] ≤ ghmax)           #Geração na
↳hidráulica tem que ser menor que o valor máximo

@constraint(model, [n = 1: qn], sum(ger[n,b,t,c] for b= 1:qb) ≥ germin[n])
↳ #Geração na térmica tem que ser maior que o valor mínimo
@constraint(model, [n = 1: qn], sum(ger[n,b,t,c] for b= 1:qb) ≤ germax[n])
↳ #Geração na térmica tem que ser menor que o valor máximo

@constraint(model, [l = 1: ql], f[l,t,c] ≥ fmin[l] )         #Fluxo
↳mínimo
@constraint(model, [l = 1: ql], f[l,t,c] ≤ fmax[l])         #Fluxo
↳máximo
end
end

optimize!(model)

```