

**UMA ABORDAGEM DE APOIO À TOMADA DE DECISÃO DE  
COMPANHIAS GERADORAS (COM FONTES RENOVÁVEIS E  
TÉRMICAS) PARTICIPANDO NO MERCADO DE CURTO PRAZO  
DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO (POOL, CONTRATOS E  
RESERVA) E CONSIDERANDO O IMPACTO DO RISCO**

**PEDRO VITOR FERREIRA GONÇALVES**

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO EM ENGENHARIA ELÉTRICA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**FACULDADE DE TECNOLOGIA  
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA**

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA  
FACULDADE DE TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**FACULDADE DE TECNOLOGIA**

**UMA ABORDAGEM DE APOIO À TOMADA DE DECISÃO DE  
COMPANHIAS GERADORAS (COM FONTES RENOVÁVEIS E  
TÉRMICAS) PARTICIPANDO NO MERCADO DE CURTO PRAZO  
DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO (POOL, CONTRATOS E  
RESERVA) E CONSIDERANDO O IMPACTO DO RISCO**

**PEDRO VITOR FERREIRA GONÇALVES**

**ORIENTADOR: PROF. PABLO EDUARDO CUERVO FRANCO  
COORIENTADOR: BRUNO GOULART DE FREITAS MACHADO**

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA**

**BRASÍLIA/DF: MAIO - 2021**

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA  
FACULDADE DE TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**UMA ABORDAGEM DE APOIO À TOMADA DE DECISÃO DE  
COMPANHIAS GERADORAS (COM FONTES RENOVÁVEIS E  
TÉRMICAS) PARTICIPANDO NO MERCADO DE CURTO PRAZO  
DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO (POOL, CONTRATOS E  
RESERVA) E CONSIDERANDO O IMPACTO DO RISCO**

**PEDRO VITOR FERREIRA GONÇALVES**

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA  
ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA COMO  
PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE BACHAREL.**

**APROVADA POR:**

---

**Pablo Eduardo Cuervo Franco – ENE/UnB  
Presidente da banca**

---

**Bruno Goulart de Freitas Machado – SRG/ANEEL  
Examinador externo**

---

**Prof. Ivan Marques de Toledo Camargo– ENE/UnB  
Examinador interno**

**BRASÍLIA, 20 DE MAIO DE 2021.**

## FICHA CATALOGRÁFICA

GONÇALVES, PEDRO VITOR FERREIRA

Uma abordagem de apoio à tomada de decisão de companhias geradoras (com fontes renováveis e térmicas) participando no mercado de curto prazo de energia elétrica Brasileiro (pool, contratos e reserva) e considerando o impacto do risco [Distrito Federal] 2021.

xvii, 103p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Bacharel, Engenharia Elétrica, 2021).

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

Departamento de Engenharia Elétrica

1. Mercado de Energia

2. Otimização

3. Produção de cenários

4. Processos estocásticos

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

## REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

GONÇALVES, P. V. F (2021). Uma abordagem de apoio à tomada de decisão de companhias geradoras (com fontes renováveis e térmicas) participando no mercado de curto prazo de energia elétrica Brasileiro (pool, contratos e reserva) e considerando o impacto do risco . Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, Publicação , Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 103p.

## CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Pedro Vitor Ferreira Gonçalves

TÍTULO: Uma abordagem de apoio à tomada de decisão de companhias geradoras (com fontes renováveis e térmicas) participando no mercado de curto prazo de energia elétrica Brasileiro (pool, contratos e reserva) e considerando o impacto do risco .

GRAU: Bacharel ANO: 2021

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta trabalho de conclusão de curso e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa trabalho de conclusão de curso pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

---

Pedro Vitor Ferreira Gonçalves

Departamento de Engenharia Elétrica (ENE) - FT

Universidade de Brasília (UnB)

Campus Darcy Ribeiro

CEP 70919-970 - Brasília - DF - Brasil

*The curious task of economics is to demonstrate to men how little they really know about what they imagine they can design.*

*Friedrich Hayek, *The Fatal Conceit: The Errors of Socialism**

## ACKNOWLEDGMENTS

*Agradeço primeiramente a Deus pela minha vida, pelo entusiasmo e força de viver que me dá todos os dias, pelas condições favoráveis que me foram dadas para cursar Engenharia Elétrica na Universidade de Brasília e pela capacidade de chegar ao fim dessa jornada.*

*Agradeço também à minha família que tanto me apoiou nesse período, em especial meus pais - Rosana e Pedro - que me educaram e formaram meu caráter; me ensinaram que o caminho para um mundo melhor e uma vida melhor é o estudo. Meus pais são meus maiores incentivadores, sempre me ofereceram amor, carinho e suporte, além disso, são grandes exemplos de pessoas dignas, honestas e batalhadoras, espelho-me neles todos os dias. Graças ao empenho deles e a um milagre de Deus eu estou vivo hoje.*

*Deixo meu muito obrigado à Universidade de Brasília por se mostrar um local tão interessante e diversificado, onde pude reafirmar quem eu sou e aprender o ofício da engenharia. Agradeço também à ANEEL e à TRUE - Comercializadora que disponibilizaram infraestrutura para executar o NEWAVE.*

*Por fim, agradeço meus professores que contribuíram em minha formação e me ensinaram os conceitos do ofício de engenheiro. Em especial, Pablo e Bruno que me orientaram por mais de um ano para a elaboração deste trabalho. Os dois são exemplos de profissionais e seres humanos, assim como todos os professores da Faculdade de Tecnologia.*

## **RESUMO**

**Título:** Uma abordagem de apoio à tomada de decisão de companhias geradoras (com fontes renováveis e térmicas) participando no mercado de curto prazo de energia elétrica Brasileiro (pool, contratos e reserva) e considerando o impacto do risco

**Autor:** Pedro Vitor Ferreira Gonçalves

**Orientador:** Prof. Pablo Eduardo Cuervo Franco

**Coorientador:** Bruno Goulart de Freitas Machado

**Graduação em Engenharia Elétrica**

**Brasília, 20 de maio de 2021**

Este trabalho apresenta a modelagem linear de um mercado de energia formado por maximização dos lucros e não por minimização dos custos das companhias geradoras hidrelétricas, termelétricas e eólicas. O trabalho fornece cenários estocásticos para variáveis que não são possíveis de determinar com precisão - preços, geração eólica, disponibilidade hidrelétrica - acoplando-as ao histórico brasileiro e ao modelo de otimização mensal utilizado pelo Brasil, NEWAVE. O modelo é desenvolvido na ferramenta computacional GAMS (General Algebraic Modeling System) e utiliza programação estocástica. O modelo encontra a melhor distribuição de variáveis de decisão para maximizar o lucro da companhia durante 4 combinações sazonais do ano considerando o risco. Além disso, o modelo também aborda o desenho de um mercado de serviços ancilares de energia reserva.

**Palavras-chave:** Mercado de Energia, Otimização, Produção de cenários, Processos estocásticos

## **ABSTRACT**

**Title:** Faculdade de Tecnologia

**Author:** Pedro Vitor Ferreira Gonçalves

**Supervisor:** Prof. Pablo Eduardo Cuervo Franco

**Co-Supervisor:** Bruno Goulart de Freitas Machado

**Graduate Program in Electrical Engineering**

**Brasília, May 20th, 2021**

This work presents the linear modeling of an energy market formed by maximizing profits and not minimizing the costs of hydroelectric, thermoelectric and wind generating companies. The work provides stochastic scenarios for variables that are not possible to accurately determine - prices, wind generation, hydroelectric availability - coupling them to the Brazilian history and to the monthly optimization model used by Brazil, NEWAVE. The model is developed in the computational tool GAMS (General Algebraic Modeling System) and uses stochastic programming, it, also, finds the best distribution of decision variables to maximize the company's profit during the 4 seasons considering the risk. In addition, the model also addresses the design of a market for ancillary reserve energy services.

**Keywords:** Energy Market, Optimization, Scenario Production, Stochastic Processes



## SUMÁRIO

---

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
1.1	HISTÓRICO .....	1
1.2	PANORAMA ATUAL.....	2
1.3	MODELOS COMPUTACIONAIS PARA OTIMIZAÇÃO DA OPERAÇÃO .....	3
1.3.1	NEWAVE .....	4
1.3.2	DECOMP .....	5
1.3.3	DESSEM .....	5
1.4	OBJETIVOS .....	6
1.5	JUSTIFICATIVA .....	7
1.6	MOTIVAÇÃO DO ESTUDO .....	8
1.7	CONTRIBUIÇÕES .....	8
1.8	ORGANIZAÇÃO DO TEXTO .....	8
<b>2</b>	<b>FORMULAÇÃO DO MODELO.....</b>	<b>10</b>
2.1	RESOLUÇÃO NO TEMPO .....	10
2.2	USINAS HIDRELÉTRICAS .....	10
2.2.1	UHE CAPIVARA .....	10
2.2.2	UHE CHAVANTES.....	11
2.2.3	UHE JURUMIRIM .....	11
2.2.4	POTÊNCIA INICIAL.....	11
2.2.5	POTÊNCIA MÁXIMA E MÍNIMA .....	12
2.2.6	RAMPAS DE SUBIDA E DESCIDA .....	12
2.2.7	CUSTO DA GERAÇÃO .....	12
2.3	USINA EÓLICA .....	12
2.4	USINAS TERMELÉTRICAS .....	13
2.5	DISPONIBILIDADE ENERGÉTICA SEMANAL .....	13
2.6	CONTRATOS BILATERAIS .....	14
2.6.1	VIGÊNCIA DOS CONTRATOS .....	14
2.7	MERCADO DE CURTO PRAZO.....	15
2.8	MERCADO DE ENERGIA RESERVA .....	15
2.9	MODELAGEM DO RISCO .....	15
2.9.1	VALUE AT RISK OU VAR ( $\xi$ ) .....	15
2.9.2	CONDITIONAL VALUE AT RISK (CVAR) .....	16
2.9.3	FATOR DE AVERSÃO AO RISCO ( $\beta$ ) .....	16
2.10	FUNÇÃO OBJETIVO E RESTRIÇÕES .....	16

2.10.1	LUCRO POR MEIO DOS CONTRATOS BILATERAIS (TERMO 1) .....	17
2.10.2	LUCRO ESPERADO NO MCP E COM ENERGIA RESERVA NO DIA ALVO	18
2.10.3	LUCRO ESPERADO NO MCP E COM ENERGIA RESERVA NA SEMANA .	18
2.10.4	CONTROLE DE RISCO PELO CVAR .....	19
2.10.5	RESTRIÇÕES E CONDIÇÕES DE CONTORNO .....	20
2.11	SOFTWARE OTIMIZADOR: GAMS .....	22
2.12	COMPLEXIDADE DO PROBLEMA .....	22
<b>3</b>	<b>PREMISSAS E PROCESSO DE OBTENÇÃO DE DADOS DE ENTRADA</b>	<b>23</b>
3.1	MESES DE ESTUDO .....	24
3.2	ACOPLAMENTO COM O NEWAVE .....	25
3.3	FORMAÇÃO DE PREÇOS POR ENERGIA RESERVA .....	25
3.4	PRODUÇÃO DE CENÁRIOS .....	26
3.4.1	TRATAMENTO DE DADOS DOS 4 CASOS BASE DO NEWAVE .....	26
3.4.2	TRATAMENTO DE DADOS DOS 4 CASOS MODIFICADOS DO NEWAVE ..	28
3.4.3	PLD HORÁRIO .....	29
3.4.4	PLD DE MAIS DIAS DA SEMANA .....	33
3.4.5	PREÇOS DA ENERGIA RESERVA - DIA ALVO .....	35
3.4.6	PREÇOS DA ENERGIA RESERVA - DE MAIS DIAS DA SEMANA .....	35
3.4.7	CUSTOS DAS USINAS TERMELÉTRICAS .....	36
3.4.8	CENÁRIOS DE GERAÇÃO EÓLICA .....	38
3.4.9	CENÁRIOS DE LIMITE DE GERAÇÃO HIDRELÉTRICA .....	41
3.4.10	PROBABILIDADES ASSOCIADAS AOS CENÁRIOS S ( $\alpha$ ) E W ( $\delta$ ) .....	43
<b>4</b>	<b>RESULTADOS .....</b>	<b>45</b>
4.1	MARÇO .....	45
4.1.1	CASO BASE .....	45
4.1.2	CASO A .....	47
4.1.3	CASO B .....	47
4.1.4	CASO C .....	49
4.1.5	CASO D .....	49
4.1.6	CASO E .....	51
4.2	COMPARATIVO ENTRE MESES .....	57
4.2.1	JUNHO .....	57
4.2.2	SETEMBRO .....	57
4.2.3	NOVEMBRO .....	57
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>62</b>
5.1	CONTRIBUIÇÕES FUTURAS .....	62

<i>SUMÁRIO</i>	x
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>63</b>
<b>A CÓDIGO GAMS .....</b>	<b>67</b>
A.1 MARÇO .....	67

## LISTA DE FIGURAS

---

1.1	Fluxograma do SEB (Fonte: CCEE).....	3
1.2	Dilema do Operador (Fonte: Suanno, Claudia Maria, Operação Estocástica de Sistemas Hidrotérmicos com Representação da Produtibilidade Variável)...	4
1.3	Processo de tomada de decisão do DECOMP (Fonte: CEPEL).....	5
1.4	Curva de oferta de energia termelétrica - Newave - Março de 2019 .....	6
2.1	Topologia da bacia do Paranapanema .....	11
3.1	Panorama hidrológico do Sudeste em 2019 .....	25
3.2	Funções de densidade acumulada discretas de Março, Junho, Setembro e Novembro de 2019 .....	27
3.3	Funções de densidade acumulada discretas de Março, Junho, Setembro e Novembro de 2019 para os preços de energia reserva .....	29
3.4	Preços horários, semanais e mensais do Sudeste em 2019 .....	31
3.5	Distribuição dos PLDs médios diários em 2019 .....	31
3.6	Cenários horários normalizados 2019 .....	32
3.7	Cenários de PLD horário de Março, Junho, Setembro e Novembro de 2019 ....	32
3.8	Cenários em intervalos de 8h normalizados 2019 .....	34
3.9	Cenários de PLD nos 6 dias restantes da semana alvo de Março, Junho, Setembro e Novembro de 2019.....	34
3.10	Cenários de preços horários de energia reserva de Março, Junho, Setembro e Novembro de 2019 .....	35
3.11	Cenários de preços nos 6 dias restantes da semana alvo de energia reserva de Março, Junho, Setembro e Novembro de 2019.....	36
3.12	Arquivo clast.dat.....	37
3.13	Funções de densidade acumulada de cada mês em baixa do feijão .....	39
3.14	Cenários de Geração Eólica Horários .....	39
3.15	Cenários de Geração Eólica demais dias .....	40
3.16	Funções de densidade acumulada dos limites semanais de Geração Hidrelétrica para o mês de março .....	41
3.17	Funções de densidade acumulada dos limites semanais de Geração Hidrelétrica para o mês de junho .....	42
3.18	Funções de densidade acumulada dos limites semanais de Geração Hidrelétrica para o mês de setembro.....	42
3.19	Funções de densidade acumulada dos limites semanais de Geração Hidrelétrica para o mês de novembro .....	43

4.1	Geração individual esperada por unidade geradora no caso base de março .....	48
4.2	Ofertas de determinadas horas para o mercado pool de março no dia alvo para o Caso Base .....	48
4.3	Comparação de Geração Termelétrica em cada UTE entre o caso Base e o caso B .....	50
4.4	Oferta de energia no dia alvo para o caso C.....	50
4.5	Ofertas de determinadas horas para o mercado pool de março no dia alvo para o Caso Base, Caso A, Caso B e Caso C .....	53
4.6	Lucro esperado e CVaR para os casos: Base, A, B e C simulado.....	53
4.7	Lucro esperado da energia de reserva para os casos: Base, A, B e C simulado .	54
4.8	Lucro esperado para a sensibilização da variação de $\mu$ .....	54
4.9	Lucro esperado em função do CVaR para a sensibilização da variação de $\beta$ ....	55
4.10	Gráfico de $\frac{dLucro}{dCVaR}$ em função de $\beta$ .....	56
4.11	Geração individual esperada por unidade geradora no caso base de junho.....	58
4.12	Geração individual esperada por unidade geradora no caso base de setembro ..	59
4.13	Geração individual esperada por unidade geradora no caso base de novembro .	60
4.14	Oferta no mercado de curto prazo e nos contratos bilaterais por mês .....	60

## LISTA DE TABELAS

---

2.1	Complexidade do problema.....	22
3.1	Preços mensais do Sudeste em 2019 e suas probabilidades de ocorrência de acordo com o Newave .....	28
3.2	Preços mensais de energia reserva do Sudeste em 2019 e suas probabilidades de ocorrência de acordo com o Newave .....	30
3.3	Termelétricas escolhidas e seus CVU .....	38
3.4	Probabilidades associadas aos cenários s de cada mês .....	44
3.5	Probabilidades associadas aos cenários w de cada mês .....	44
4.1	Características técnicas de cada hidrelétrica do estudo.....	46
4.2	Características técnicas de cada hidrelétrica do estudo.....	46
4.3	Características técnicas da usina eólica do estudo.....	46
4.4	Características técnicas de cada termelétrica do estudo .....	47
4.5	Características técnicas de cada termelétrica do estudo .....	47
4.6	Termelétricas escolhidas e seus CVU .....	49
4.7	Dados técnicos dos contratos .....	51
4.8	Resultados dos Casos: Base, A, B, C.....	51
4.9	Resultados dos Casos: Março, Junho, Setembro e Novembro.....	61

## LISTA DE SÍMBOLOS

---

### Índices e números

<b>bg</b>	Blocos de geração das unidades termelétricas
<b>b</b>	Blocos dos contratos bilaterais semanais
<b>c</b>	Tipos de contrato bilateral semanal
<b>it</b>	Unidades geradoras termelétricas (UTE)
<b>i</b>	Unidades geradoras hidrelétricas (UHE)
<b>r</b>	Intervalos de tempo na semana
<b>s</b>	Cenários de preço no dia alvo
<b>t</b>	Intervalos de tempo no dia alvo
<b>w</b>	Cenários de preço na semana

### Constantes

$\alpha_s$	Probabilidade de ocorrência do cenário $s$	
$\beta$	Fator de aversão ao risco	
$cost$	Custo incremental de geração das unidades hidrelétricas	[R\$/MWh]
$cvu_{itbg}$	Custo incremental de geração das unidades termelétricas	[R\$/MWh]
$Dc_c^D$	Intervalo de duração dos contratos bilaterais semanais no dia alvo	[h]
$Dc_c^W$	Intervalo de duração dos contratos bilaterais semanais na semana	[h]
$\delta_w$	Probabilidade de ocorrência do cenário $w$	
$Dp_r^W$	Intervalo de duração do período do mercado pool na semana	[h]
$Dp_t^D$	Intervalo de duração do período do mercado pool no dia alvo	[h]
$\gamma$	Nível de confiança	
$P_{cb}^{max}$	Potência máxima que pode ser vendida pelo bloco (b) do contrato bilateral semanal (c)	[MW]
$P_e^{max}$	Potência máxima da unidade geradora eólica	[MW]
$P_e^{min}$	Potência mínima da unidade geradora eólica	[MW]
$P_i^{max}$	Potência máxima da unidade geradora hidrelétrica (i)	[MW]
$P_i^{min}$	Potência mínima da unidade geradora hidrelétrica (i)	[MW]
$P_{it}^{min}$	Potência mínima da unidade geradora termelétrica (it)	[MW]
$\lambda_{cb}$	Preço da energia de cada bloco (b) do contrato bilateral semanal (c)	[R\$/MWh]
$P_{it}^{max}$	Potência máxima da unidade geradora termelétrica (it)	[MW]
$RC_{cr}$	Período abrangido pelo contrato na semana	
$R_i^{down}$	Rampa de descida da unidade geradora hidrelétrica	[MW/h]
$R_{it}^{down}$	Rampa de descida da unidade geradora termelétrica	[MW/h]
$R_{it}^{up}$	Rampa de subida da unidade geradora termelétrica	[MW/h]
$R_i^{up}$	Rampa de subida da unidade geradora hidrelétrica	[MW/h]

$TC_{ct}$  Período abrangido pelo contrato no dia alvo

### Variáveis

$C_{rws}^W$	Custo operativo de geração na semana para o período r do cenário w,s	[R\$]
$C_{ts}^D$	Custo operativo de geração no dia alvo para o período t do cenário s	[R\$]
$CVaR$	Conditional Value at Risk (CVaR)	
$edayav_{is}$	Energia disponível no dia para o gerador i no cenário s	[MWh]
$EGp_{irws}^W$	Energia gerada pela unidade hidrelétrica i para o instante r e cenário w,s	[MWh]
$EGp_{its}^D$	Energia gerada pela unidade hidrelétrica i para o instante t e cenário s	[MWh]
$EGrv_{rws}^W$	Energia ofertada pela companhia geradora no mercado de energia reserva para o instante r e cenário w,s	[MWh]
$EGrv_{ts}^D$	Energia ofertada pela companhia geradora no mercado de energia reserva para o instante t e cenário s	[MWh]
$EG_{rws}^W$	Energia ofertada pela companhia geradora no mercado de curto prazo para o instante r e cenário w,s	[MWh]
$EGt_{itrws}^W$	Energia gerada pela unidade termelétrica it para o instante r e cenário w,s	[MWh]
$EGt_{itts}^D$	Energia gerada pela unidade termétrica it para o instante t e cenário s	[MWh]
$EG_{ts}^D$	Energia ofertada pela companhia geradora no mercado de curto prazo para o instante t e cenário s	[MWh]
$\eta_{ws}$	Variável auxiliar para o cálculo do conditional value at risk (CVaR)	
$edayav_{iws}$	Energia disponível na semana para o gerador i no cenário w,s	[MWh]
$Exp_{prv}$	Lucro Esperado do Mercado de Energia Reserva	[R\$]
$Exp_p$	Lucro Esperado	[R\$]
$G_{cb}$	Potência ofertada no bloco b do contrato bilateral c	[MW]
$Gp_{irws}^W$	Potência gerada pela unidade hidrelétrica i para o instante r e cenário w,s	[MW]
$Gp_{its}^D$	Potência gerada pela unidade hidrelétrica i para o instante t e cenário s	[MW]
$Grv_{rws}^W$	Potência ofertada pela companhia geradora no mercado de energia reserva para o instante r e cenário w,s	[MW]
$Grv_{ts}^D$	Potência ofertada pela companhia geradora no mercado de energia reserva para o instante t e cenário s	[MW]
$G_{rws}^W$	Potência ofertada pela companhia geradora no mercado de curto prazo para o instante r e cenário w,s	[MW]
$Gt_{itrws}^W$	Potência gerada pela unidade termelétrica it para o instante r e cenário w,s	[MW]
$Gt_{itts}^D$	Potência gerada pela unidade termétrica it para o instante t e cenário s	[MW]



$G_{ts}^D$	Potência ofertada pela companhia geradora no mercado de curto prazo para o instante $t$ e cenário $s$	[MW]
$\xi$	Value at Risk (VaR)	
$z$	Função objetivo	[R\$]

**Variáveis Estocásticas**

$EGe_{rws}^W$	Energia gerada pela unidade eólica para o instante $r$ e cenário $w,s$	[MWh]
$EGe_{ts}^D$	Energia gerada pela unidade eólica para o instante $t$ e cenário $s$	[MWh]
$endwk_{iws}$	Limite de energia disponível no horizonte para o gerador $i$ no cenário $w,s$	[MWh]
$Ge_{rws}^W$	Potência gerada pela unidade eólica para o instante $r$ e cenário $w,s$	[MW]
$Ge_{ts}^D$	Potência gerada pela unidade eólica para o instante $t$ e cenário $s$	[MW]
$\lambda_{rws}^W$	PLD no mercado de curto prazo no instante $r$ no cenário $w,s$ para a semana	[R\$/MWh]
$\lambda_{ts}^D$	PLD no mercado de curto prazo no instante $t$ no cenário $s$ para o dia alvo	[R\$/MWh]
$\lambda rv_{rws}^W$	Preço da energia no mercado de energia reserva no instante $r$ no cenário $w,s$ para a semana	[R\$/MWh]
$\lambda rv_{ts}^D$	Preço da energia no mercado de energia reserva no instante $t$ no cenário $s$ para o dia alvo	[R\$/MWh]

## LISTA DE ACRÔNIMOS E ABREVIACÕES

---

<b>ACL</b>	Ambiente de Contratação Livre. 1, 2
<b>ACR</b>	Ambiente de Contratação Regulada. 1, 2
<b>ANEEL</b>	Agência Nacional de Energia Elétrica. 1, 2
<b>CCEE</b>	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. 1, 2
<b>CMO</b>	Custo Marginal de Operação. 1, 2
<b>CMSE</b>	Comitê de Monitoramento de do Setor Elétrico. 1, 2
<b>CNPE</b>	Conselho Nacional de Política Energética. 1, 2
<b>CVU</b>	Custo Variável Unitário. 1, 2
<b>EARM</b>	Energia Armazenada. 1, 2
<b>ENA</b>	Energia Natural Afluente. 1, 2
<b>EPE</b>	Empresa de Pesquisa Energética. 1, 2
<b>GENCO</b>	Agente Gerador. 1, 2
<b>MME</b>	Ministério de Minas e Energia. 1, 2
<b>ONS</b>	Operador Nacional do Sistema Elétrico. 1, 2
<b>PDDE</b>	Programação Dinâmica Dual Estocástica. 1, 2
<b>PLD</b>	Preço de Liquidação das Diferenças. 1, 2
<b>SIN</b>	Sistema Interligado Nacional. 1, 2
<b>UEE</b>	Usina Eólica. 1, 2
<b>UHE</b>	Usina Hidrelétrica. 1, 2
<b>UTE</b>	Usina Termelétrica. 1, 2

# 1 INTRODUÇÃO

---

## 1.1 HISTÓRICO

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) passou por diversas mudanças em suas regras no passado e moderniza-se continuamente para viabilizar a comercialização de energia, possui um modelo de formação de preços com base na minimização de custos operativos imediatos e futuros. Isso se dá porque o Brasil possui alta quantidade de potência hidrelétrica instalada, dessa forma, é possível utilizar os reservatórios imediatamente ou no futuro, de acordo com o custo de oportunidade do valor da água. O SEB é formado por diversos agentes geradores, transmissores, distribuidores, comercializadores e consumidores que se dividem em dois ambientes: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). O primeiro compreende a compra e venda de energia realizada em leilões organizados pelo governo, com preços estabelecidos no leilão que não podem ser alterados bilateralmente pelos geradores e distribuidores. Esse ambiente corresponde a 75% da energia comercializada. Já o ACL consiste na comercialização de energia livremente entre geradores, distribuidores, consumidores livres e especiais e exportadores.

Além disso, o Brasil regionalizou a operação em quatro subsistemas: Sudeste/Centro-Oeste (SE), Sul (S), Nordeste (NE) e Norte (N). Esses subsistemas compõem o Sistema Interligado Nacional (SIN) que abrange quase todo o território nacional. Apenas Roraima está desconectada.

Tal estrutura do SEB se formou num processo histórico que passou por reformas ao longo do tempo. Em 1996, foi estabelecido o Mercado Atacadista de Energia Elétrica e havia um objetivo de tornar o ambiente brasileiro favorável para investimentos privados na energia elétrica. Dessa forma, surgiu o Operador Nacional do Sistema (ONS) com o objetivo de coordenar em tempo real a operação das usinas do país para manter o sistema funcionando com o menor custo possível. Além disso, nessa reforma, foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), uma autarquia especial com o objetivo de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia.

Contudo, houve outra reforma, em 2004, devido à baixa oferta de energia em 2001 que levou a um apagão no mesmo ano. Tal reforma propiciou um ambiente favorável para investimentos na expansão da capacidade instalada e no aumento da segurança do fornecimento de energia para o território nacional. Esse remodelamento do SEB criou dois ambientes de contratação: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre

(ACL); foi criada no mesmo ano a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) com o objetivo de viabilizar a comercialização de energia elétrica no mercado brasileiro e suceder o Mercado Atacadista de Energia Elétrica.

## **1.2 PANORAMA ATUAL**

Atualmente, o SEB é estruturado da seguinte forma:

1. ANEEL: autarquia especial com o objetivo de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia, garantir que as tarifas sejam viáveis para a manutenção dos empreendimentos de energia elétrica e para que os consumidores consigam pagar por elas.
2. Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE): coordenado pelo Ministério de Minas e Energia, sua finalidade é garantir a segurança do fornecimento de energia elétrica em todo o país.
3. Conselho Nacional de Política Energética (CNPE): órgão interministerial, suas atribuições incluem a elaboração de políticas e diretrizes de energia para garantir o suprimento desse produto a todo Brasil.
4. Empresa de Pesquisa Energética (EPE): instituição vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME) com o objetivo de produzir estudos e pesquisas para que os tomadores de decisão e planejadores atuem da melhor forma possível, com a informação mais atualizada.
5. Ministério de Minas e Energia (MME): órgão do governo federal condutor das políticas energéticas brasileiras, formulador e implementador de políticas em consonância com as diretrizes do CNPE.
6. Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS): opera, supervisiona e controla a geração de energia em tempo real. Além disso, administra a rede básica brasileira. Suas ações são pautadas na garantia de segurança do sistema com a otimização de custos.
7. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): contabiliza e liquida os contratos de energia no mercado de curto prazo (MCP). Sua finalidade é administrar a comercialização de energia no Brasil.

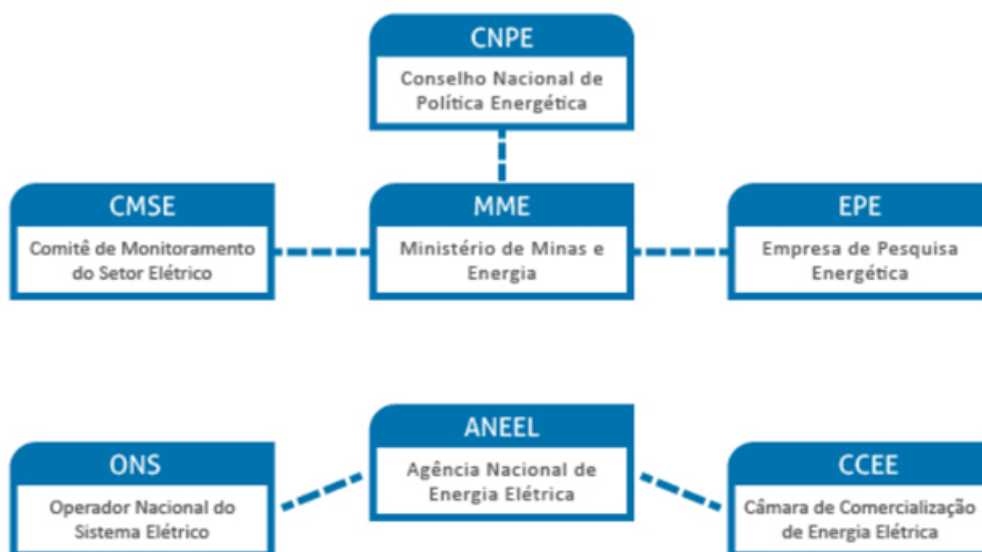


Figura 1.1 – Fluxograma do SEB (Fonte: CCEE)

### 1.3 MODELOS COMPUTACIONAIS PARA OTIMIZAÇÃO DA OPERAÇÃO

A metodologia para cálculo de preços de energia no país segue um modelo de minimização dos custos operativos imediatos e futuros. Tal problema seria simples de ser resolvido, caso o país não possuísse tamanha capacidade de armazenar energia hidrelétrica em seus reservatórios, bastaria ordenar a oferta de energia termelétrica e renovável não-controlável (eólica, solar, biomassa, hidrelétricas a fio d'água) da mais barata para a mais cara e despachá-las conforme a demanda de energia (fonte: CEPEL).

Entretanto, o Brasil possui uma capacidade de armazenar 290,23 GWm (fonte: ONS), tal capacidade implica que a decisão de usar ou não o reservatório impactará nos custos operativos do futuro. Como mostra a figura 1.2, escolher pela utilização dos reservatórios e as afluições futuras forem baixas, o futuro terá custo elevado pela maior utilização de termelétricas e aumentará risco de déficit. Se a escolha for por não utilizar os reservatórios e as afluições futuras forem elevadas, haverá vertimento e desperdício de energia que poderia ter minimizado o custo imediato (fonte: Suanno).

Além disso, o país é territorialmente extenso, ou seja, é possível haver volumes de afluições acima da média em uma região e volumes abaixo da média em outra região, sendo indispensável saber as condições de cada reservatório em cada estágio. Contudo, para resolver um problema de programação dinâmica como esse, o número de reservatórios implica um aumento exponencial do número de operações feitas pelo modelo para resolver o problema (maldição da dimensionalidade).

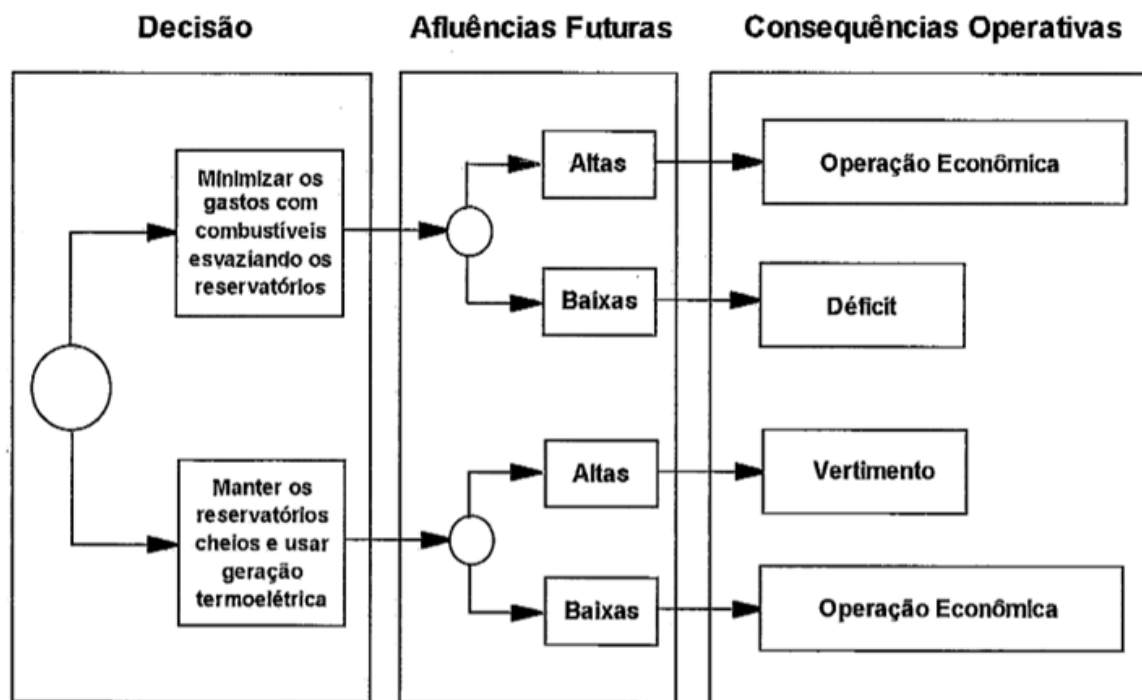


Figura 1.2 – Dilema do Operador (Fonte: Suanno, Claudia Maria, Operação Estocástica de Sistemas Hidrotérmicos com Representação da Produtibilidade Variável)

Dessa forma, é necessário utilizar um algoritmo que resolva o problema minimizando o custo total e não apenas o custo imediato. Assim, o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) desenvolveu 3 modelos para otimizar a operação: NEWAVE (médio e longo prazo), DECOMP (curto prazo) e DESSEM (curtíssimo prazo). Essa é a cadeia formal utilizada no SEB.

### 1.3.1 NEWAVE

O NEWAVE é um modelo com o horizonte de até 5 anos com intervalos mensais, utilizado para o planejamento da expansão e para a operação no médio prazo. Esse modelo representa o Sistema Interligado Nacional (SIN) de forma agregada e calcula a política de operação com base na Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE).

Dessa forma, ele representa o SIN em 4 submercados – SE, S, NE e N – e em 12 reservatórios equivalentes (REEs) – Sudeste, Madeira, Teles Pires, Itaipu, Paraná, Paranapanema, Sul, Iguaçu, Nordeste, Norte, Belo Monte, Manaus – ou seja, a resolução espacial e temporal é baixa em favor de um maior horizonte. O objetivo do NEWAVE é valorar a água no tempo em função dos níveis dos reservatórios, construindo uma função de custo futuro para o uso da água. Ao soma-la com a função de custo imediato (uso de termelétricas), teremos um ponto crítico ( $\frac{dC_T}{dP_{UHE}} = 0$ ) em que o custo total é mínimo (fonte: CEPEL).

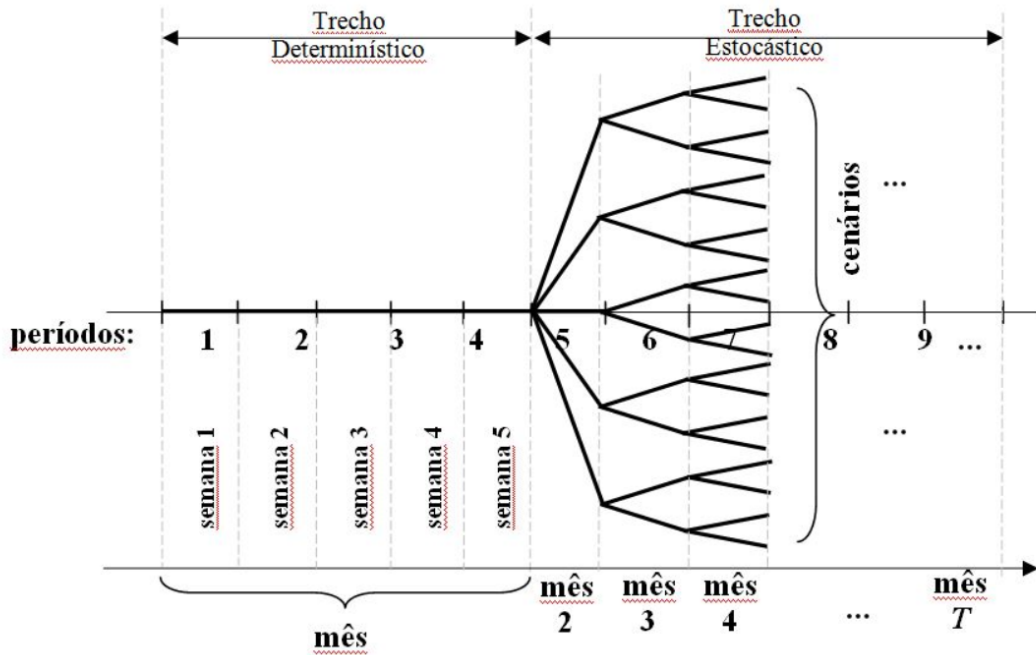


Figura 1.3 – Processo de tomada de decisão do DECOMP (Fonte: CEPEL)

### 1.3.2 DECOMP

O DECOMP é um modelo utilizado no curto prazo com horizonte de até 12 meses com intervalos semanais no primeiro mês e intervalos mensais nos meses seguintes, utilizado para o planejamento da operação do SIN no curto prazo. Por ter um horizonte menor, sua resolução temporal é mais detalhada (resolução semanal) e sua resolução espacial também (é possível determinar as gerações individuais das usinas hidrelétricas e termelétricas, assim como os intercâmbios de energia até o fim do horizonte). Para não desconsiderar o custo futuro, o decomp acopla-se ao NEWAVE para utilizar sua função de custo futuro (fonte: CEPEL).

### 1.3.3 DESSEM

O DESSEM é um modelo utilizado no curtíssimo prazo com preços semi-horários (a cada 30 minutos para o dia alvo) utilizado atualmente na liquidação de preços pela CCEE, na CCEE, o preço é horário. Seus aprimoramentos constinuem uma maior resolução temporal (semi-hora) e espacial (custo marginais de operação por barramento do Brasil) em detrimento de um horizonte maior. Além disso, no DESSEM, são tratadas características de usinas geradoras como rampas de subida e descida na geração e tempo mínimo de acionamento (Unit Commitment)(fonte: CEPEL).

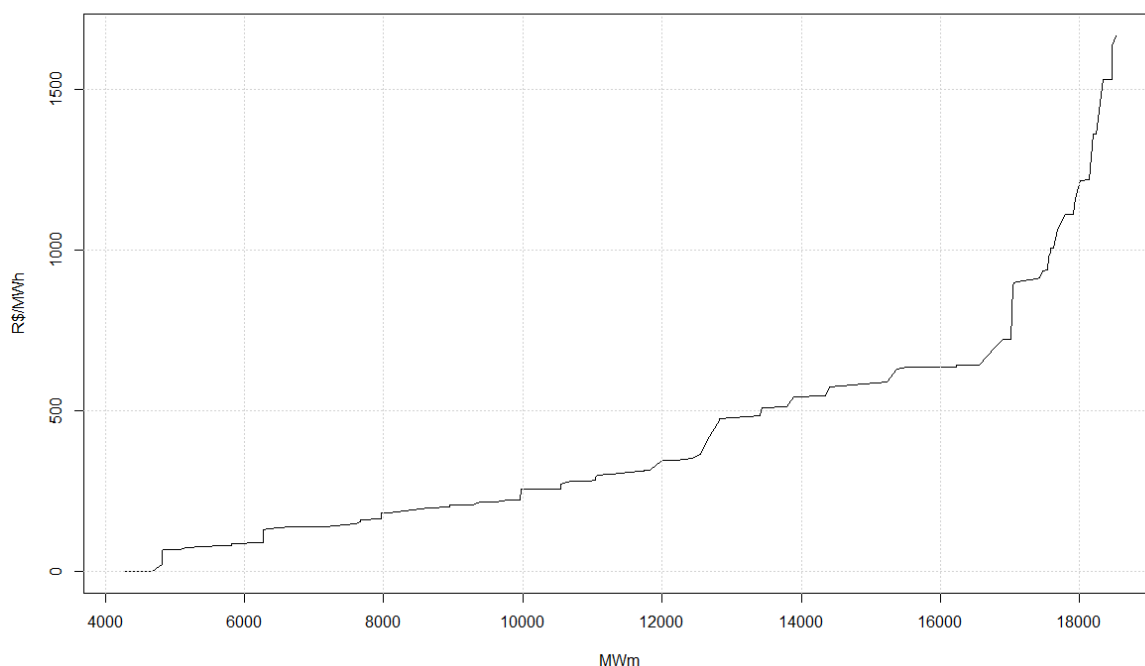


Figura 1.4 – Curva de oferta de energia termelétrica - Newave - Março de 2019

## 1.4 OBJETIVOS

O objetivo deste trabalho é propor e discutir um modelo de liquidação dos preços do mercado de energia baseado em ofertas e não em custos tal como o Brasil faz hoje. Pois há uma discussão sobre qual desses modelos propicia melhores condições para uma alocação eficiente da produção de energia e preços que respondem de forma fiel às condições operativas do sistema.

O sistema de formação de preços pela minimização de custos considera que os custos de operação e a demanda por energia são dados de entrada para o operador programar uma operação de custo mínimo. Assim, ele ordena as termelétricas de acordo com seus custos variáveis unitários (CVU) e as despacha de acordo com a necessidade do sistema para suprir a demanda não atendida pela geração renovável controlável e não controlável. O custo da termelétrica mais cara despachada (termelétrica marginal) é o custo marginal de operação (CMO), ou seja, é o custo de aumentar a demanda em 1 MWh. No Brasil, o regulador define o preço de liquidação de diferenças (PLD) como igual ao CMO se for menor que o limite máximo de PLD ( $PLD_{max}$ ) e maior que o limite mínimo de PLD ( $PLD_{min}$ ).

O sistema de formação de preços pela maximização do lucro considera como dados de entrada as curvas de preços e quantidade de energia de oferta submetidas pelas companhias geradoras e de preço e quantidade de energia de demanda submetidas pelos compradores. O operador agrupa as curvas de oferta em ordem crescente e as curvas de demanda em ordem decrescente. O ponto de intercessão entre as duas curvas é o preço de equilíbrio e será o



preço da energia nesse intervalo de tempo.

## 1.5 JUSTIFICATIVA

Segundo Frank Wolak (2008), a justificativa de aprimorar um mercado de energia é reduzir as assimetrias de mercado e melhorar os processos de produção de energia para formas mais eficientes por meio da concorrência. O atual modelo baseado em minimizar os custos, não incentiva os geradores a obter menores custos na produção de energia, pois os custos são premissas tomadas pelo operador que despacha os geradores de acordo com as necessidades do sistema ou por ordem de mérito. Caso os preços fossem formados de acordo com uma curva de ofertas, cada gerador seria pressionado pelo mercado a ter uma geração mais eficiente e a um custo mínimo, assim seu excedente seria maior.

Um possível problema dessa mudança no mercado de energia, seria o exercício de poder unilateral por parte de produtores de energia, pois a demanda por eletricidade é quase inelástica, dessa forma há alguns requisitos no mercado que devem ser satisfeitos antes de implementar o modelo de liquidação de preços por ofertas. Os requisitos são:

1. Granularidade temporal dos preços: quanto maior for a granularidade temporal, menos assimetrias aparecem no período. Pois, numa liquidação semanal, os preços podem estar mais elevados que o real valor se a granularidade fosse horária e o opsoto também pode ocorrer. Tal fator, depende da capacidade do operador de discretizar o máximo possível a programação da operação.
2. Granularidade espacial dos preços: tal requisito serve para detectar limitações de intercâmbio entre barramentos, dessa forma, surgem evidências para expandir o sistema de transmissão ou para aumentar a geração próxima dos centros de carga.
3. Liquidação de preços ex ante e ex post: a programação da operação determina os preços para o próximo estágio, contudo, a operação em tempo real é diferente do programado devido à estocasticidade da natureza. Dessa forma, é essencial reorganizar as curvas de oferta e demanda para calcular as diferenças e liquidá-las ao preço real.
4. Integração entre o sistema físico e o sistema comercial: limitações físicas na operação não podem ser desconsideradas na programação da operação e na formação dos preços, pois um mercado mais simétrico necessita de ser o mais fiel possível à realidade.

Percebe-se que o Brasil pode cumprir diversos requisitos como a granularidade temporal e a resolução espacial. O Dessem é capaz de obter os preços da energia a cada meia hora e para cada barramento do SIN num horizonte de uma semana. Contudo, a liquidação se

faz com a formação de preços apenas ex ante, sendo um bom aprimoramento que eliminaria mais uma assimetria. Além disso, a integração entre o sistema físico e comercial já existe, mas pode ser mais forte, é possível observar diferenças entre restrições físicas e operacionais entre os dados de entrada entre casos do Decomp utilizados pela autoridade operativa do país e a autoridade comercial.

## **1.6 MOTIVAÇÃO DO ESTUDO**

A motivação deste trabalho reside na implementação de um sistema de liquidação de preços no mercado de energia por ofertas e não por custos, como é feito no Brasil atualmente. Dessa forma, foi implementado um modelo computacional que emula uma companhia geradora no mercado de energia brasileiro. Essa companhia tem capacidade de geração eólica, hidrelétrica e termelétrica. Ela, também, pode firmar contratos bilaterais, participar do mercado de curto prazo e comercializar energia reserva. O modelo desenvolvido considera incertezas na hidrologia, na geração eólica e nos preços de energia. Ademais, considera o impacto da aversão ao risco no lucro esperado.

## **1.7 CONTRIBUIÇÕES**

Este estudo pretende contribuir com trabalhos passados inserindo a geração termelétrica e cenários de geração de energia eólica, limites de geração hidrelétrica, custos de geração termelétrica, preços diários e semanais mais realistas, acoplados ao NEWAVE e ao histórico realizado no Brasil. Assim, a metodologia implementada fica mais robusta e mais preparada para emular um mercado de energia com liquidação de preços por ofertas.

## **1.8 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO**

O trabalho divide-se em 5 capítulos, para que os diversos aspectos que envolvem tal estudo sejam acompanhados de forma didática e lógica. Os capítulos do trabalho são organizados da seguinte forma:

- No capítulo 2, é apresentada a formulação do modelo, com a explicação de conceitos relacionados ao funcionamento do mercado de energia e com a descrição do modelo matemático com suas equações e características de cada componente do modelo;
- No capítulo 3, é tratado o processo de obtenção dos dados de entrada, do acoplamento

entre o histórico e o NEWAVE e da produção de cenários de energia eólica, de preços diários e semanais, custos de geração termelétrica e limite de geração hidrelétrica;

- O capítulo 4 traz os resultados dos estudos realizados para cada conjuntura climática e para sensibilidades de variação de parâmetros de entrada;
- No capítulo 5, apresentam-se as conclusões sobre o trabalho e propostas para futuros trabalhos que possam deixar o modelo mais robusto e mais próximo da realidade.

# 2 FORMULAÇÃO DO MODELO

---

Neste capítulo, é apresentado o algoritmo do modelo de otimização desenvolvido e as variáveis que o compõem. Ademais, serão citadas outras características que se relacionam com mercado de energia como um todo.

A companhia geradora simulada possui capacidade de geração hidrelétrica, eólica e termelétrica e pode estabelecer contratos bilaterais de curto prazo e de longo prazo, além disso, pode participar do mercado de curto prazo (spot) e do mercado de energia reserva, sendo a energia reserva ofertada apenas por hidrelétricas.

## 2.1 RESOLUÇÃO NO TEMPO

A resolução no tempo do modelo foi definido de maneira que assegurasse resultados precisos com o menor custo de potência computacional no ambiente de simulação possível. Vale ressaltar que a resolução temporal está em nível muito alto, com preços horários. Conforme aumenta o número de unidades geradoras, tipos de contratos e de cenários de preços, maior é o número de variáveis com as quais o algoritmo precisa lidar e maior o poder computacional exigido.

Assim, dividiu-se o modelo em duas partes: o dia alvo (segunda-feira) é dividido em 24 períodos de uma hora e os 6 dias remanescentes da semana que foram divididos em 18 períodos de 8 horas cada.

## 2.2 USINAS HIDRELÉTRICAS

As usinas hidrelétricas escolhidas para o estudo foram as UHEs de Chavantes, Capivara e Jurumirim que ficam na bacia do Paranapanema. A figura 2.1 ilustra a topologia da bacia do Paranapanema.

### 2.2.1 UHE Capivara

A UHE Capivara foi inaugurada em 1978, é a maior do rio Paranapanema com potência instalada de 619 MW, possui 4 turbinas do tipo Francis. Sua operação se realiza entre as cotas 334m e 321m e possui uma altura de queda máxima de 50m. Além disso, ela possui a capacidade de armazenar 1,95% da energia do subsistema do Sudeste.

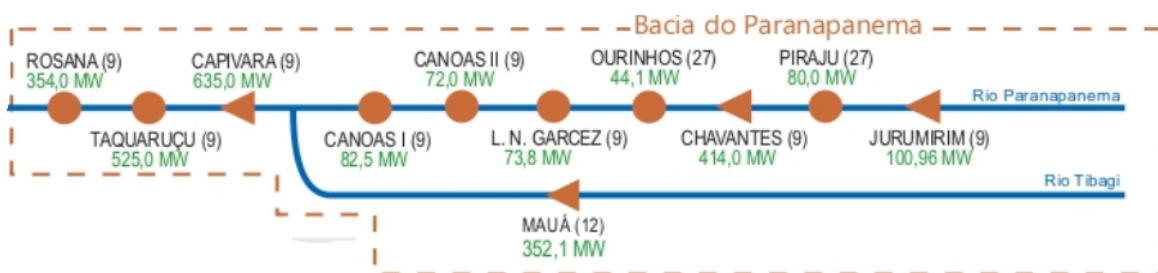


Figura 2.1 – Topologia da bacia do Paranapanema

### 2.2.2 UHE Chavantes

A UHE Chavantes foi inaugurada em 1971, localiza-se entre a cidade de Chavantes-SP e Ribeirão Claro-PR, possui potência instalada de 414 MW com 4 turbinas do tipo Francis. Uma curiosidade reside no nome da usina que até 1990 era conhecida por "UHE Xavantes" devido à grafia do município que era com X de 1964 até 1982.

### 2.2.3 UHE Jurumirim

A UHE Jurumirim possui uma potência instalada de 100,9 MW obtida por meio de duas turbinas do tipo Kaplan, a partir de uma altura de queda de 30,9 m. De acordo com as informações a respeito dos reservatórios disponibilizadas pela ONS, atualmente o lago da UHE de Jurumirim é capaz de armazenar 2,02% do volume represável pelos reservatórios do Sistema Sudeste/Centro Oeste. Localizada entre as cidades de Piraju (SP) e Cerqueira César (SP) a inauguração da usina permitiu que várias cidades da região pudessem, enfim, usufruir do abastecimento regular de energia elétrica. Tendo a geração de eletricidade como sua principal finalidade, a usina Jurumirim é também responsável pelo acúmulo de água para o fornecimento das demais usinas do rio Paranapanema; dentre elas, as usinas de Chavantes e Capivara citadas anteriormente. Tal prática de armazenar água na cabeceira dos rios é comum no Brasil, para em períodos de estiagem, ser possível controlar o nível dos reservatórios à jusante.

As usinas hidrelétricas foram modeladas de modo que fossem considerados os parâmetros técnicos adequados para o desenvolvimento do modelo apresentado neste trabalho. São eles: as potências máximas e mínimas de cada unidade, assim como sua potência inicial, rampas de subida e de descida e o custo de geração para o produtor.

### 2.2.4 Potência Inicial

A potência inicial, característica de cada unidade geradora, é o ponto de partida de cada unidade geradora, o estado que ela se encontra imediatamente antes do início da simulação. Esse parâmetro é utilizado na definição das rampas de subida e descida e específica a potência

produzida pela unidade na hora imediatamente anterior ao início do dia em que se analisará o despacho da unidade.

### **2.2.5 Potência Máxima e Mínima**

A potência máxima é o parâmetro que descreve a maior potência que a unidade geradora é capaz de gerar em determinado instante de tempo considerando todas as turbinas disponíveis, ou seja, ela é equivalente à capacidade instalada da unidade. Já a potência mínima é oposto, sendo o menor valor de potência que a unidade é capaz de gerar em um determinado momento. O valor da potência mínima foi obtido de forma determinística, analisando dados históricos das unidades geradoras adotadas ALENCAR (2019).

### **2.2.6 Rampas de Subida e Descida**

Rampas de subida e descida fazem parte das limitações físicas das unidades geradoras sendo expressas em [MW/h], ou seja, qual a taxa de variação da potência gerada em relação ao tempo. Para sistemas com discretização temporária maior que um dia, não são importantes, porém, em sistemas com liquidação horária, se faz muito importante para emular a realidade das unidades geradoras.

### **2.2.7 Custo da Geração**

É a constante que objetiva inserir no modelo os custos operativos das unidades geradoras. O valor adotado para esta constante é contínuo e relativamente baixo, uma vez que nas usinas hidrelétricas tais custos são baixos quando comparado com outras modalidades de geração, como por exemplo as termelétricas que dependem da queima de combustível para aumentar sua produção. No atual modelo, o NEWAVE adota como 0 o custo imediato de usar os reservatórios, contudo, há um custo futuro de utilizá-los, ao tomar a taxa de variação por MWh, é possível encontrar o custo marginal da água (CMA) que varia de reservatório para reservatório e depende da afluência projetada para aquele local, nível de armazenamento, integração com o sistema de transmissão, entre outras variáveis.

## **2.3 USINA EÓLICA**

A unidade geradora de energia eólica escolhida para a simulação foi o complexo de parques eólicos Baixa do Feijão I, II, III e IV, localizado em Jandaíra-RN com início da operação em 2016 e conta com 4 parques eólicos com 15 aerogerados de 2 MW cada, com potência instalada de 120 MW. Apesar disso, é possível observar momentos do dia que Baixa

do Feijão gera mais do que 120 MWm.

Além disso, a energia eólica é uma fonte renovável não controlável que alivia a necessidade de acionamento termelétrico, pois possui uma complementariedade com a geração hidrelétrica. Porém, por não ser controlável, não possui segurança energética e pode expor o sistema a variações de frequência e tensão se não houver um bom sistema de controle de frequência e equilíbrio de oferta e demanda por eletricidade.

A usina eólica foi modelada seguindo a mesma linha de raciocínio das unidades hidrelétricas, possuindo portanto, os mesmos parâmetros. Porém, diferentemente das usinas hidrelétricas, adotou-se valor nulo de potência mínima e de custo da geração devido a natureza intermitente de geração da usina eólica que não pode ser despachada. Além disso, por possuir baixa inércia, não há limitação de rampas de subida ou descida, uma vez que se cessar a energia mecânica dos ventos sobre ela, ela terá geração igual a 0 instantes após, diferentemente de usinas hidrelétricas que possuem inércia elevada e podem dar algum tempo de manobra ao operador para deixar o sistema em 60 Hz.

## **2.4 USINAS TERMELÉTRICAS**

As usinas termelétricas foram modeladas seguindo a mesma linha de raciocínio das unidades hidrelétricas, possuindo os mesmos parâmetros. Porém, diferentemente das usinas hidrelétricas, adotou-se valor nulo de potência mínima, ademais, as 7 unidades geradoras foram divididas em 3 blocos cada com limites máximos e mínimos de geração de energia.

## **2.5 DISPONIBILIDADE ENERGÉTICA SEMANAL**

A finalidade desse parâmetro é a de restringir a quantidade máxima de energia que cada unidade geradora fornece ao longo do período considerado; no caso, semanal.

Em MARTINS; SOARES (2016), a representação de equações de continuidade da água dentro do modelo de otimização tratado nesse trabalho não é necessária, pois o planejamento estratégico considera um horizonte de tempo semanal que é curto demais para que as variações nos níveis dos reservatórios causem impacto significativo nos cálculos, além disso devido ao porte dos reservatórios das plantas hidrelétricas brasileiras tais variações se tornam ainda mais desprezíveis.

Em nossos casos simulados, utilizaremos disponibilidades energéticas semanais de caráter restritivo rígido em que o algoritmo executa a otimização considerando que a GENCO não pode ultrapassar o valor estipulado semanalmente e de caráter flexível com penalidades,

para medir a variação de lucro da GENCO em função da penalidade aplicada.

## **2.6 CONTRATOS BILATERAIS**

Os contratos bilaterais são feitos entre o produtor e o consumidor de energia em que o produtor se compromete a fornecer uma quantidade de energia a um preço definido em determinado horário do dia. Sua vantagem é a certeza da receita que o produtor receberá no período do contrato, sua desvantagem reside no fato de caso o preço do mercado esteja maior que o preço do contrato, o produtor terá uma menor disponibilidade energética para direcionar ao mercado, pois uma parte dela está comprometida a honrar o contrato.

Os contratos possuem dois parâmetros importantes que serão levados em conta no modelo: horário de abrangência e subdivisões em blocos.

### **2.6.1 Vigência dos contratos**

Os contratos foram modelados em três tipos diferentes, quanto ao seu horário de abrangência, são eles:

- Contratos Fora de Pico (Tipo A): São contratos que contemplam os horários fora de pico do dia, considerado a faixa entre 21h à 00h e a faixa 00h às 7h, em que o preço da energia elétrica é geralmente menor;
- Contratos de Pico (Tipo B): São contratos que contemplam os horários de pico do dia, considerado entre 8h e 20h, em que o preço da energia elétrica é geralmente maior;
- Contratos Constantes (Tipo C): São contratos que contemplam todos os horários do dia;
- Contratos de longo prazo: são contratos constantes que contemplam todos os horários do dia e da semana, pois foram firmados no passado e devem ser honrados em todo horizonte da simulação.

Neste trabalho foram considerados apenas esses quatro tipos, porém na prática contratos em outros horários e com outras características podem ser acordados entre as partes envolvidas.



## 2.7 MERCADO DE CURTO PRAZO

No mercado de curto prazo, os preços da energia possuem característica volátil e estocástica, sofrendo variações ao longo do tempo. A fim de representar essa característica, foram considerados 20 cenários de preços contemplando o dia alvo e 10 cenários contemplando o restante da semana. Então, um cenário do dia possui vinte e quatro preços, um valor para cada hora do dia. Já o cenário da semana, possui dezoito preços, um valor a cada oito horas. Um cenário do dia alvo pode se associar a um cenário de preços da semana; dessa maneira, o modelo analisa uma série de possibilidades de combinação entre os preços. Embora tenha uma natureza oscilatória, é possível observar certos padrões nos preços da energia, tais como média de valores maiores nos horários de pico e menores nos horários fora de pico.

## 2.8 MERCADO DE ENERGIA RESERVA

A fim de possibilitar a co-otimização de maneira satisfatória, a modelagem do mercado de energia reserva foi realizada de maneira análoga à modelagem do mercado pool. Foram considerados também 20 cenários de preços contemplando o dia alvo e 10 cenários contemplando o restante da semana. Da mesma maneira também, um cenário do dia possui vinte e quatro preços, um valor para cada hora do dia; e o cenário da semana possui dezoito preços, um valor a cada oito horas.

## 2.9 MODELAGEM DO RISCO

O risco é uma forma de medir os níveis de exposição da companhia geradora, de acordo com seu perfil, mediante às possíveis perdas financeiras ao realizar determinado investimento. A gestão de risco foi modelada a partir da técnica conditional value at risk (CVaR), a qual leva em consideração o value at risk ou VaR.

### 2.9.1 Value at Risk ou VaR ( $\xi$ )

A métrica VaR avalia o máximo potencial de perda ou pior perda em um intervalo de confiança específico ( $\gamma$ ) que um agente estaria exposto dentro de um horizonte de tempo considerado. Ou seja, o VaR pode ser traduzido como a quantia em que as perdas não se excederão em  $(1 - \gamma) \%$  dos cenários.

### 2.9.2 Conditional Value at Risk (CVaR)

O CVaR é uma métrica que indica o quanto a perda média excedeu o VaR, isto é, mensura o tamanho da perda, na média, a que o agente está sujeito. O CVaR é capaz de avaliar a presença de eventos considerados catastróficos na distribuição avaliada; diferentemente do VaR, que não fornece estimativa do tamanho da perda para valores maiores que  $(1 - \gamma)$ . O CVaR é considerado uma medida mais pessimista que o VaR e pode ser definido como o limite superior para a máxima perda permitida em problemas de portfólio.

Na metodologia CVaR, o risco é associado ao nível de confiança ( $\gamma$ ) da companhia. Esse nível leva em consideração o ambiente em que o agente está inserido, os riscos de regulação, hidrológicos e outros riscos que podem afetar diretamente a receita do agente. Normalmente o valor de ( $\gamma$ ) está entre 90% e 99%; neste trabalho, adotou-se um nível de confiança ( $\gamma$ ) de 95%. Dessa forma, em 5% dos cenários possíveis podem ser obtidos os piores prejuízos. Portanto, enquanto o CVaR responde a pergunta "Qual a perda média incorrida pelo agente nos  $\gamma$  % piores cenários?", o VaR responde a questão "Qual a perda mínima incorrida pelo agente nos  $\gamma$  % piores cenários?".

### 2.9.3 Fator de aversão ao risco ( $\beta$ )

O parâmetro  $\beta$  tem a função de controlar a influência do valor CVaR no modelo. Em outras palavras,  $\beta$  mensura o perfil do agente em relação ao risco. É um parâmetro que permite alcançar determinado equilíbrio entre o lucro esperado e o risco envolvido. Caso o agente possua um perfil conservador, deseja-se que  $\beta$  assuma valores maiores, indicando maior aversão ao risco, uma vez que o parâmetro  $\beta$  multiplica o parâmetro CVaR e afeta negativamente o lucro esperado. Essa relação será mais bem observada a partir dos resultados discutidos no capítulo seguinte.

Da mesma forma, caso o agente tenha perfil mais arrojado, com pouca aversão ao risco, a constante  $\beta$  deve assumir valores menores. No caso extremo onde o agente é indiferente em relação ao risco,  $\beta$  assume valor nulo; conseqüentemente, anulando o parâmetro CVaR. Dessa forma, não ocorrerá influência do risco no processo de maximização do lucro da companhia geradora.

## 2.10 FUNÇÃO OBJETIVO E RESTRIÇÕES

O modelo matemático utilizado neste trabalho se baseia em programação estocástica. Essa metodologia apresenta uma distribuição de soluções considerando a probabilidade de ocorrência de suas variáveis estocásticas. Tais variáveis são dadas por  $\alpha_s$  e  $\delta_w$  e seus valores

serão mostrados no capítulo seguinte, acoplando-se à distribuição de probabilidades contida no NEWAVE.

O problema consiste na maximização dos lucros da GENCO baseando-se na melhor oferta estratégica de suas unidades geradores em relação ao preço e a quantidade de energia negociada no mercado de contratos bilaterais, no mercado pool e no mercado de serviços ancilares de reserva. Dessa forma, o algoritmo desenvolvido é formulado a partir das expressões matemáticas a seguir.

$$z = \sum_{c=1}^{N_C} \sum_{b=1}^{N_B} [\lambda_{cb} \cdot (EGc_{cb}^D + EGc_{cb}^W)] \quad [1]$$

$$+ \sum_{s=1}^{N_s} \alpha_s \left[ \sum_{t=1}^{N_t} ((\lambda_{ts} \cdot EG_{ts}^D + \lambda_{rvts} \cdot EGrv_{ts}^D - C_{ts}^D)) \right] \quad [2]$$

$$+ \sum_{s=1}^{N_s} \alpha_s \sum_{w=1}^{N_w} \sum_{r=1}^{N_r} [(\lambda_{rw}^W \cdot EG_{rws}^W + \lambda_{rvrw}^W \cdot EGrv_{rws}^W - C_{rws}^W)] \quad [3]$$

$$+ \beta \left[ \xi - \frac{1}{1-\gamma} \sum_{s=1}^{N_s} \alpha_s \left( \sum_{w=1}^{N_w} \delta_w \cdot \eta_{ws} \right) \right] \quad [4]$$

A variável  $z$  representa a função objetivo que deve ser maximizada em nosso modelo. O lucro esperado é igual a  $z$  menos o termo [4] da função objetivo.

### 2.10.1 Lucro por meio dos contratos bilaterais (Termo 1)

O primeiro termo é calculado pelo somatório dos preços de cada bloco e seus respectivos contratos multiplicado pela energia negociada no horizonte de tempo do dia alvo e dos demais dias da semana. A energia ofertada é calculada segundo as equações seguintes:

$$EGc_{cb}^D = \sum_{t=1}^{N_T} (Gc_{cb} \cdot Dc_c^D \cdot TC_{ct}) \quad (2.1)$$

$$EGc_{cb}^W = \sum_{r=1}^{N_r} (Gc_{cb} \cdot Dc_c^W \cdot RC_{cr}) \quad (2.2)$$

Tais equações calculam a energia considerando a potência ofertada por meio de contratos seu intervalo duração e os períodos contemplados por eles. Para garantir que a potência ofertada por meio dos contratos seja menor que o limite máximo estipulado para cada bloco e seja positiva, a variável  $Gc_{cb}$  está sujeita a seguinte restrição:

$$0 \leq G_{cb} \leq F_{cb}^{max}$$

### 2.10.2 Lucro Esperado no MCP e com energia reserva no dia alvo

O termo da segunda linha da função objetivo calcula as receitas provenientes das negociações no mercado pool e no mercado de serviços ancilares de reserva durante o dia alvo. Considera-se o somatório, em cada cenário, dos preços da energia elétrica para cada hora do dia, assim como a energia ofertada e os custos operacionais de geração nos mesmos períodos. Essa receita total é então ponderada pela probabilidade de ocorrência de cada cenário  $\alpha_s$ . A energia ofertada pela GENCO no mercado pool e no mercado de serviços ancilares de reserva são calculadas de acordo com equações seguintes:

$$EG_{ts}^D = G_{ts}^D \cdot Dp_t^D \quad (2.3)$$

$$EGrv_{ts}^D = Grv_{ts}^D \cdot Dp_t^D \quad (2.4)$$

Dessa forma, as energias são calculadas a partir da potência ofertada e seu período de tempo. No caso, as potências ofertadas para cada hora do dia serão iguais às energias, tendo em vista que cada intervalo possui 1h. Além disso, as restrições seguintes certificam que a potência ofertada não é negativa.

$$G_{ts}^D \geq 0 \quad (2.5)$$

$$Grv_{ts}^D \geq 0 \quad (2.6)$$

Observa-se no termo 2 que os custos operacionais também são descontados das receitas, esse parâmetro considera tanto os custos operacionais das unidades hidrelétricas quanto os custos das unidades termelétricas. Seu valor é dado por:

$$C_{ts}^D = \sum_{i=1}^{N_G} (cost \cdot Gp_{its}^D \cdot Dp_t^D) + \sum_{it=1}^{N_{IT}} \sum_{bg=1}^{N_{BG}} (cvu_{itbg} \cdot Gt_{itts}^D \cdot Dp_t^D) \quad (2.7)$$

### 2.10.3 Lucro Esperado no MCP e com energia reserva na semana

O termo da terceira linha da função objetivo calcula as receitas provenientes das negociações no mercado pool e no mercado de serviços ancilares de reserva durante a semana. Considera-se o somatório, em cada cenário, dos preços da energia elétrica para cada instante

da semana, assim como a energia ofertada e os custos operacionais de geração nos mesmos períodos. Essa receita total é então ponderada pela probabilidade de ocorrência de cada cenário  $\alpha_s$  e  $\delta_w$ . A energia ofertada pela GENCO no mercado pool e no mercado de serviços ancilares de reserva são calculadas de acordo com equações seguintes:

$$EG_{rws}^W = G_{rws}^W \cdot Dp_r^W \quad (2.8)$$

$$EGrv_{rws}^W = Grv_{rws}^W \cdot Dp_r^W \quad (2.9)$$

$$G_{rws}^W \geq 0 \quad (2.10)$$

$$Grv_{rws}^W \geq 0 \quad (2.11)$$

Os custos são dados por:

$$C_{rws}^W = \sum_{i=1}^{N_G} (cost \cdot Gp_{irws}^W \cdot Dp_r^W) + \sum_{it=1}^{N_{IT}} \sum_{bg=1}^{N_{BG}} (cvu_{itbg} \cdot Gt_{itrws}^W \cdot Dp_r^W) \quad (2.12)$$

Finalmente, as restrições de geração:

$$P_i^{min} \leq Gp_{irws}^W \leq P_i^{max}$$

$$P_e^{min} \leq Ge_{irws}^W \leq P_e^{max}$$

#### 2.10.4 Controle de Risco pelo CVaR

O quarto item da função objetivo define o quão averso ao risco é o agente, isso sedá com a modulação do parâmetro  $\beta$ . Além disso, percebe-se na equação 2.13 a relação entre CVAR e VAR.

$$CVaR = \xi - \frac{1}{1-\gamma} \sum_{s=1}^{N_s} \alpha_s \left( \sum_{w=1}^{N_w} \delta_w \cdot \eta_{ws} \right) \quad (2.13)$$

Ademais, a gestão de risco possui a restrição relacionada aos cenários que a companhia deve evitar:

$$\begin{aligned}
\eta_{ws} \geq \xi - \sum_{c=1}^{N_C} \sum_{b=1}^{N_B} [\lambda_{cb} \cdot (EGc_{cb}^D + EGc_{cb}^W)] \\
- \sum_{s=1}^{N_s} \alpha_s \left[ \sum_{t=1}^{N_t} ((\lambda_{ts} \cdot EG_{ts}^D + \lambda_{rvts} \cdot EGrv_{ts}^D - C_{ts}^D)) \right] \\
- \sum_{s=1}^{N_s} \alpha_s \sum_{w=1}^{N_w} \left[ \sum_{r=1}^{N_r} ((\lambda_{rw} \cdot EG_{rws}^W + \lambda_{rvrw} \cdot EGrv_{rws}^W - C_{rws}^W)) \right]
\end{aligned}$$

### 2.10.5 Restrições e condições de contorno

Para que o modelo emule a realidade da maneira mais fidedigna possível, é essencial inserir as seguintes restrições no código.

Primeiro, deve-se assegurar que a potência ofertada nos contratos bilaterais, no mercado pool e pelos serviços ancilares seja igual à potência produzida pela unidades geradoras em determinado instante pela companhia geradora. Assim, as restrições 2.14 e 2.15 garantem o equilíbrio entre disponibilidade e oferta:

$$\sum_{i=1}^{N_G} Gp_{its}^D + \sum_{it=1}^{N_{Gt}} Gp_{itts}^D + Ge_{ts}^D = G_{ts}^D + \sum_{c=1}^{N_C} \sum_{b=1}^{N_B} (Gc_{cb} \cdot TC_{ct}) + Grv_{ts}^D \quad (2.14)$$

$$\sum_{i=1}^{N_G} Gp_{irw}^W + \sum_{it=1}^{N_{Gt}} Gt_{itrw}^W + Ge_{rws}^W = G_{rws}^W + \sum_{c=1}^{N_C} \sum_{b=1}^{N_B} (Gc_{cb} \cdot TC_{ct}) + Grv_{rws}^W \quad (2.15)$$

É essencial também garantir que, à medida que o preço da energia sobe, a quantidade de energia ofertada no mercado de energia reserva e no pool não decresça. Para isso, implementam-se as restrições 2.16 e 2.17:

$$G_{ts}^D \leq G_{t(s+1)}^D \quad (2.16)$$

$$Grv_{ts}^D \leq Grv_{t(s+1)}^D \quad (2.17)$$

É importante modelar a restrição para disponibilidade semanal das unidades hidrelétricas, essa restrição tem caráter rígido, mas, no capítulo de resultados, implementar-se-á uma flexibilização em um dos casos estudados. A restrição 2.18 garantem que a energia produzida pelas UHEs é igual ao gerado no dia e no resto da semana. Por outro lado, a restrição 2.19

garante que a energia disponibilizada é menor ou igual ao limite de disponibilidade semanal.

$$eweekpayday_{iws} = edayav_{is} + eweekav_{iws} \quad (2.18)$$

$$eweekpayday_{iws} \leq endwk_{iws} \quad (2.19)$$

$$edayav_{is} = \sum_{t=1}^{N_t} EGp_{its}^D \quad (2.20)$$

$$eweekav_{is} = \sum_{r=1}^{N_R} EGp_{irws}^W \quad (2.21)$$

Finalmente, implementam-se as rampas de geração conforme explicado anteriormente, para o dia alvo e para os demais dias, ressalta-se que não há rampas de geração para energia eólica, apenas para as hidrelétricas e termelétricas:

$$|Gp_{it1s}^D - P_i^{start}| \leq R_i \quad (2.22)$$

$$|Gp_{its}^D - Gp_{i(t-1)s}^D| \leq R_i \quad (2.23)$$

$$|Gt_{itt1s}^D - P_{it}^{start}| \leq R_{it} \quad (2.24)$$

$$|Gt_{itts}^D - Gp_{it(t-1)s}^D| \leq R_{it} \quad (2.25)$$

$$|Gp_{ir1ws}^W - Gp_{it24s}^W| \leq 1,3 \cdot R_i \quad (2.26)$$

$$|Gp_{irws}^W - Gp_{i(r-1)ws}^W| \leq 1,3 \cdot R_i \quad (2.27)$$

$$|Gt_{itr1ws}^W - Gp_{itt24s}^W| \leq R_{it} \quad (2.28)$$

$$|Gt_{itrws}^W - Gp_{it(r-1)ws}^W| \leq R_{it} \quad (2.29)$$

## 2.11 SOFTWARE OTIMIZADOR: GAMS

Foi utilizado o software GAMS (General Algebraic Modeling System), esta ferramenta é capaz de solucionar problemas de otimização lineares, não-lineares e mistos. O GAMS é amplamente utilizado pelo mundo para solucionar problemas de otimização de logística de transporte, otimização da operação elétrica, alocação ótima de alunos em grades horárias, entre outras aplicações. Por ser um software especialista, ele é o mais indicado para tal resolução de problema, com uma proposta de resolver problemas complexos de forma robusta com uma linguagem simples e intuitiva (fonte: [www.gams.com](http://www.gams.com)).

O uso dele é feito com a inserção de dados de entrada e parâmetros e em seguida, configura-se o problema com a função objetivo, as condições de contorno e as variáveis de decisão. Dessa forma, tal software atendeu perfeitamente às necessidades do problema.

## 2.12 COMPLEXIDADE DO PROBLEMA

O modelo possui 24 intervalos de tempo no dia alvo e 18 intervalos de tempo no resto da semana, possui também 20 cenários para o dia alvo e 10 cenários para a semana. Além disso, possui 3 UHEs, 1 UEE, 7 UTEs com 3 blocos de geração cada. Ademais, possui um ambiente de contratação de energia no mercado de curto prazo, um ambiente de contratação de energia reserva e 4 tipos de contratos bilaterais. A tabela 2.1 descreve a complexidade do problema:

Tabela 2.1 – Complexidade do problema

Variável	Número
t	24
r	18
s	20
w	10
$n_{UHE}$	3
$n_{UEE}$	1
$n_{UTE}$	7
$n_{BG_{UTE}}$	3
$n_{contratos}$	4
$n_{ambientes}$	2

Percebe-se que a complexidade reside no número de variáveis, que é igual a:

$$N_{var} = (n_{UHE} + n_{UTE} \cdot n_{BG_{UTE}} + n_{UEE} + n_{contratos} + n_{ambientes}) \cdot (t \cdot s + r \cdot w)$$

Assim,  $N_{var}$  é igual a 20460 variáveis.



# 3 PREMISSAS E PROCESSO DE OBTENÇÃO DE DADOS DE ENTRADA

---

O modelo proposto tem como premissa que a companhia geradora determine, antes do começo de cada semana, o melhor plano operativo da produção de suas unidades geradoras para o restante da semana. Considera-se que a programação é feita semanalmente, porém pode ajustá-la diariamente. Assim, o gerador pode corrigir eventuais decisões equivocadas. Além disso, logo antes do início da semana em estudo, a companhia geradora também pode assinar contratos bilaterais que duram a semana inteira e há os contratos bilaterais de longo prazo que são constantes em todo horizonte.

Além disso, a companhia geradora deve submeter uma oferta estratégica para o mercado de curto prazo do dia alvo. As decisões para o mercado nos demais dias da semana são feitas nos períodos de tempo correspondentes à abertura diária do mercado.

O objetivo da companhia geradora é maximizar seu lucro enquanto controla o risco de variabilidade desse lucro. A venda de energia pelo mercado pool acarreta em alta volatilidade nas receitas, uma vez que os preços variam significativamente, enquanto a venda por meio de contratos bilaterais resultam em nenhuma volatilidade, mas esta opção impede que o produtor tirar proveito de períodos de preços altos do mercado pool. Assim, o produtor deve determinar seu envolvimento ideal em ambos os mercados afim de traçar um planejamento estratégico que mais se adequa ao seu perfil mediante ao risco.

Ademais, dada a expansão da capacidade instalada de energia renovável não-controlável no Brasil e no mundo, é essencial que haja alocação de energia reserva para o controle de frequência, uma vez que a energia consumida deve ser igual à energia gerada em tempo real, ou seja, caso alguma fonte renovável intermitente pare de funcionar repentinamente, alguma unidade geradora controlável e com alto momento de inércia (hidrelétrica) deve atuar rapidamente, para equilibrar a oferta e a demanda e manter a frequência do sistema em 60 Hz. Dessa forma, vamos emular um mercado de energia reserva e verificar se é vantajoso para o gerador destinar parte de sua produção para esse mercado. No Brasil, o serviço de energia reserva é feito por 8 usinas hidrelétricas (TEIXEIRA, 2020):

1. Água Vermelha;
2. Capivara (Escola de Engenharia Mackenzie);
3. Emborcação;
4. Furnas;

5. Ilha Solteira;
6. Luiz Carlos Barreto (Estreito);
7. Marimbondo;
8. Nova Ponte;

### **3.1 MESES DE ESTUDO**

Escolheram-se os meses de março, junho, setembro e novembro de 2019, para representar períodos secos e úmidos com reservatórios cheios e vazios. É possível observar na figura 3.1 que o mês de março possui reservatórios relativamente cheios com um volume de 40,04% de sua capacidade total e afluências em seu pico 66,05GWm, já o mês de junho possui mais energia armazenada - 47,29% - e suas afluências somam 31,08GWm. setembro, por sua vez, tem 30,08% de energia armazenada em seus reservatórios e sua energia natural afluenta (ENA) é de 13,75GWm e novembro tem 18,87% de energia armazenada e sua ENA é de 19,81GWm. Dessa forma, teríamos correlação entre preços e disponibilidade de energia hidrelétrica.

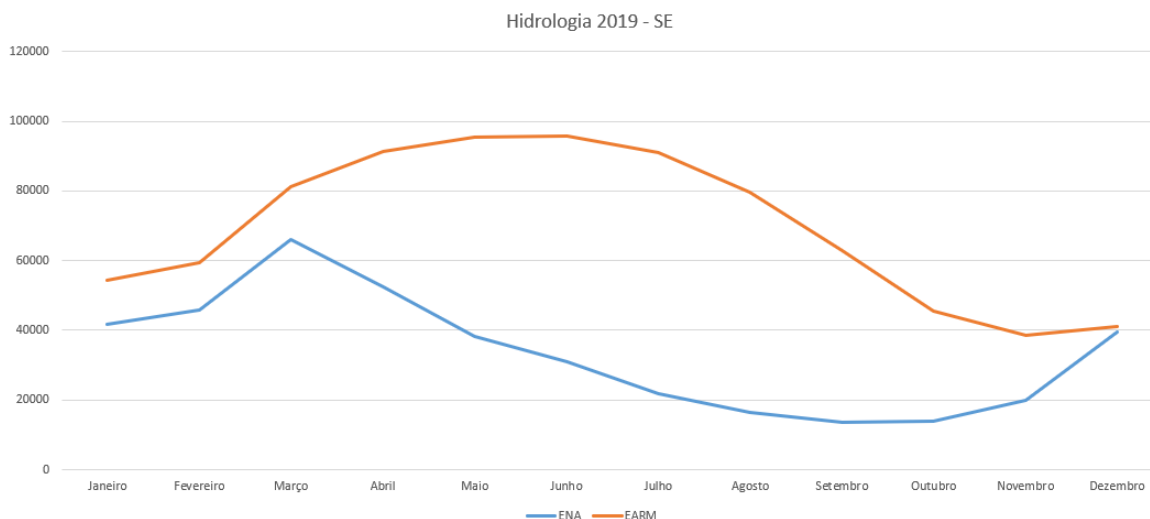


Figura 3.1 – Panorama hidrológico do Sudeste em 2019

### 3.2 ACOPLAMENTO COM O NEWAVE

Para os meses de estudo, utilizamos 8 casos do Newave para gerar os cenários de preços mensais que servirão como base para a montagem dos cenários de preços horários e semanais de energia no mercado de curto prazo e no mercado de energia reserva. Sendo que 4 casos foram executados sem alteração alguma em relação aos dados utilizados no dia da programação mensal da operação (PMO) e os outros 4 foram modificados para determinar o preço da energia reserva.

### 3.3 FORMAÇÃO DE PREÇOS POR ENERGIA RESERVA

Os preços mensais da energia reserva foram determinados da seguinte forma:

1. 4 casos de acordo com a seção 3.1 do Newave têm 2000 CMOs para cada mês de estudo (Caso Base).
2. Em cada caso, deixamos as UHEs que prestam o serviço de energia reserva como totalmente indisponíveis em todo o horizonte e executamos o Newave(Caso Modificado).
3. A diferença entre os CMOs do Caso Base e do Caso Modificado será o preço da energia reserva. Assim, teremos uma distribuição de 2000 preços mensais de energia reserva.

## 3.4 PRODUÇÃO DE CENÁRIOS

### 3.4.1 Tratamento de dados dos 4 casos base do Newave

O Newave oferece 2000 cenários de afluições sintéticas geradas pelo modelo Gevazp, cada afluição tem probabilidade  $\frac{1}{2000}$  e cada cenário de afluição está associado a uma curva de CMOs, geração de energia hidrelétrica, geração de energia termelétrica, energia armazenada, energia natural afluente.

Dessa forma, é essencial reduzir o número de cenários para que nosso código funcione bem e seja possível executá-lo em máquinas com menor capacidade de processamento que as máquinas necessárias para executar o Newave. Essa redução, no entanto, será feita cuidadosamente utilizando conceitos de probabilidade e estatística para que se mantenha fiel ao modelo Newave.

O NEWAVE produz 2000 CMOs para cada patamar de carga do mês corrente. O primeiro passo é transformar os CMOs em PLDs. Assim, realiza-se um filtro em cada cenário para cada patamar:

$$PLD_{ij} = \begin{cases} PLD_{min}, & CMO_{ij} < PLD_{min} \\ PLD_{max}, & CMO_{ij} > PLD_{max} \\ CMO_{ij}, & PLD_{min} < CMO_{ij} < PLD_{max} \end{cases}$$

Sendo  $i = 1, \dots, 2000$  e  $j = 1, 2, 3$  representando cada patamar de carga. Posteriormente, realiza-se a média ponderada por patamar com auxílio do arquivo de entrada PATAMAR.DAT que possui os coeficientes de duração e intensidade de cada patamar no mês corrente. Assim teremos, em cada caso do Newave, um vetor de 2000 PLDs. É possível, construir com esses 2000 PLDs mensais, uma função de densidade acumulada do PLDs. Partindo da definição de função de densidade acumulada:

$$F(x) = \int_{-\infty}^x f(\tau) d\tau \quad (3.1)$$

A função de densidade acumulada é dada pela integral da função de distribuição de probabilidade ( $f(\tau)$ ), a função de distribuição de probabilidade descreve como uma variável estocástica distribui suas probabilidades em função de seus valores. Já a função de densidade acumulada descreve a probabilidade de escolher num sorteio um valor para a variável  $X$  menor que  $x$ .

Para o caso discreto, deve-se ordenar os PLDs em ordem crescente e para cada PLD uma probabilidade de escolher num sorteio um PLD menor que o PLD da posição  $i$ . Assim teremos um par ordenado de PLD e probabilidade acumulada discreta que irá de 0 até 1, essa

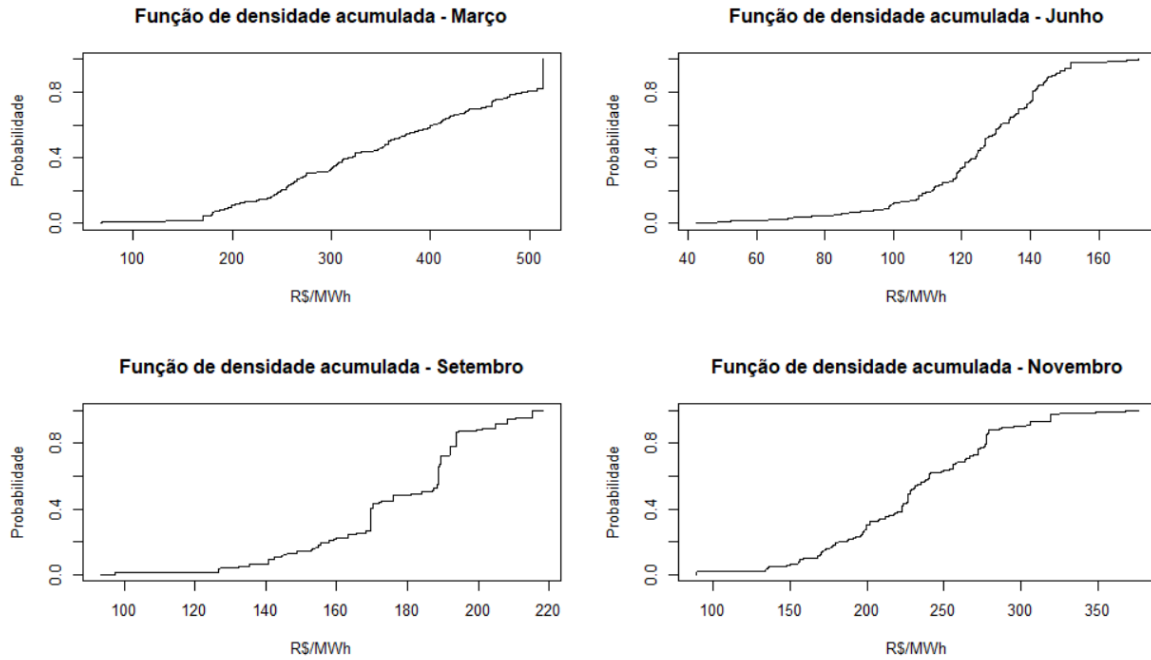


Figura 3.2 – Funções de densidade acumulada discretas de Março, Junho, Setembro e Novembro de 2019

será a função de probabilidade acumulada e cada mês de estudo terá a sua. Na figura 3.2, é possível observar a função de densidade acumulada de PLD de cada mês estudado.

Com a Função de Densidade Acumulada, é necessário dividir o intervalo entre o menor PLD da função ( $PLD_{inf}$ ) e o maior ( $PLD_{sup}$ ) em 20 partições igualmente espaçadas com espaçamento igual a  $\frac{PLD_{sup}-PLD_{inf}}{20}$ . Em cada intervalo, vamos determinar o PLD representativo que será o PLD mediano do intervalo e a probabilidade de ocorrência desse intervalo que será dada por:

$$prob_i = F(Sup_i) - F(Inf_i) \quad (3.2)$$

Sendo  $Sup_i$  o limite superior do intervalo  $i$  e  $Inf_i$  o limite inferior do intervalo  $i$ .

Assim, separamos os 2000 PLDs em 20 PLDs representativos como mostra a tabela 3.1 para a produção de cenários de PLD horários para o dias alvo no mercado de curto prazo e para a produção de cenários de preços de energia nos 6 dias restantes da semana. Observa-se nessa tabela, como os preços de março são substancialmente mais elevados em março de 2019 do que comparados aos demais meses, mesmo possuindo uma hidrologia histórica mais favorável. Tal fato, pode ter ocorrido devido a diversos fatores, entre eles a oferta de termelétricas tomadoras de preço (geração termelétrica inflexível), se tal geração é maior, o custo total aumenta, porém tal geração é inserida no modelo com CVU igual a 0, se essa geração for menor em março, o CMO aumenta. Além disso, a carga é maior no verão e o

modelo NEWAVE insere uma projeção de carga para os próximos meses, tal inserção pode conter viés, dado que é muito difícil de prever a realização da demanda de energia no país. Muitas termelétricas utilizaram tal recurso no passado para influenciar a formação dos preços do mercado de energia. Fora tal anomalia no preço de março, os demais meses responderam bem às condições hidroenergéticas do país.

Tabela 3.1 – Preços mensais do Sudeste em 2019 e suas probabilidades de ocorrência de acordo com o Newave

PLD Mar.	Prob. Mar.	PLD Jun.	Prob. Jun.	PLD Set.	Prob. Set.	PLD Nov.	Prob. Nov.
68.062	0.012	42.35	0.005	97.301	0.009	89.344	0.017
NA	NA	52.642	0.01	100.561	0	114.567	0
124.449	0	59.823	0.002	NA	NA	120.586	0
150.201	0.005	64.955	0.004	NA	NA	135.406	0.032
170.681	0.029	69.766	0.011	123.091	0.005	155.898	0.046
187.683	0.06	76.201	0.012	126.651	0.023	170.047	0.062
207.353	0.025	84.804	0.016	135.321	0.023	179.582	0.054
238.954	0.049	91.815	0.016	140.891	0.043	199.512	0.11
256.609	0.089	99.046	0.045	145.851	0.034	212.347	0.051
274.742	0.038	104.999	0.024	154.851	0.054	226.312	0.167
304.572	0.078	110.776	0.08	159.231	0.031	239.874	0.077
324.571	0.045	118.501	0.102	163.161	0.034	255.893	0.064
351.386	0.048	124.027	0.134	169.431	0.19	271.723	0.086
367.457	0.065	129.392	0.141	175.901	0.03	277.313	0.121
393.086	0.049	136.551	0.12	183.861	0.024	297.443	0.018
413.263	0.062	141.385	0.165	188.754	0.274	305.623	0.016
435.785	0.036	150.175	0.084	193.603	0.095	318.713	0.049
462.578	0.056	153.722	0.002	204.752	0.041	345.923	0.005
480.388	0.038	162.606	0.004	208.304	0.038	349.618	0.003
513.89	0.205	169.067	0.012	215.055	0.044	368.449	0.008

### 3.4.2 Tratamento de dados dos 4 casos modificados do Newave

Primeiramente, realizam-se os devidos tratamentos realizados nos casos base e no casos modificados de cada mês:

1. Inicialmente, realiza-se a média ponderada por patamar entre os CMOs dados pelo Newave com auxílio do arquivo de entrada PATAMAR.DAT que possui os coeficientes de duração de cada patamar no mês corrente. Assim teremos, em cada caso do Newave, um vetor de 2000 CMOs.
2. Após realizar o passo 1, realiza-se a diferença entre o caso modificado (sem as UHEs que prestam o serviço ancilar de energia reserva) e o caso base para cada mês, assim, teremos distribuições dos preços de energia reserva para cada mês.

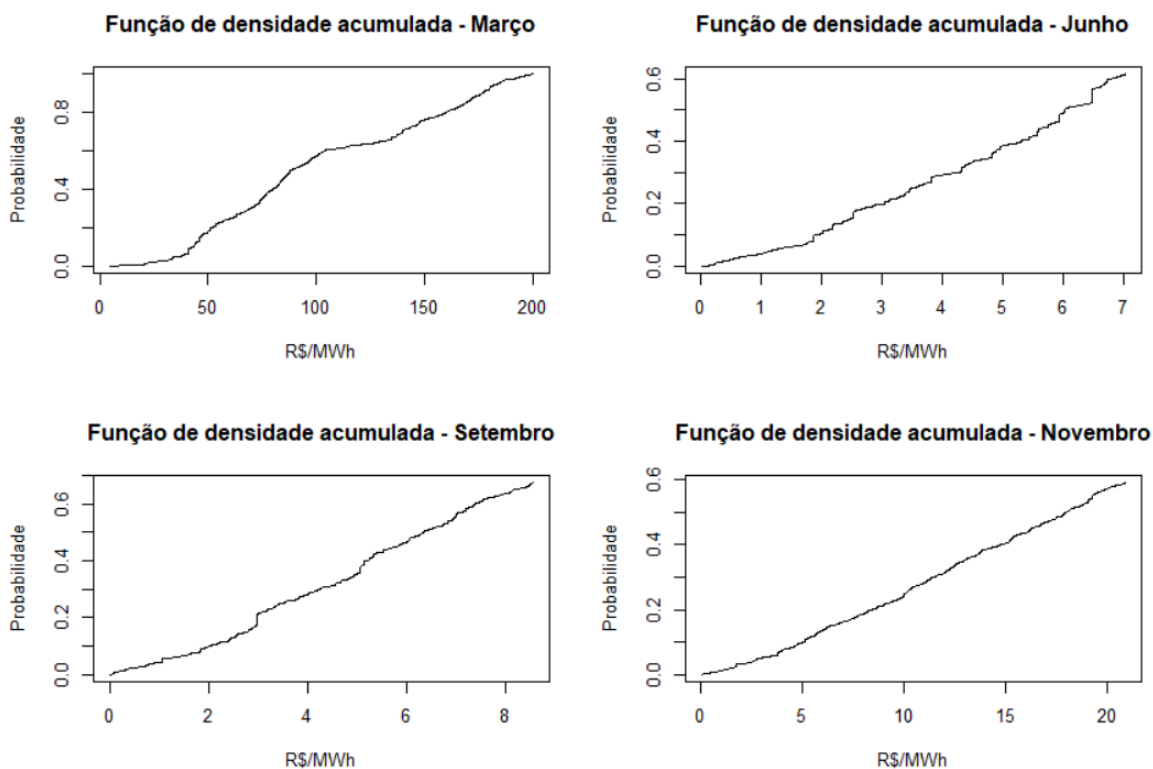


Figura 3.3 – Funções de densidade acumulada discretas de Março, Junho, Setembro e Novembro de 2019 para os preços de energia reserva

3. Agora, constrói-se a função de densidade acumulada discreta de cada mês (figura 3.3) com o mesmo método utilizado na seção dos cenários base. E dividem-se as funções em 20 intervalos e escolhe-se o preço representativo de cada intervalo pelo mesmo método utilizado na seção dos cenários base (tabela 3.2).

### 3.4.3 PLD horário

Para produzir os cenários de PLD horário, acessaram-se os preços horários, semanais e mensais observados em todo o ano de 2019 de acordo com o site da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Assim, consideraram-se apenas os dias úteis de 2019 (284 dias) e classificaram-se esses cenários por ordem de PLD médio diário. Foi dividida a faixa de variação dos cenários em 20 intervalos e, em cada intervalo, selecionamos o cenário com maior desvio padrão, para testar ao máximo o otimizador. Vale ressaltar que uma componente sazonal com duração menor que um ano e maior que 24 horas não foi levada em conta ao realizar tal separação, sem utilizar apenas os dias úteis do mês em estudo. É possível que a geometria das curvas possua rampas maiores que as realizáveis em meses frios como junho, porém, para o modelo desenvolvido, é desejável testá-lo ao máximo e avaliar como ele responde.

Tabela 3.2 – Preços mensais de energia reserva do Sudeste em 2019 e suas probabilidades de ocorrência de acordo com o Newave

PLD Mar.	Prob. Mar.	PLD Jun.	Prob. Jun.	PLD Set.	Prob. Set.	PLD Nov.	Prob. Nov.
12.385	0.004	1.744	0.143	0.773	0.067	1.74	0.05
21.87	0.016	3.471	0.202	2.615	0.151	4.72	0.08
32.15	0.02	5.941	0.278	3.898	0.109	7.234	0.071
40.794	0.07	8.194	0.129	5.262	0.159	10.03	0.095
47.263	0.101	10.775	0.098	7.005	0.134	12.668	0.091
58.645	0.052	13.132	0.026	8.526	0.091	15.553	0.08
68.958	0.056	15.233	0.045	10.238	0.086	18.633	0.096
77.088	0.104	17.82	0.02	11.641	0.055	21.059	0.068
86.444	0.09	20.112	0.011	13.346	0.038	23.767	0.083
97.51	0.071	22.724	0.006	14.441	0.016	27.448	0.071
104.392	0.022	25.487	0.003	16.062	0.044	29.639	0.036
114.633	0.018	26.822	0.008	17.362	0.035	32.187	0.029
127.023	0.018	29.286	0.014	19.571	0.003	34.517	0.098
137.254	0.061	32.344	0.003	20.579	0.001	37.95	0.013
146.83	0.05	34.823	0.003	22.327	0.002	41.167	0.012
156.583	0.041	36.393	0.001	NA	NA	44.067	0.007
166.338	0.054	39.334	0.001	NA	NA	47.389	0.002
176.063	0.071	NA	NA	NA	NA	48.892	0.01
184.334	0.039	NA	NA	NA	NA	51.7	0.001
194.149	0.026	47.845	0	31.044	0	56.593	0

Em seguida, foi feita uma normalização dos dados com base na média diária ( $\mu_{PLDH}$ ) e no desvio-padrão diário ( $\sigma_{PLDH}$ ), da seguinte forma:

$$PLD_{norm} = \frac{PLD_h - \mu_{PLDH}}{\sigma_{PLDH}} \quad (3.3)$$

É possível observar as curvas normalizadas na figura 3.6.

Após isso, multiplicamos nossas curvas normalizadas pelo desvio padrão do NEWAVE ( $\sigma_{NW}$ ) e as somamos com os 20 PLDs representativos do NEWAVE. Teríamos assim, 400 curvas. Agora, escolhemos as 20 mais representativas, dividindo o intervalo de ocupação dos PLDs em 20 intervalos e escolhendo a curva de maior desvio padrão de cada intervalo, em seguida, somam-se as probabilidades das curvas desse intervalo e atribui-se a soma à probabilidade de ocorrência dessa curva. Dessa forma, cada curva teria uma probabilidade de ocorrência distinta dada pelo Newave. Na figura 3.7, observam-se os gráficos dos cenários de PLD horário para nosso modelo e sua média em azul.



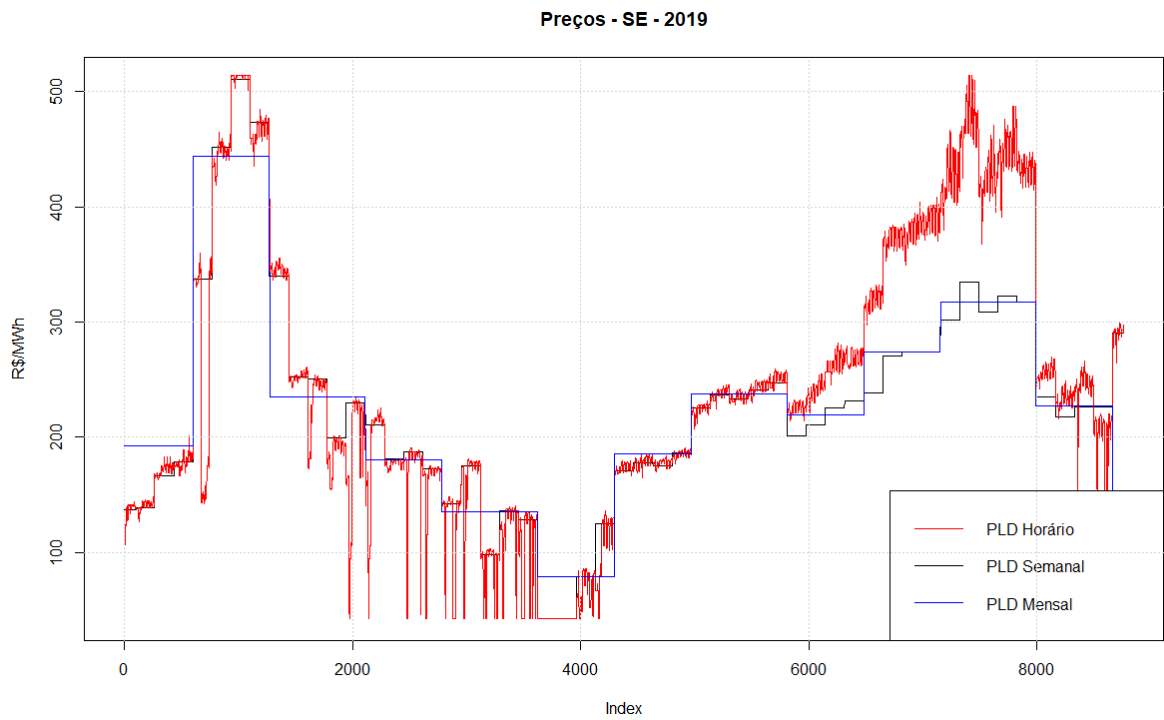


Figura 3.4 – Preços horários, semanais e mensais do Sudeste em 2019

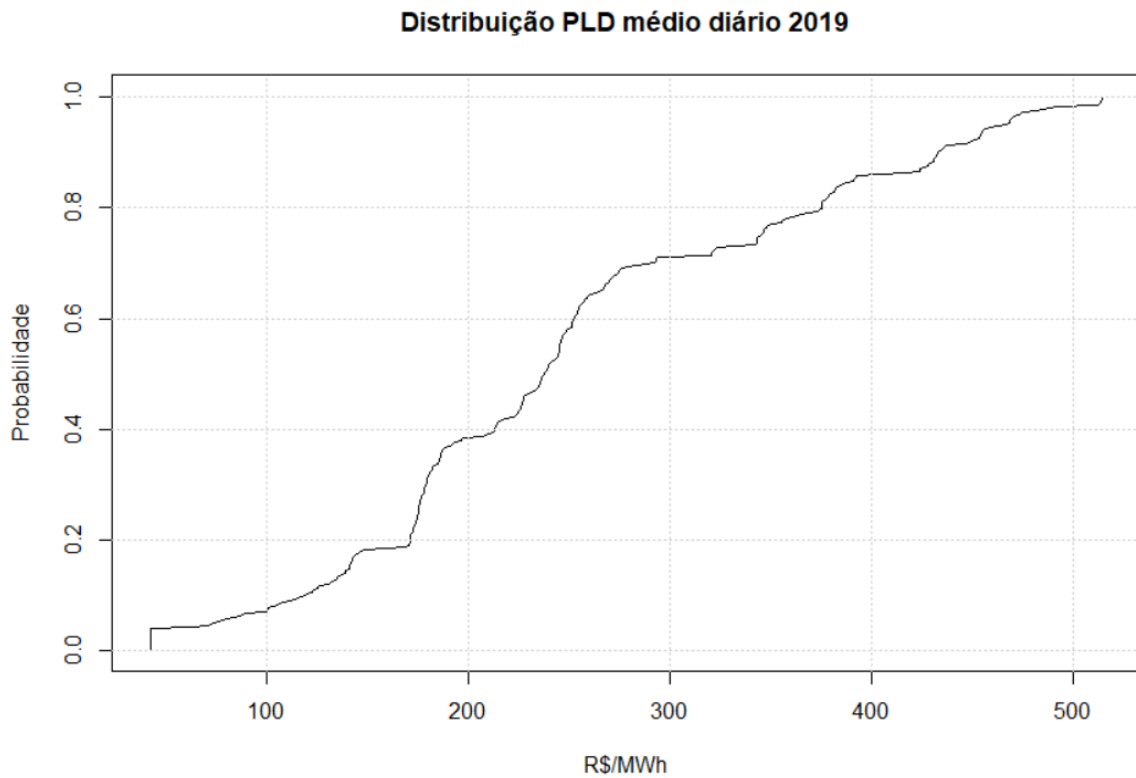


Figura 3.5 – Distribuição dos PLDs médios diários em 2019

### Curvas normalizadas de PLD horário - 2019

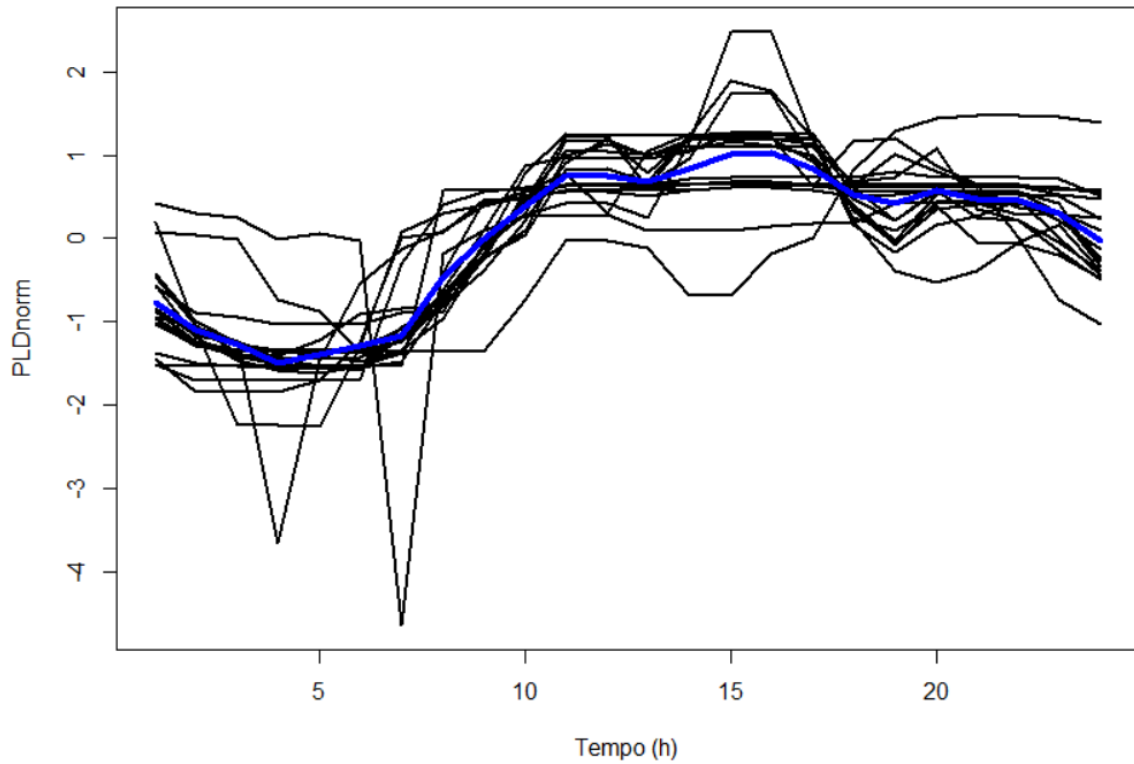


Figura 3.6 – Cenários horários normalizados 2019

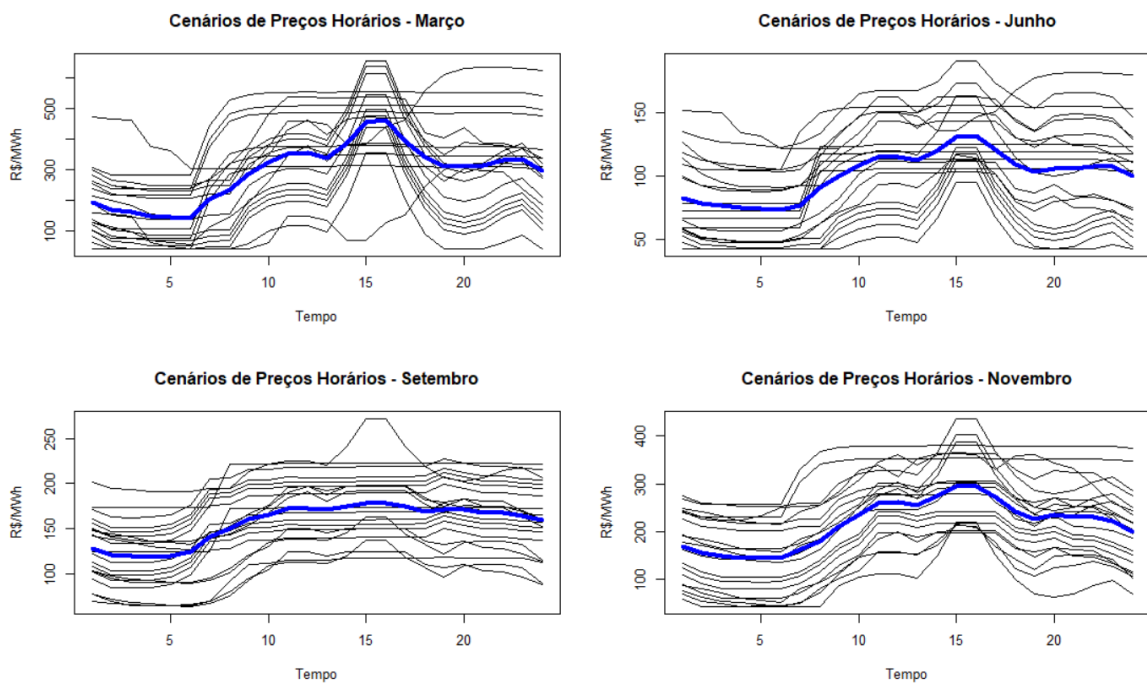


Figura 3.7 – Cenários de PLD horário de Março, Junho, Setembro e Novembro de 2019

### 3.4.4 PLD demais dias da semana

Para produzir os cenários de PLD por patamar nos demais dias da semana, acessaram-se os preços horários observados nos meses de março, junho, setembro e novembro de 2019 de acordo com o site da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Havia um certo dilema, pois há dados semanais de PLD por patamar disponíveis desde 2001, contudo, utilizá-los deixaria o modelo com curvas pouco realistas e o objetivo é emular ao máximo a realidade, dado que num modelo de preço por oferta, os agentes estão sujeitos às condições da natureza mais que as decisões operativas do ONS. Dessa forma, como os preços horários de 2019, realizou-se um catálogo de preços horários a cada 6 dias foi considerado um cenário e foi feita a média de preços a cada 8 horas, assim, cada cenário teria 18 preços para os demais dias da semana de nosso modelo, com tal observação, foi possível obter 390 cenários e realizou um processo semelhante ao caso dos PLDs horários.

Primeiro, classificaram-se esses cenários por ordem de PLD médio semanal. Foi dividida a faixa de variação dos cenários em 10 intervalos e, em cada intervalo, selecionamos o cenário com o desvio padrão mediano, pois utilizar cenários com grande desvio padrão acarretaria em variações que podem estar associadas a mudanças de mês operativo ou semana operativa, já desvio padrão pequeno nos daria pouca variabilidade nas curvas. Vale ressaltar que uma componente sazonal com duração menor que um ano e maior que 168 horas não foi levada em conta ao realizar tal separação, sem utilizar apenas os dias úteis do mês em estudo. É possível que a geometria das curvas possua rampas maiores que as realizáveis em meses frios como junho, porém, para o modelo desenvolvido, é desejável testá-lo ao máximo e avaliar como ele responde. Em seguida, foi feita uma normalização dos dados com base na média semanal ( $\mu_{PLDS}$ ) e no desvio-padrão semanal ( $\sigma_{PLDS}$ ), da seguinte forma:

$$PLD_{norm} = \frac{PLD_s - \mu_{PLDS}}{\sigma_{PLDS}} \quad (3.4)$$

É possível observar as curvas normalizadas na figura 3.8.

Após isso, multiplicamos nossas curvas normalizadas pelo desvio padrão do NEWAVE ( $\sigma_{NW}$ ) e as somamos com os 20 PLDs representativos do NEWAVE. Teríamos assim, 200 curvas. Agora, escolhemos as 20 mais representativas, dividindo o intervalo de ocupação dos PLDs em 10 intervalos e escolhendo a curva de maior desvio padrão de cada intervalo, em seguida, somam-se as probabilidades das curvas desse intervalo e atribui-se a soma à probabilidade de ocorrência dessa curva. Dessa forma, cada curva teria uma probabilidade de ocorrência distinta dada pelo Newave. Na figura 3.9, observam-se os gráficos dos cenários de PLD para os 6 dias restantes da semana para nosso modelo e sua média em azul.

**Curvas normalizadas de PLD  
para os patamares dos 6 dias restantes do horizonte do modelo**

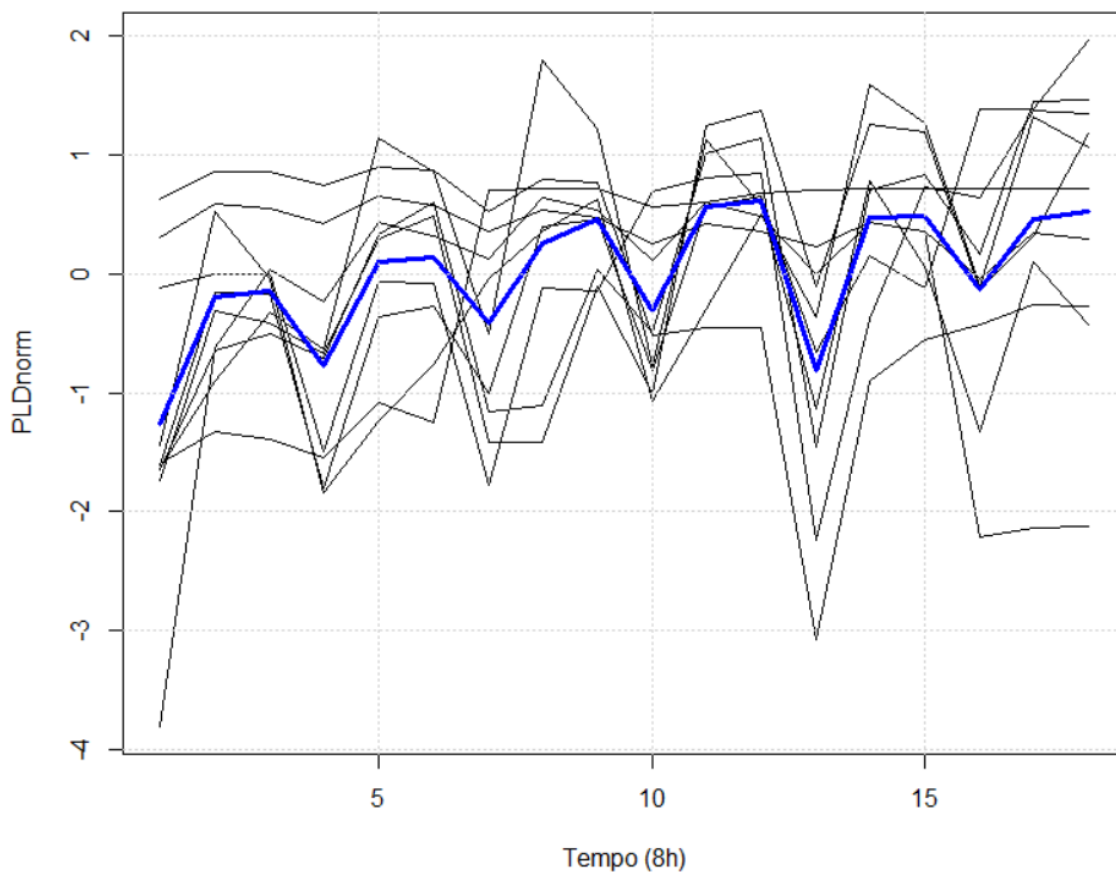


Figura 3.8 – Cenários em intervalos de 8h normalizados 2019

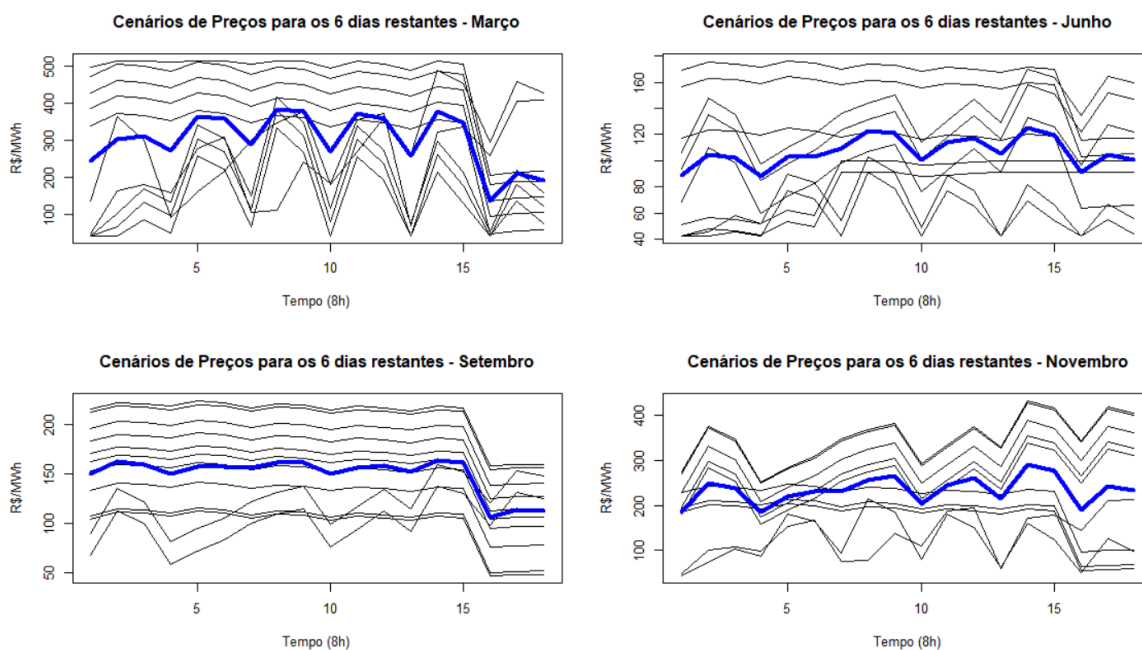


Figura 3.9 – Cenários de PLD nos 6 dias restantes da semana alvo de Março, Junho, Setembro e Novembro de 2019

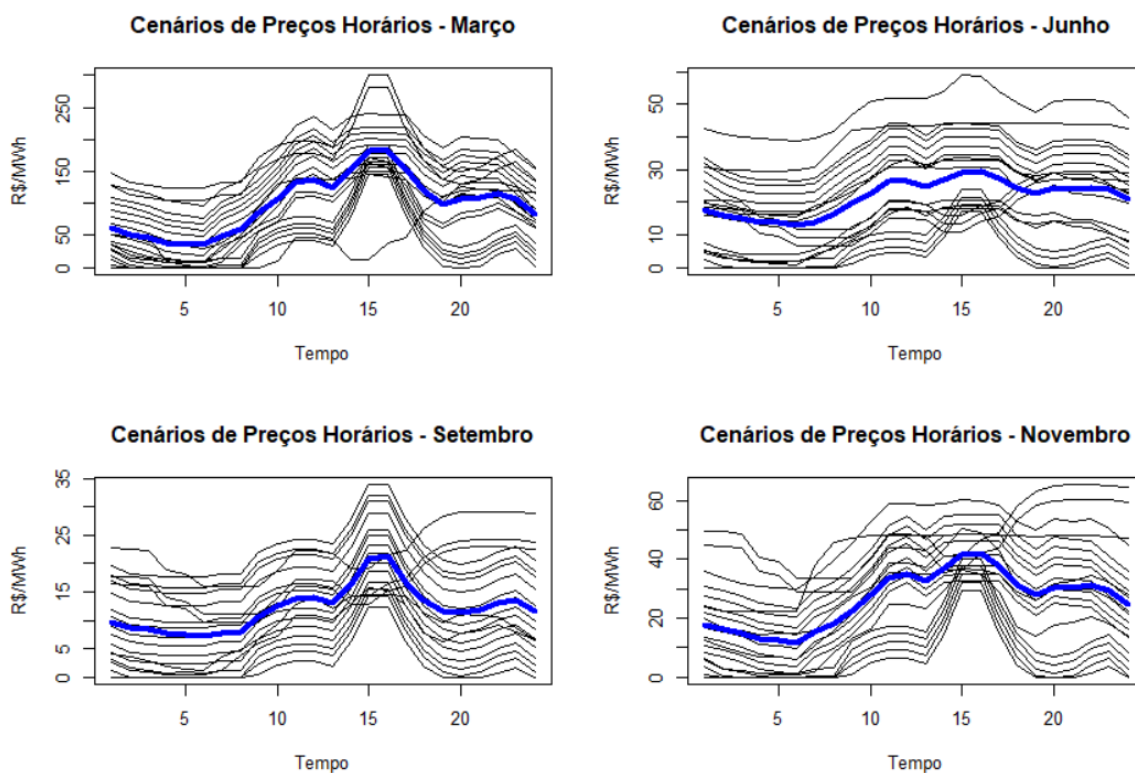


Figura 3.10 – Cenários de preços horários de energia reserva de Março, Junho, Setembro e Novembro de 2019

### 3.4.5 Preços da Energia Reserva - dia alvo

Para produzir os cenários de preço da energia reserva, utilizaremos os 4 casos de Newave modificados e seus preços representativos de acordo com a tabela 3.2 e as curvas normalizadas observadas em 2019 de acordo com a figura 3.6.

Após isso, multiplicamos nossas curvas normalizadas pelo desvio padrão do NEWAVE ( $\sigma_{NW}$ ) e as somamos com os 20 preços representativos do NEWAVE. Teríamos assim, 400 curvas. Agora, escolhemos as 20 mais representativas, dividindo o intervalo de ocupação dos preços em 20 intervalos e escolhendo a curva de maior desvio padrão de cada intervalo, em seguida, somam-se as probabilidades das curvas desse intervalo e atribui-se a soma à probabilidade de ocorrência dessa curva. Dessa forma, cada curva teria uma probabilidade de ocorrência distinta dada pelo Newave. Na figura 3.10, observam-se os gráficos dos cenários de preços horários de energia reserva para nosso modelo e sua média em azul.

### 3.4.6 Preços da Energia Reserva - demais dias da semana

Para produzir os cenários de preço da energia reserva, utilizaremos os 4 casos de Newave modificados e seus preços representativos de acordo com a tabela 3.2 e as curvas normalizadas observadas em 2019 de acordo com a figura 3.8.

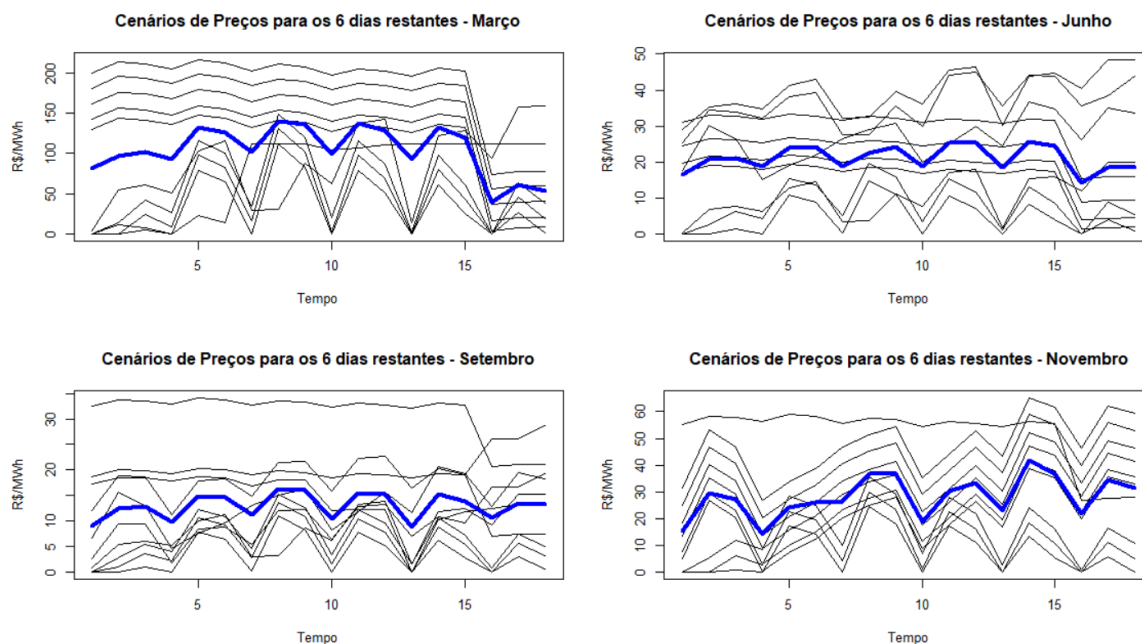


Figura 3.11 – Cenários de preços nos 6 dias restantes da semana alvo de energia reserva de Março, Junho, Setembro e Novembro de 2019

Após isso, multiplicamos nossas curvas normalizadas pelo desvio padrão do NEWAVE ( $\sigma_{NW}$ ) e as somamos com os 20 PLDs representativos do NEWAVE. Teríamos assim, 200 curvas. Agora, escolhamos as 20 mais representativas, dividindo o intervalo de ocupação dos PLDs em 10 intervalos e escolhendo a curva de maior desvio padrão de cada intervalo, em seguida, somam-se as probabilidades das curvas desse intervalo e atribui-se a soma à probabilidade de ocorrência dessa curva. Dessa forma, cada curva teria uma probabilidade de ocorrência distinta dada pelo Newave. Na figura 3.11, observam-se os gráficos dos cenários de preços de energia reserva para os 6 dias restantes da semana para nosso modelo e sua média em azul.

### 3.4.7 Custos das usinas termelétricas

Para determinar o custo das termelétricas, foi utilizado um deck do Newave de Março de 2019, o arquivo clast.dat possui os CVUs das termelétricas do país.

Assim, retiraram-se 21 amostras de CVUs baixos e altos para medir o nível de despacho termelétrico conforme a mudança de preço no MCP. Como o modelo utiliza 7 termelétricas divida-se em 3 blocos, foram escolhidos os 21 CVUs da tabela 4.6.

1	NUM	NOME CLASSE	TIPO COMB.	CUSTO	CUSTO	CUSTO	CUSTO	CUSTO
2	XXXX	XXXXXXXXXXXXXX	XXXXXXXXXXXXXX	XXXX.XX	XXXX.XX	XXXX.XX	XXXX.XX	XXXX.XX
3	1	ANGRA 1	Nuclear	31.17	31.17	31.17	31.17	31.17
4	13	ANGRA 2	Nuclear	20.12	20.12	20.12	20.12	20.12
5	211	BAIXADA FLU	Gas	88.74	88.74	88.74	88.74	88.74
6	7	CARIOBA	Oleo	937.00	937.00	937.00	937.00	937.00
7	97	CCBS	Gas	315.16	315.16	315.16	315.16	315.16
8	219	CCBS_L1	Gas	315.16	315.16	315.16	315.16	315.16
9	220	CCBS_L13	Gas	300.87	300.87	300.87	300.87	300.87
10	12	CUIABA G CC	Gas	511.77	511.77	511.77	511.77	511.77
11	153	DAIA	Diesel	1160.28	1160.28	1160.28	1160.28	1160.28
12	65	DO ATLAN_CSA	Residuos I	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
13	183	DO ATLANTICO	Residuos I	181.81	181.81	181.81	181.81	181.81
14	213	EBOLT_L1	Gas	352.45	352.45	352.45	352.45	352.45
15	214	EBOLT_L13	Gas	308.11	308.11	308.11	308.11	308.11
16	62	ELETROBOLT	Gas	352.45	352.45	352.45	352.45	352.45
17	110	F.GASPARIAN	Gas	548.04	548.04	548.04	548.04	548.04
18	238	GNA P. ACU 3	Gas	167.07	167.07	167.07	167.07	167.07
19	155	GOIANIA II	Diesel	1216.07	1216.07	1216.07	1216.07	1216.07
20	63	IBIRITERMO	Gas	346.37	346.37	346.37	346.37	346.37
21	2	IGARAPE	Oleo	939.55	939.55	939.55	939.55	939.55
22	54	JUIZ DE FORA	Gas	283.74	283.74	283.74	283.74	283.74
23	15	LINHARES	GNL	223.84	223.84	223.84	223.84	223.84
24	171	NORTEFLU-1	Gas	62.95	62.95	62.95	62.95	62.95
25	172	NORTEFLU-2	Gas	72.64	72.64	72.64	72.64	72.64
26	173	NORTEFLU-3	Gas	139.41	139.41	139.41	139.41	139.41
27	174	NORTEFLU-4	Gas	332.63	332.63	332.63	332.63	332.63
28	137	NOVO TEMPO	Gas	236.56	236.56	236.56	236.56	236.56
29	229	ONCA PINTADA	Biomassa	91.45	91.45	91.45	91.45	91.45
30	182	PALMEIRAS GO	Diesel	1064.08	1064.08	1064.08	1064.08	1064.08
31	50	PIRAT.12 G	Gas	470.34	470.34	470.34	470.34	470.34
32	230	PREDILECTA	Biomassa	128.71	128.71	128.71	128.71	128.71
33	9	R.SILVEIRA	Gas	978.10	978.10	978.10	978.10	978.10
34	4	ST.CRUZ 34	Oleo	310.41	310.41	310.41	310.41	310.41
35	86	ST.CRUZ NOVA	GNL	148.93	148.93	148.93	148.93	148.93
36	146	STA VITORIA	Biomassa	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00
37	217	T LAGOAS_L1	Gas	215.23	215.23	215.23	215.23	215.23
38	218	T LAGOAS_L13	Gas	302.70	302.70	302.70	302.70	302.70
39	194	T.NORTE 2	Oleo	910.86	910.86	910.86	910.86	910.86
40	223	TERMOIRAPE I	Biomassa	127.01	127.01	127.01	127.01	127.01
41	90	TERMOMACAE	Gas	588.89	588.89	588.89	588.89	588.89
42	47	TERMORIO	Gas	255.05	255.05	255.05	255.05	255.05
43	215	TERMORIO_L1	Gas	255.05	255.05	255.05	255.05	255.05
44	216	TERMORIO_L13	Gas	306.29	306.29	306.29	306.29	306.29
45	68	TRES LAGOAS	Gas	215.23	215.23	215.23	215.23	215.23

Figura 3.12 – Arquivo clast.dat

Tabela 3.3 – Termelétricas escolhidas e seus CVU

UTE	CVU (R\$/MWh)
Termelétrica 1 Bloco 1	43.02
Termelétrica 1 Bloco 2	53.10
Termelétrica 1 Bloco 3	72.64
Termelétrica 2 Bloco 1	88.74
Termelétrica 2 Bloco 2	133.55
Termelétrica 2 Bloco 3	151.69
Termelétrica 3 Bloco 1	181.81
Termelétrica 3 Bloco 2	206.58
Termelétrica 3 Bloco 3	223.65
Termelétrica 4 Bloco 1	255.05
Termelétrica 4 Bloco 2	309.26
Termelétrica 4 Bloco 3	338.83
Termelétrica 5 Bloco 1	358.96
Termelétrica 5 Bloco 2	480.94
Termelétrica 5 Bloco 3	545.77
Termelétrica 6 Bloco 1	623.1
Termelétrica 6 Bloco 2	637.53
Termelétrica 6 Bloco 3	641.81
Termelétrica 7 Bloco 1	805.7
Termelétrica 7 Bloco 2	913.22
Termelétrica 7 Bloco 3	939.55

### 3.4.8 Cenários de Geração Eólica

Para construir os dados de geração eólica, avaliou-se a geração eólica horária em Baixa do Feijão do dia 01/06/2016 até o dia 30/06/2020, com esse histórico, foi possível emular uma função de distribuição acumulada da geração eólica em cada mês do ano conforme a figura 3.13 mostra. Observe que o eixo vertical da figura 3.13 indica a probabilidade de haver uma geração eólica menor que determinado valor.

Com tais dados, classificamos os dias de cada mês e escolhemos os dias com maiores desvio padrão para uma dada faixa geração eólica. Dessa forma foram escolhidos 20 cenários para cada mês conforme a figura 3.14 mostra.

Para os cenários dos demais dias da semana, utilizamos os dados horários de forma similar ao cálculo dos cenários de preços para os demais dias da semana, capturando janelas de 6 dias e dividindo os 24 valores em 3 grupos de 8 valores. Após realizar-se a média de cada grupo, teríamos o horizonte de 6 dias preenchido. Posteriormente, classificamos os cenários de cada mês e escolhemos os cenários com maiores desvio padrão para uma dada faixa geração eólica. Dessa forma foram escolhidos 10 cenários para cada mês conforme a figura 3.15 mostra.



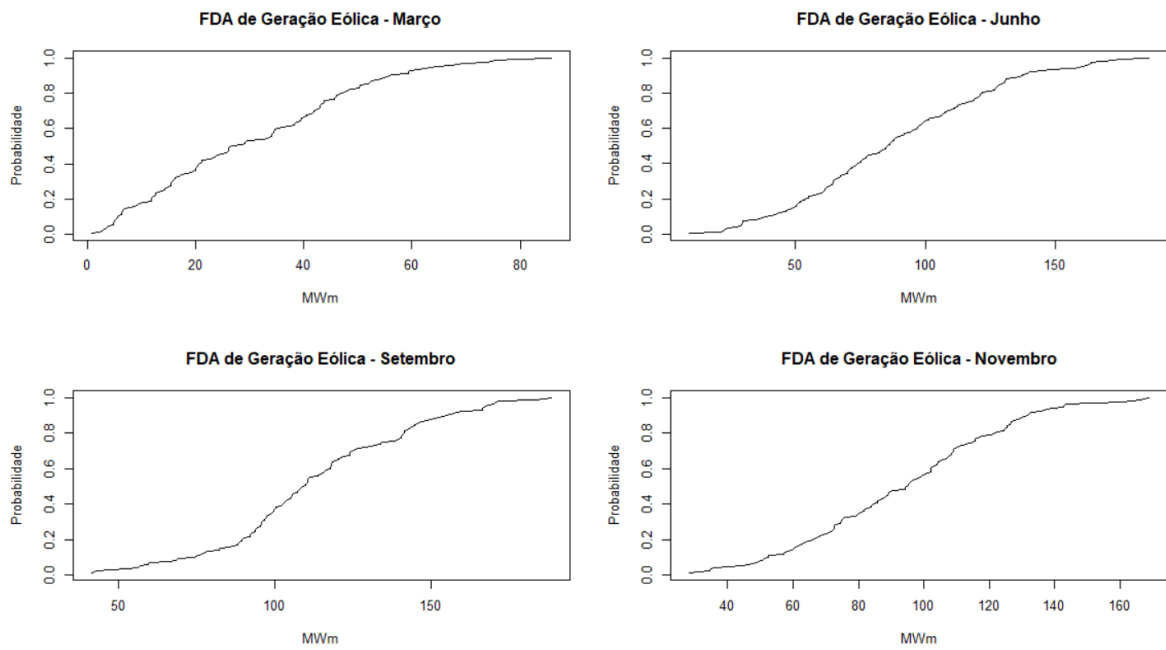


Figura 3.13 – Funções de densidade acumulada de cada mês em baixa do feijão

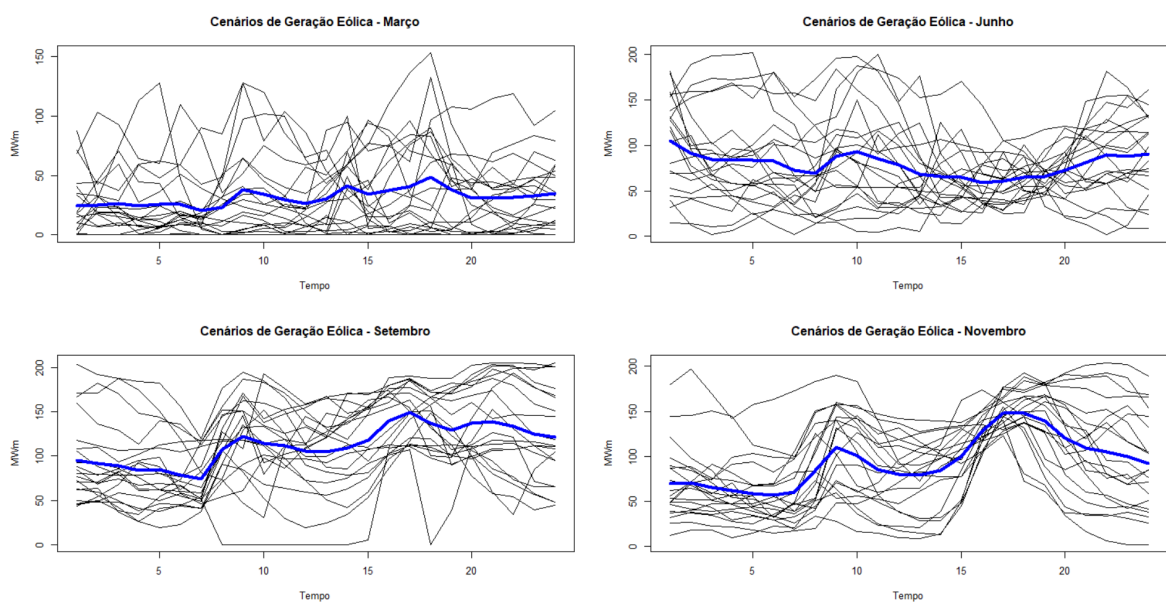


Figura 3.14 – Cenários de Geração Eólica Horários

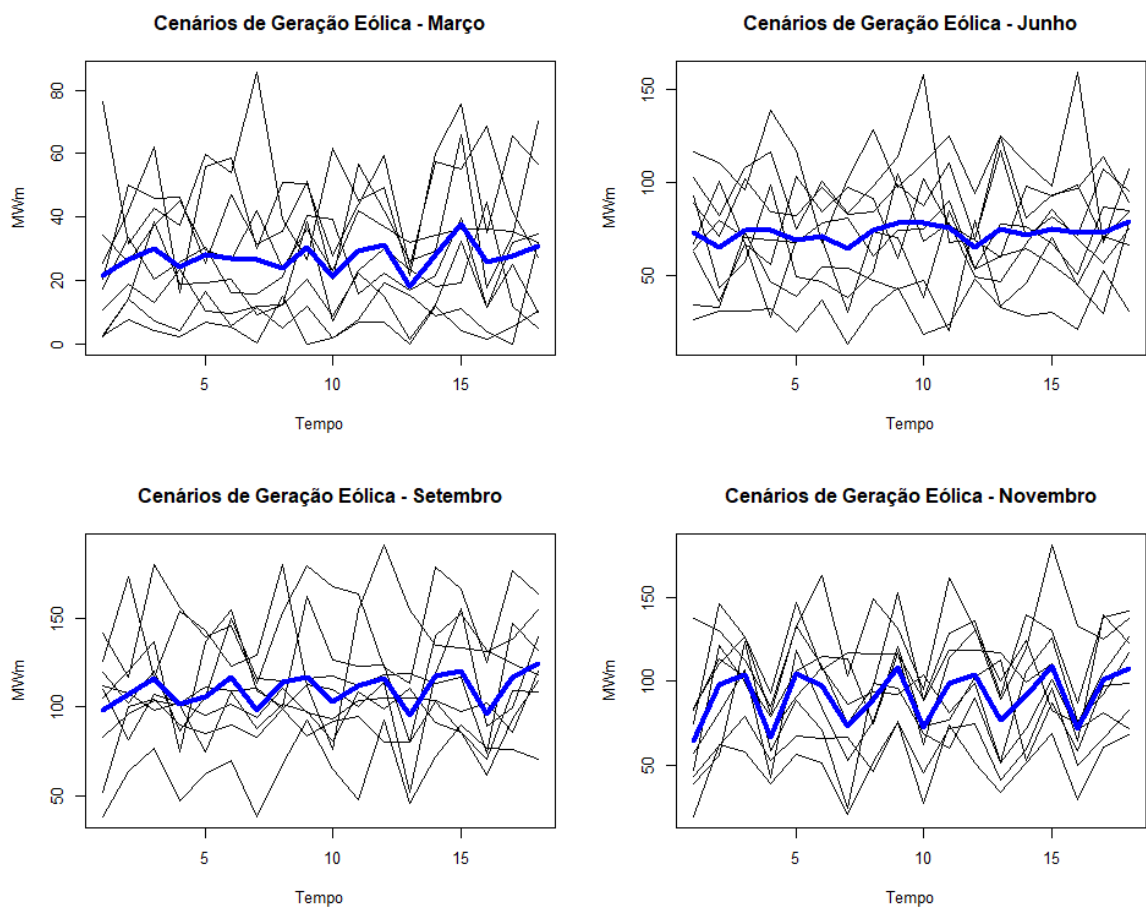


Figura 3.15 – Cenários de Geração Eólica demais dias

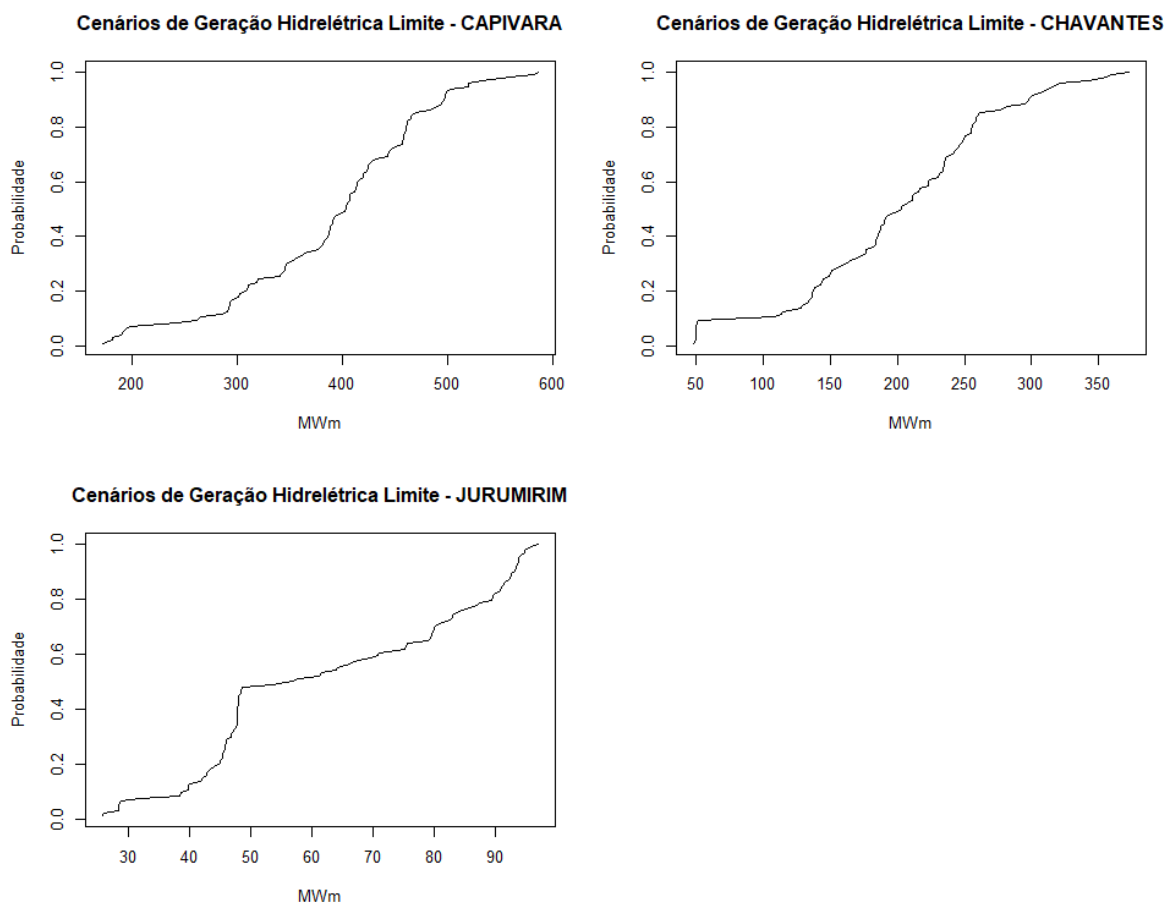


Figura 3.16 – Funções de densidade acumulada dos limites semanais de Geração Hidrelétrica para o mês de março

### 3.4.9 Cenários de limite de Geração Hidrelétrica

O modelo utilizado nesse trabalho desconsidera as equações de balanço hídrico e as variações na produtividade de uma hidrelétrica por ser um modelo de curtíssimo prazo, dessa forma, é necessário ter limites semanais de geração que seriam estabelecidos pelo operador, no caso o ONS. Tais limites foram estabelecidos com base no histórico dos reservatórios simulados de 01/01/2000 até 28/11/2020. Com base nesse histórico, verificou-se se havia correlação entre a geração hidrelétrica dessas hidrelétricas e o PLD do Sudeste, não havia correlação significativa. Para um modelo eficiente, é indispensável a correlação entre disponibilidade energética de hidrelétricas e o preço da energia. Dessa forma, o histórico de cada hidrelétrica foi separado em quantis e utilizamos do quantil 50% até o quantil 100%. Os cenários mais extremos não foram usados, pois o modelo identificava inviabilidades de geração hidrelétrica mínima ou não conseguia atender aos contratos. A seguir, nas figuras 3.16, 3.17, 3.18, 3.19, estão as funções de densidade acumulada de cada UHE em cada mês de estudo.

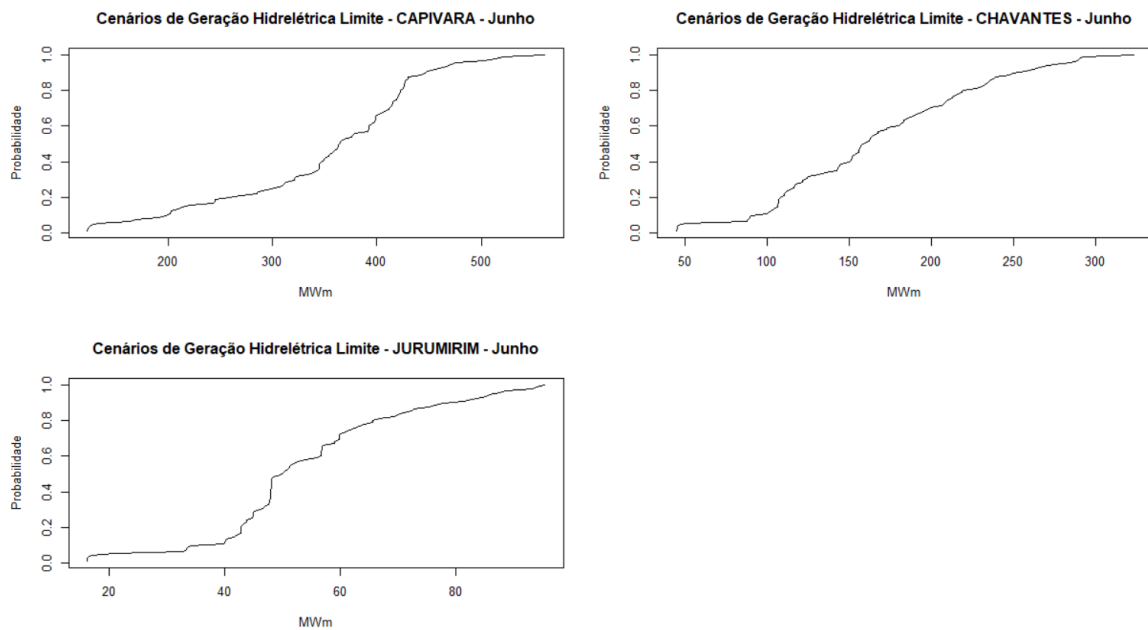


Figura 3.17 – Funções de densidade acumulada dos limites semanais de Geração Hidrelétrica para o mês de junho

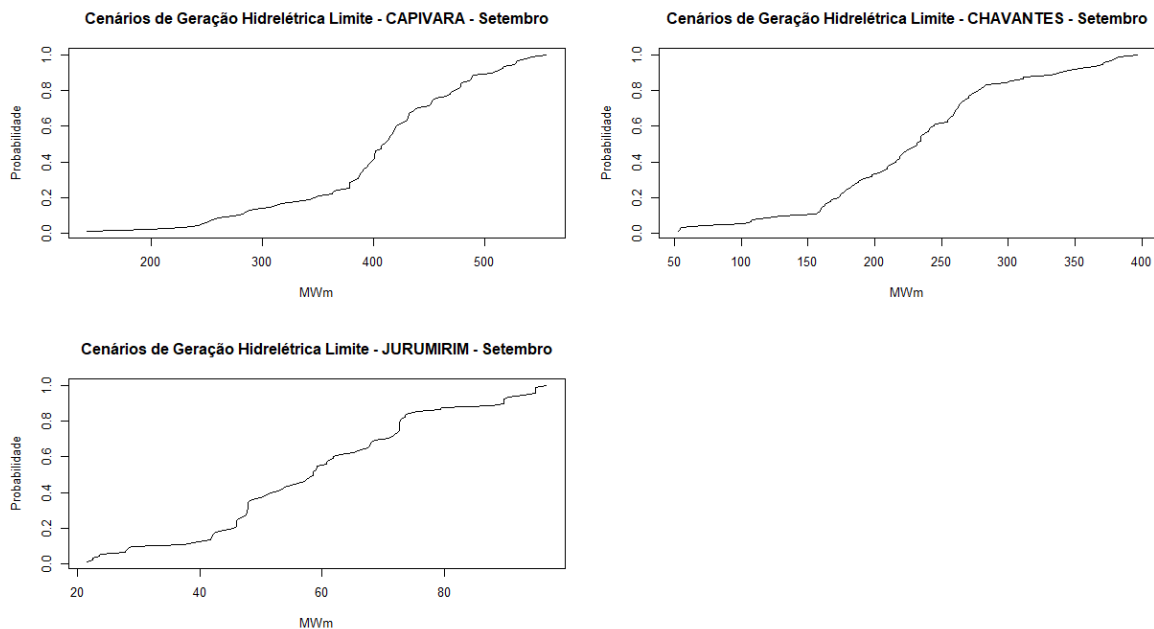


Figura 3.18 – Funções de densidade acumulada dos limites semanais de Geração Hidrelétrica para o mês de setembro

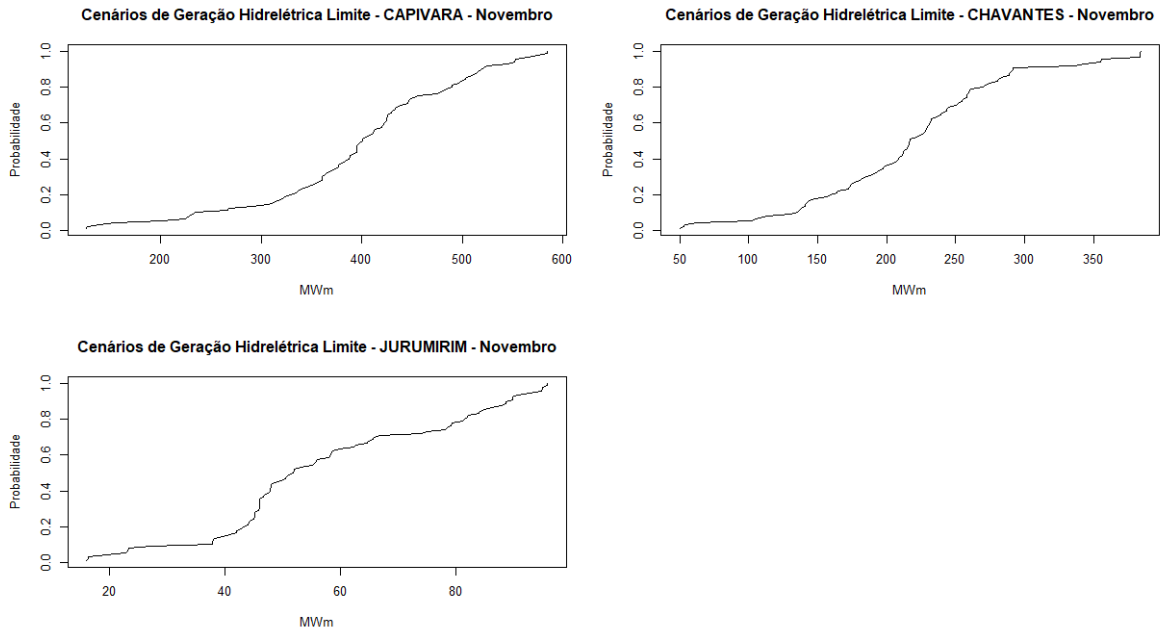


Figura 3.19 – Funções de densidade acumulada dos limites semanais de Geração Hidrelétrica para o mês de novembro

### 3.4.10 Probabilidades associadas aos cenários $s$ ( $\alpha$ ) e $w$ ( $\delta$ )

Após realizar a seleção de cenários para o dia alvo e para a semana, foi possível computar suas probabilidades que estão descritas nas tabelas 3.4 e 3.5.

Tabela 3.4 – Probabilidades associadas aos cenários s de cada mês

$\alpha$ Mar.	$\alpha$ Jun.	$\alpha$ Set.	$\alpha$ Nov.
s1 0.013	s1 0.005	s1 0.006	s1 0.016
s2 0.002	s2 0.009	s2 0.006	s2 0.002
s3 0.005	s3 0.003	s3 0.004	s3 0.001
s4 0.027	s4 0.003	s4 0.017	s4 0.023
s5 0.056	s5 0.008	s5 0.021	s5 0.038
s6 0.048	s6 0.011	s6 0.03	s6 0.05
s7 0.04	s7 0.012	s7 0.035	s7 0.054
s8 0.07	s8 0.014	s8 0.036	s8 0.065
s9 0.091	s9 0.019	s9 0.045	s9 0.091
s10 0.047	s10 0.04	s10 0.028	s10 0.053
s11 0.086	s11 0.023	s11 0.03	s11 0.150
s12 0.054	s12 0.071	s12 0.163	s12 0.075
s13 0.054	s13 0.09	s13 0.053	s13 0.061
s14 0.068	s14 0.115	s14 0.023	s14 0.073
s15 0.063	s15 0.127	s15 0.154	s15 0.098
s16 0.063	s16 0.12	s16 0.171	s16 0.067
s17 0.061	s17 0.125	s17 0.069	s17 0.016
s18 0.047	s18 0.135	s18 0.037	s18 0.022
s19 0.062	s19 0.068	s19 0.035	s19 0.041
s20 0.043	s20 0.002	s20 0.04	s20 0.005

Tabela 3.5 – Probabilidades associadas aos cenários w de cada mês

$\delta$ Mar.	$\delta$ Jun.	$\delta$ Set.	$\delta$ Nov.
w1 0.012	w1 0.016	w1 0.01	w1 0.018
w2 0.027	w2 0.006	w2 0.018	w2 0.031
w3 0.087	w3 0.023	w3 0.048	w3 0.11
w4 0.109	w4 0.031	w4 0.069	w4 0.164
w5 0.113	w5 0.071	w5 0.076	w5 0.216
w6 0.106	w6 0.182	w6 0.178	w6 0.145
w7 0.111	w7 0.277	w7 0.085	w7 0.209
w8 0.108	w8 0.285	w8 0.332	w8 0.036
w9 0.088	w9 0.091	w9 0.109	w9 0.058
w10 0.238	w10 0.016	w10 0.075	w10 0.012

# 4

## RESULTADOS

---

Neste capítulo, serão apresentados os resultados do estudo, comentários sobre os modos de operação da companhia geradora e outras características pertinentes nos quatro meses estudados. Inicialmente, será feita uma comparação entre o caso base de março analisado e mudanças em algumas variáveis, para avaliar o impactos destas no lucro esperado e na destinação da geração para os contratos, para o mercado de curto prazo ou para o mercado de energia reserva. Posteriormente, serão apresentados os casos de Junho, Setembro e Novembro e serão comparados entre si, para se verificar o impacto da sazonalidade no lucro de uma companhia geradora.

### 4.1 MARÇO

No mês de março, foram executados os seguintes casos:

- Caso Base: considera todos os parâmetros tal como foram calibrados, será a base de comparação do estudo de março;
- Caso A: considera uma mudança no preço dos contratos de longo prazo, servirá para calcular a influência de tais contratos no lucro esperado;
- Caso B: considera uma mudança no custo das termelétricas estudadas, servirá para calcular a influência dos custos das termelétricas no lucro esperado;
- Caso C: considera uma mudança no preço dos contratos de curto prazo, servirá para calcular a influência dos contratos de curto prazo no lucro esperado;
- Caso D: considera variações no fator de aversão ao risco ( $\beta$ ), servirá para aproximar uma curva do lucro em função do fator de aversão ao risco;
- Caso E: considera que há penalidade por violar o limite de geração imposto pelo operador, ao invés de ser um limite inflexível, nesse caso, haverá uma curva de lucro esperado em função da penalidade.

#### 4.1.1 Caso Base

Esse caso será o ponto de partida para os próximos estudos apresentados, partindo dos conceitos abordados nos capítulos anteriores é possível desenvolver e explicar esse caso.

Para o caso Base, o valor de  $\beta$  é 0, ou seja, a companhia gerada não se protege do risco. O primeiro passo para entender esse caso será mostrar os dados técnicos das unidades geradoras:

Tabela 4.1 – Características técnicas de cada hidrelétrica do estudo

Usina	Potência Inicial (MW)	Potência Mínima (MW)	Potência Máxima (MW)
Capivara	250	180	635
Chavantes	150	45	414
Jurumirim	40	15	101

Tabela 4.2 – Características técnicas de cada hidrelétrica do estudo

Usina	Custo Unitário (R\$/MWh) (MW)	Rampa Máxima (MW/h)
Capivara	10	150
Chavantes	10	100
Jurumirim	10	30

Tabela 4.3 – Características técnicas da usina eólica do estudo

Usina	Potência Inicial (MW)	Potência Mínima (MW)	Potência Máxima (MW)
Baixa do Feijão	20	0	250

A potência máxima das unidades hidrelétricas foi considerada como igual à potência instalada na usina, enquanto a potência mínima foi obtida em COSTA (2020), a partir do valor das mínimas históricas registradas entre o período de 01/01/2018 a 01/10/2019, obtidas na plataforma do ONS. Em seguida, foi realizada uma calibração do valor da potência inicial, a fim de obter resultados mais coerentes e próximos aos reais. Não foi possível encontrar na literatura os valores dos custos incrementais e das rampas das unidades geradoras. Devido a isso, os parâmetros presentes nas Tabelas 4.2 também foram ajustados, visando à calibração do modelo para situações mais próximas da realidade. O limite semanal foi obtido pela metodologia apresentada no capítulo anterior.

Já os dados de potência inicial, potência máxima, potência mínima e rampas máximas referentes às termelétricas foram retirados de GARCES (2009) e estão descritos nas tabelas 4.4 e 4.5. O custos unitários das termelétricas estão de acordo com a tabela 4.6.

Os tipos de contratos bilaterais considerados foram os contratos tipo A, B, C e de longo prazo. Os preços e disponibilidades para os contratos tipo A, B e C foram obtidos em COSTA (2020). Já o preço e diponibilidade do contrato de longo prazo foi obtido calibrando o preço e a disponibilidade para que o modelo obtenha resultados factíveis.

A figura 4.1 evidencia a geração individual esperada no caso base de março. É possível identificar a correlação do despacho de termelétricas com o aumento de preços no mercado de curto prazo. Além disso, a termelétrica 7 não foi despachada em instante algum. Vale ressaltar também que as restrições físicas de cada gerador foram respeitadas pelo modelo.



Tabela 4.4 – Características técnicas de cada termelétrica do estudo

Usina	Potência Inicial (MW)	Potência Mínima (MW)	Potência Máxima (MW)
Termelétrica 1	130	0	140
Termelétrica 2	335	0	350
Termelétrica 3	160	0	380
Termelétrica 4	205	0	390
Termelétrica 5	250	0	500
Termelétrica 6	220	0	300
Termelétrica 7	25	0	50

Tabela 4.5 – Características técnicas de cada termelétrica do estudo

Usina	Rampa Máxima (MW/h)
Termelétrica 1	65
Termelétrica 2	200
Termelétrica 3	220
Termelétrica 4	210
Termelétrica 5	250
Termelétrica 6	100
Termelétrica 7	25

A figura 4.2 demonstra que a oferta de energia no mercado pool seguiu a racionalidade de crescer conforme o preço aumenta. Foram amostradas as horas 7, 12, 17 e 20 do dia, para contemplar diferentes momentos e patamares de carga, atente-se para o fato de a escala do eixo horizontal dos gráficos ser diferente entre a hora 7 e as demais horas.

#### 4.1.2 Caso A

O Caso A foi obtido variando-se o preço dos contratos de longo prazo de R\$ 150,00/MWh para R\$ 300,00/MWh. Com tal mudança, espera-se que o lucro esperado aumente sem mudar o CVaR significativamente. O que de fato ocorreu, de acordo com a figura 4.6. Isso evidencia que a medida que aumentam os preços dos contratos de longo prazo, o gerador foge da volatilidade do mercado de curto prazo e diminui sua oferta nesse mercado.

#### 4.1.3 Caso B

O Caso B foi obtido variando-se o custo das unidades de geração termelétrica, multiplicaram-se por 2. Com tal mudança, espera-se que o lucro esperado diminua e que a geração individual das termelétricas também seja menor, de fato conforme mostra a tabela 4.8, isso ocorreu. Além disso, é possível observar na figura 4.3 que a geração termelétrica de todas as usinas reduziu no decorrer do dia alvo, principalmente nos instantes que os preços estão menores.

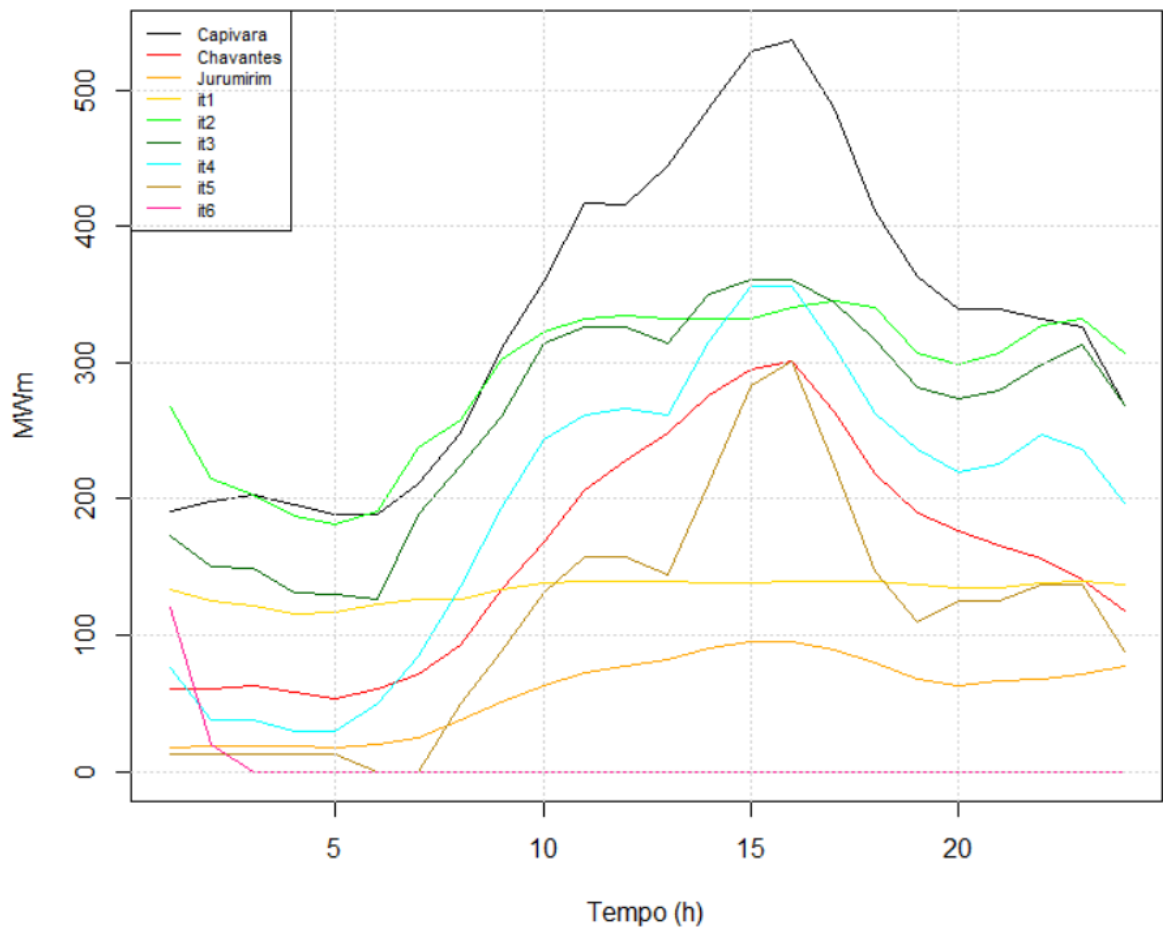


Figura 4.1 – Geração individual esperada por unidade geradora no caso base de março

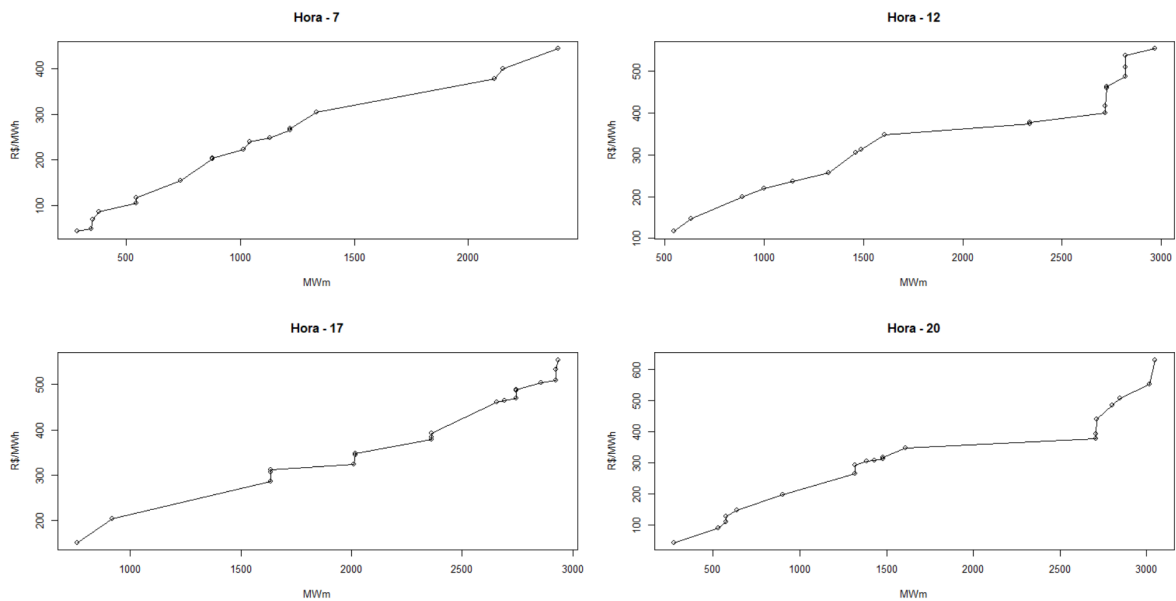


Figura 4.2 – Ofertas de determinadas horas para o mercado pool de março no dia alvo para o Caso Base

Tabela 4.6 – Termelétricas escolhidas e seus CVU

UTE	CVU (R\$/MWh)
Termelétrica 1 Bloco 1	43.02
Termelétrica 1 Bloco 2	53.10
Termelétrica 1 Bloco 3	72.64
Termelétrica 2 Bloco 1	88.74
Termelétrica 2 Bloco 2	133.55
Termelétrica 2 Bloco 3	151.69
Termelétrica 3 Bloco 1	181.81
Termelétrica 3 Bloco 2	206.58
Termelétrica 3 Bloco 3	223.65
Termelétrica 4 Bloco 1	255.05
Termelétrica 4 Bloco 2	309.26
Termelétrica 4 Bloco 3	338.83
Termelétrica 5 Bloco 1	358.96
Termelétrica 5 Bloco 2	480.94
Termelétrica 5 Bloco 3	545.77
Termelétrica 6 Bloco 1	623.1
Termelétrica 6 Bloco 2	637.53
Termelétrica 6 Bloco 3	641.81
Termelétrica 7 Bloco 1	805.7
Termelétrica 7 Bloco 2	913.22
Termelétrica 7 Bloco 3	939.55

#### 4.1.4 Caso C

O Caso C foi obtido variando-se o preço dos contratos de longo prazo, multiplicaram-se por 2. Tal mudança enseja menor alocação de recursos no mercado de curto prazo e maior alocação nos contratos, o que ocorrer de acordo com a tabela 4.8. Tal fato evidencia que a medida que aumentam os preços dos contratos de curto prazo, o gerador foge da volatilidade do mercado de curto prazo e diminui sua oferta nesse mercado. É possível observar a oferta feita para o mercado pool e para os contratos no caso C na figura 4.4.

#### 4.1.5 Caso D

O Caso D foi o resultado de execução do modelo 5 vezes, uma para cada valor de  $\beta$ , em que foi possível identificar a queda do lucro esperado à medida que aumenta-se o valor do fator de aversão ao risco, conforme mostra a figura 4.9. Além disso, é possível notar que a derivada  $\frac{d\text{Lucro}}{d\text{CVaR}}$  aumenta em módulo a medida que o valor de beta cresce como podemos observar na figura 4.10, o lucro esperado para  $\beta = 4$  é 7,1% menor que o lucro esperado para  $\beta = 0$ .

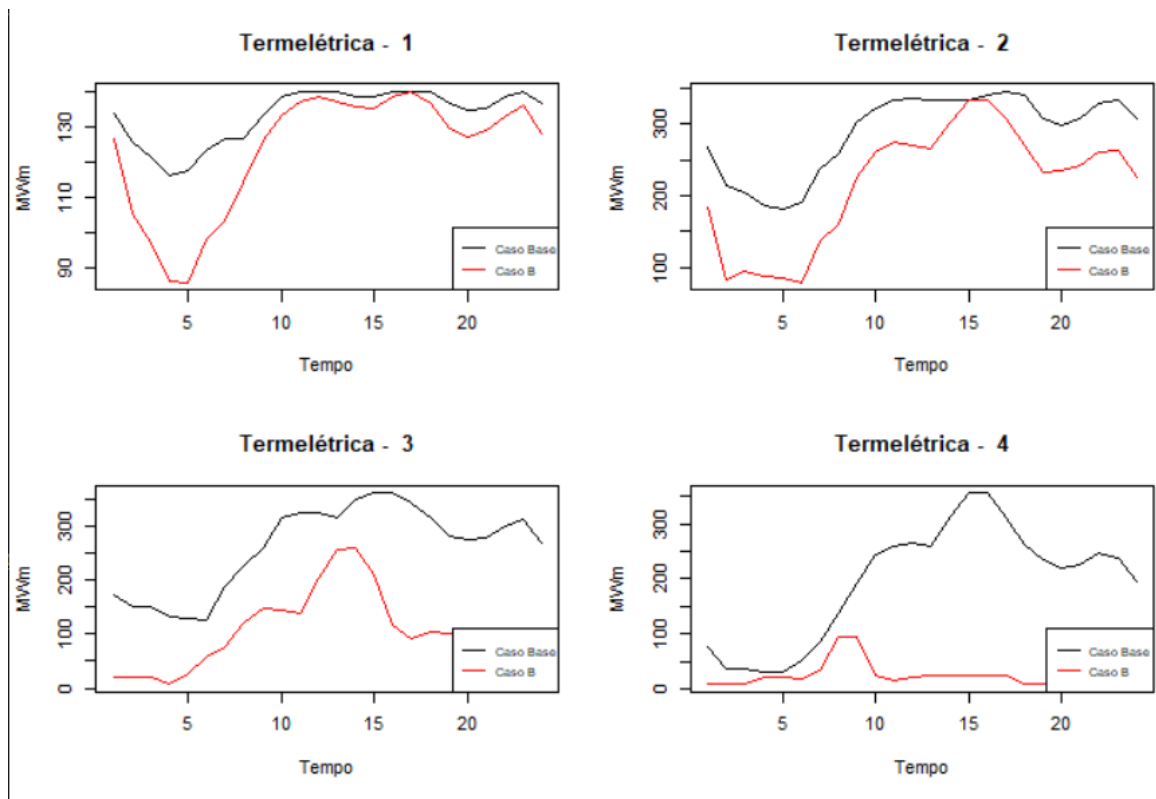


Figura 4.3 – Comparação de Geração Termelétrica em cada UTE entre o caso Base e o caso B

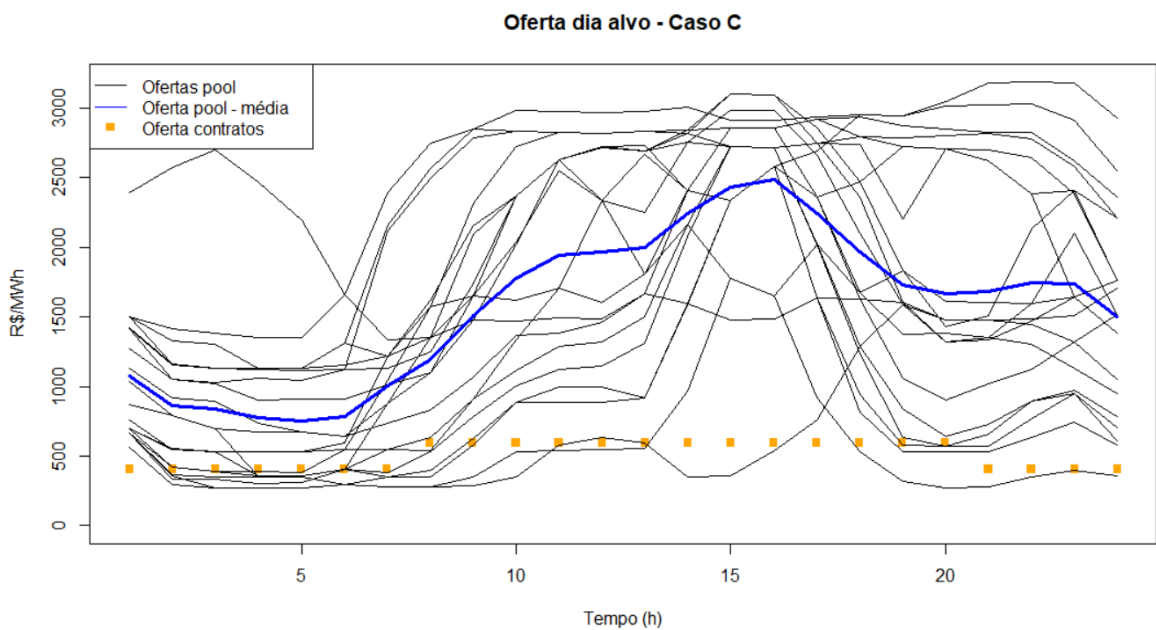


Figura 4.4 – Oferta de energia no dia alvo para o caso C.

Tabela 4.7 – Dados técnicos dos contratos

Tipo	Bloco	Potência Máxima (MW)	Preço (R\$/MWh)	Período
A	1	140	195,75	t1 a t7, t21 a t24, r1,r3,r4,r6,r7,r9, r10,r12,r13,r15,r16,r18
	2	105	189,87	
	3	105	185,95	
B	1	140	226,64	t8 a t20, r2,r5,r8, r11,r14,r17
	2	75	219,85	
	3	75	215,31	
C	1	140	206,64	t1 a t24, r1 a r18
	2	105	199,86	
	3	105	195,74	
Longo Prazo	1	100	150	t1 a t24, r1 a r18

Tabela 4.8 – Resultados dos Casos: Base, A, B, C

	Base	A	B	C
z (em milhões de R\$)	57,33	59,85	53,20	62,73
Lucro (em milhões de R\$)	54,81	54,81	50,68	60,21
Lucro Reserva (em R\$)	131544,90	131544,90	131564,98	0
GT (Mwm)	1000	1000	467	1072
GH (MWm)	480	549	553	468
GP (MWm)	1580	1580	1051	916

#### 4.1.6 Caso E

O Caso E foi o resultado de execução do modelo 4 vezes, uma para cada valor de  $\mu$ , em que foi possível identificar a queda do lucro esperado à medida que aumenta-se o valor da penalidade por violar o limite máximo de geração hidrelétrica imposto pelo operador, como está ilustrado na figura 4.8.

Para obter o caso E, foi necessário mudar a restrição:

$$eweekpayday_{iws} \leq endwk_{iws} \quad (4.1)$$

Para:

$$dv_{iws} \geq eweekpayday_{iws} - endwk_{iws} \quad (4.2)$$

$$dv_{iws} \geq 0 \quad (4.3)$$

$$dv_{iws} = \sum_{k=1}^{N_{Kh}} dv f_{ikws} \quad (4.4)$$

$$0 \leq dv f_{ikws} \leq ddv_{iws} \quad (4.5)$$

$$pdvh_{iws} \geq u_{ik} \cdot dvf_{ikws} \quad (4.6)$$

$$pdv_{ws} = \sum_{i=1}^{N_{Gh}} pdvh_{iws} \quad (4.7)$$

$$u_{i,1} = \mu \quad (4.8)$$

$$u_{ik} = k \cdot f \cdot u_{i(k-1)} \quad (4.9)$$

Em que  $pdv_{ws}$  entraria na restrição de custos:

$$C_{rws}^W = \sum_{i=1}^{N_G} (cost \cdot Gp_{irws}^W \cdot Dp_r^W) + \sum_{it=1}^{N_{IT}} \sum_{bg=1}^{N_{BG}} (cvu_{itbg} \cdot Gt_{itrws}^W \cdot Dp_r^W) + \sum_{s=1}^{N_s} \alpha_s \sum_{w=1}^{N_w} \delta_w \cdot pdv_{ws} \quad (4.10)$$

Percebe-se que é possível flexibilizar tal limite conforme foi indicado nas equações anteriores, tal flexibilização poderia conferir ganhos ao sistema e aos geradores, pois estes poderiam auxiliar no planejamento de forma ativa, violando restrições quando surgissem oportunidades de mercado e sendo penalizados de forma que só violem uma restrição quando há uma assimetria que precisa ser anulada. Com essa implementação, haveria um tipo de sistema de controle de malha fechada em que o próprio gerador fecharia a malha e o ganho de realimentação seria a penalidade. Dessa forma, é essencial que o regulador nacional realize estudos robustos e revisões periódicas para que tal penalidade esteja bem calibrada.

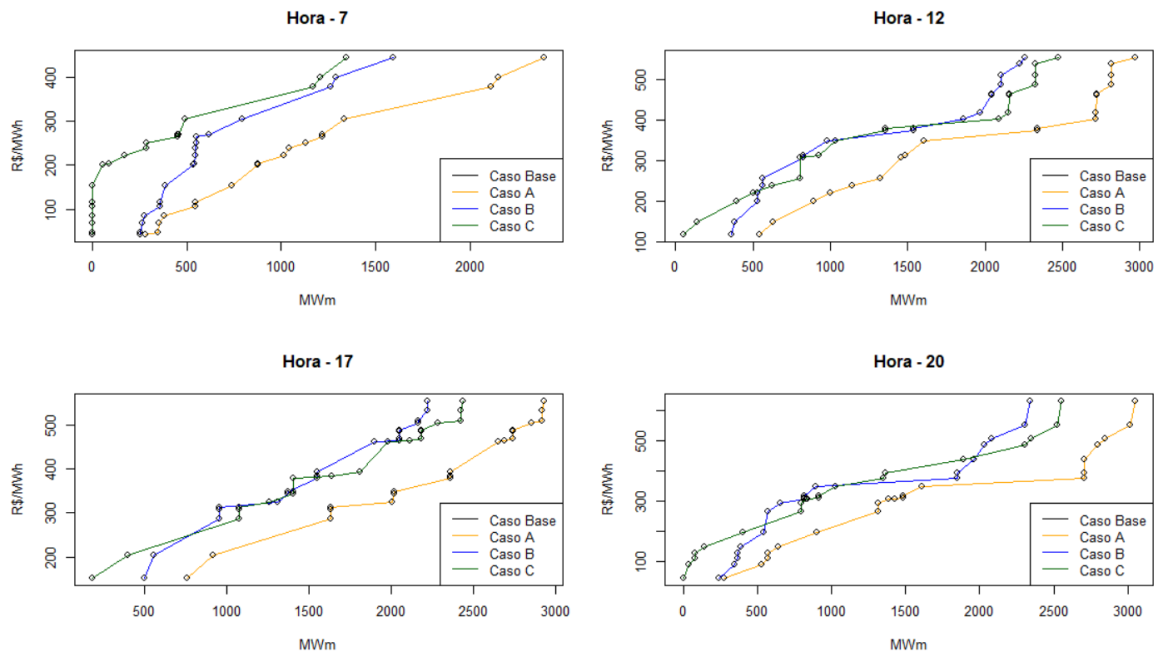


Figura 4.5 – Ofertas de determinadas horas para o mercado pool de março no dia alvo para o Caso Base, Caso A, Caso B e Caso C

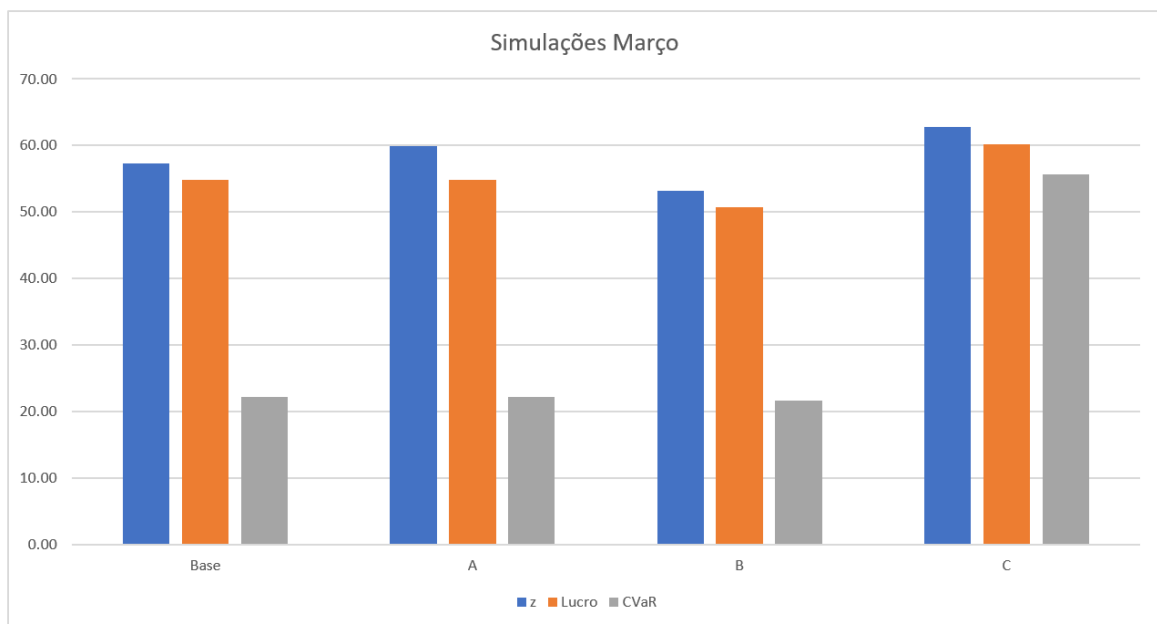


Figura 4.6 – Lucro esperado e CVaR para os casos: Base, A, B e C simulado

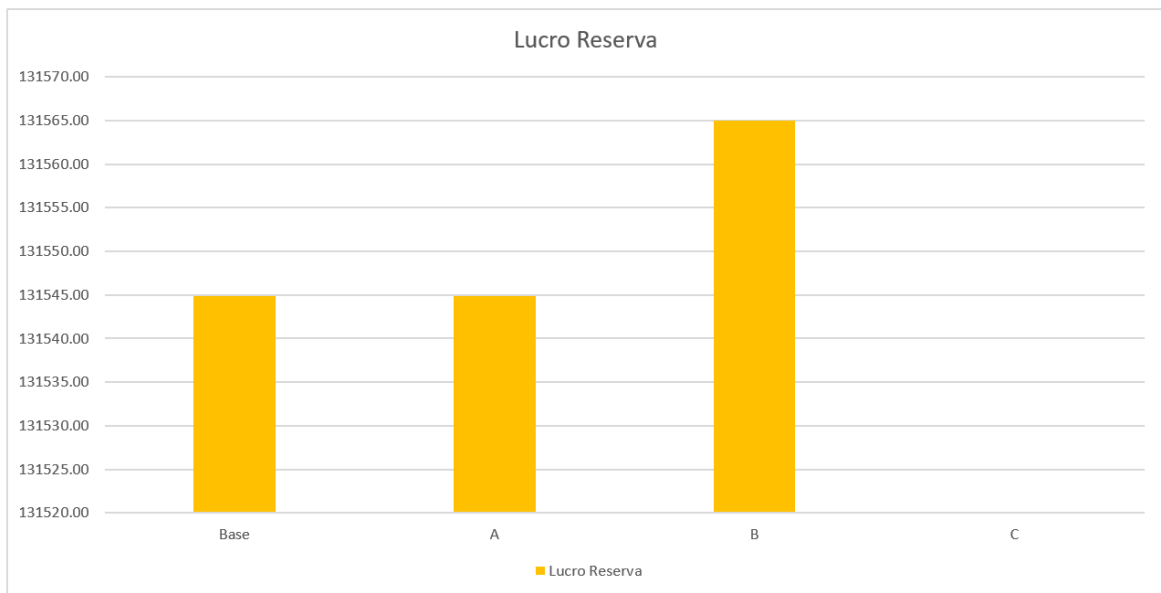


Figura 4.7 – Lucro esperado da energia de reserva para os casos: Base, A, B e C simulado

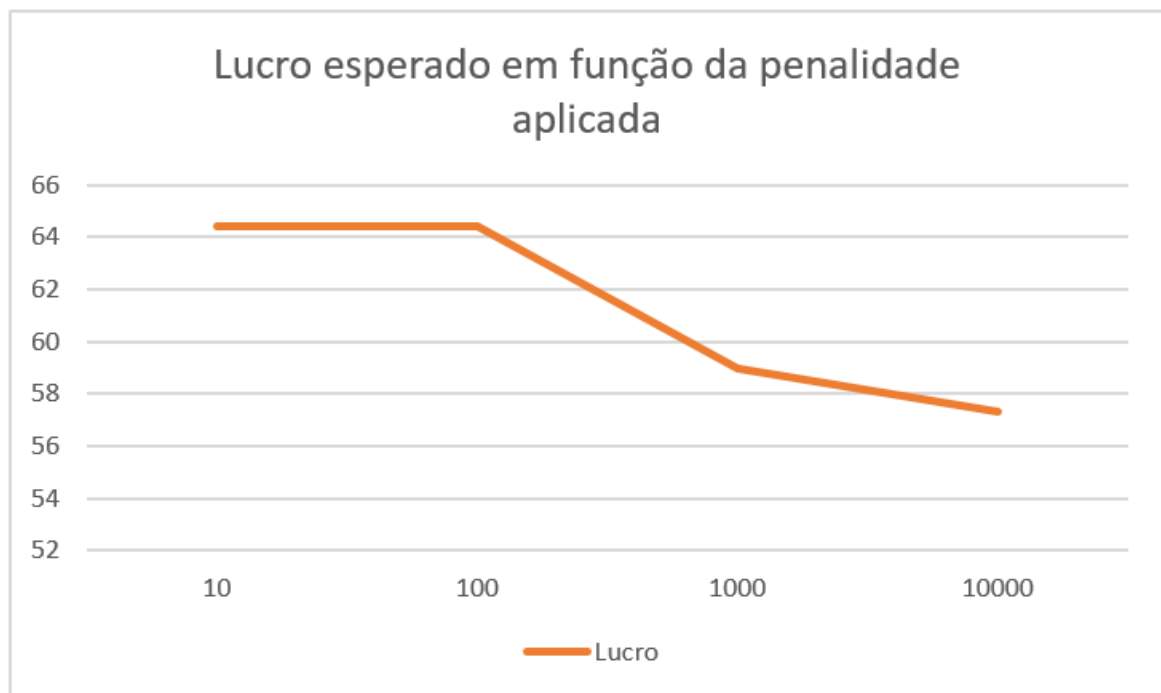


Figura 4.8 – Lucro esperado para a sensibilização da variação de  $\mu$



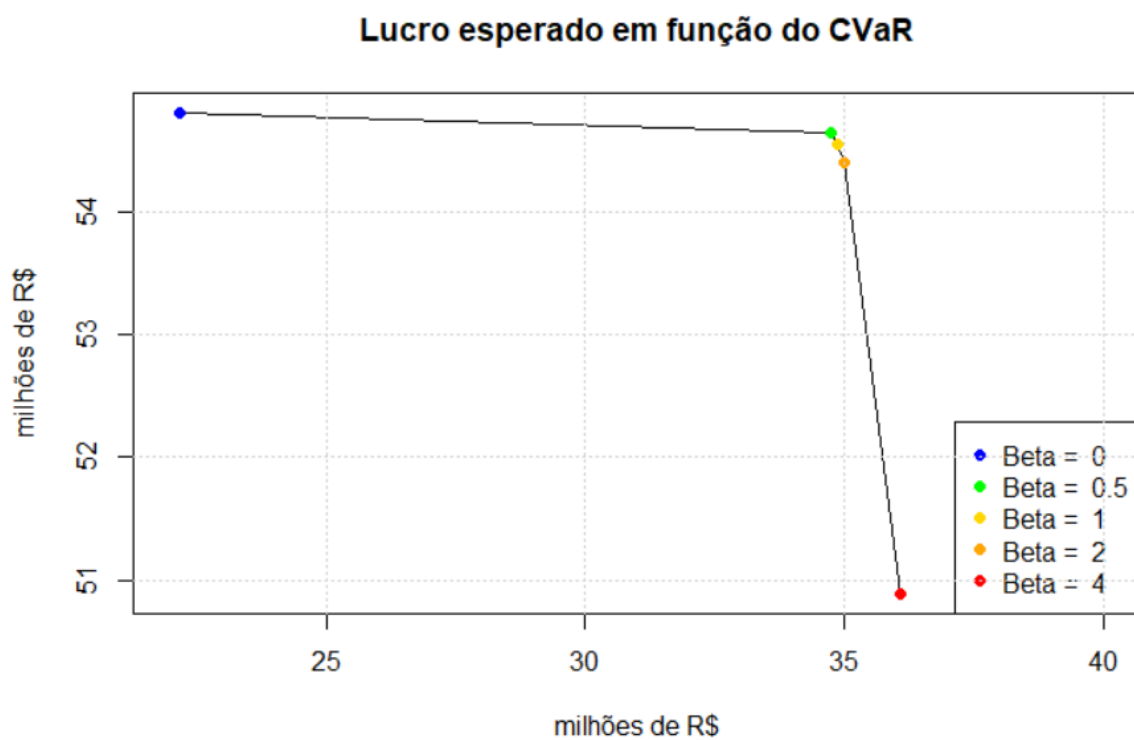


Figura 4.9 – Lucro esperado em função do CVaR para a sensibilização da variação de  $\beta$

**Quantos reais são perdidos em relação ao aumento de 1 real no CVaR para cada valor de Beta**

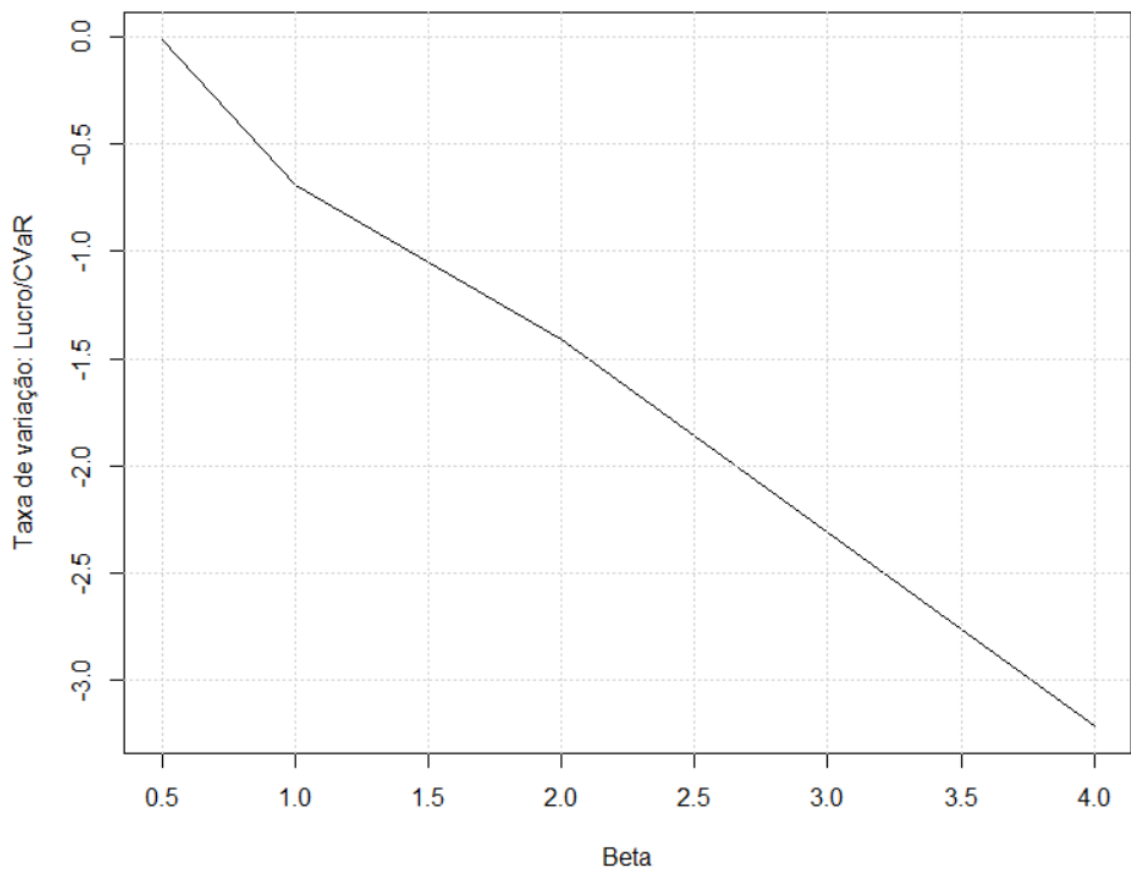


Figura 4.10 – Gráfico de  $\frac{dLucro}{dCVaR}$  em função de  $\beta$

## **4.2 COMPARATIVO ENTRE MESES**

### **4.2.1 Junho**

Para junho, foram alterados os seguintes dados de entrada: preços do mercado de curto prazo, preços do mercado de energia reserva, cenários de geração eólica e cenários de limite de geração hidrelétrica. Como os preços no mercado de curto prazo foram substancialmente menores que os preços de março, é esperado que o lucro também diminua.

Em junho, houve o pior desempenho econômico da companhia geradora entre os meses estudados, pois é o mês com os preços mais baixos do modelo (3.1) e com menor disponibilidade hidrelétrica. Além disso, em junho, nenhuma fração da energia gerada foi destinada ao mercado de energia reserva, tal fato se deu aos preços de energia reserva serem muito baixos no mês de junho se comparados aos preços dos contratos e aos preços do mercado de curto prazo.

### **4.2.2 Setembro**

Para setembro, foram alterados os mesmos dados de entrada que foram alterados em junho. Como os preços no mercado de curto prazo foram substancialmente menores que os preços de março, é esperado que o lucro também diminua.

Em setembro, o lucro foi 5 milhões de reais maior que em junho, isso se deu graças aos preços mais elevados (3.1), dessa forma, o modelo otimizador encontrou oportunidades em gerar 91 MWm a mais no dia alvo de termelétricas e a disponibilidades de hidrelétrica permitiu que se gerassem 572 MWm de energia no dia alvo.

### **4.2.3 Novembro**

Para novembro, foram alterados os mesmos dados de entrada que foram alterados em junho. Como os preços no mercado de curto prazo foram substancialmente menores que os preços de março, é esperado que o lucro também diminua.

Novembro possui o segundo maior lucro esperado dos meses estudados, isso ocorreu devido aos preços mais elevados, mais próximos aos preços do mês de março, contudo, a disponibilidade hidrelétrica é menor. Dessa forma, o lucro é 31% menor que o lucro de março.

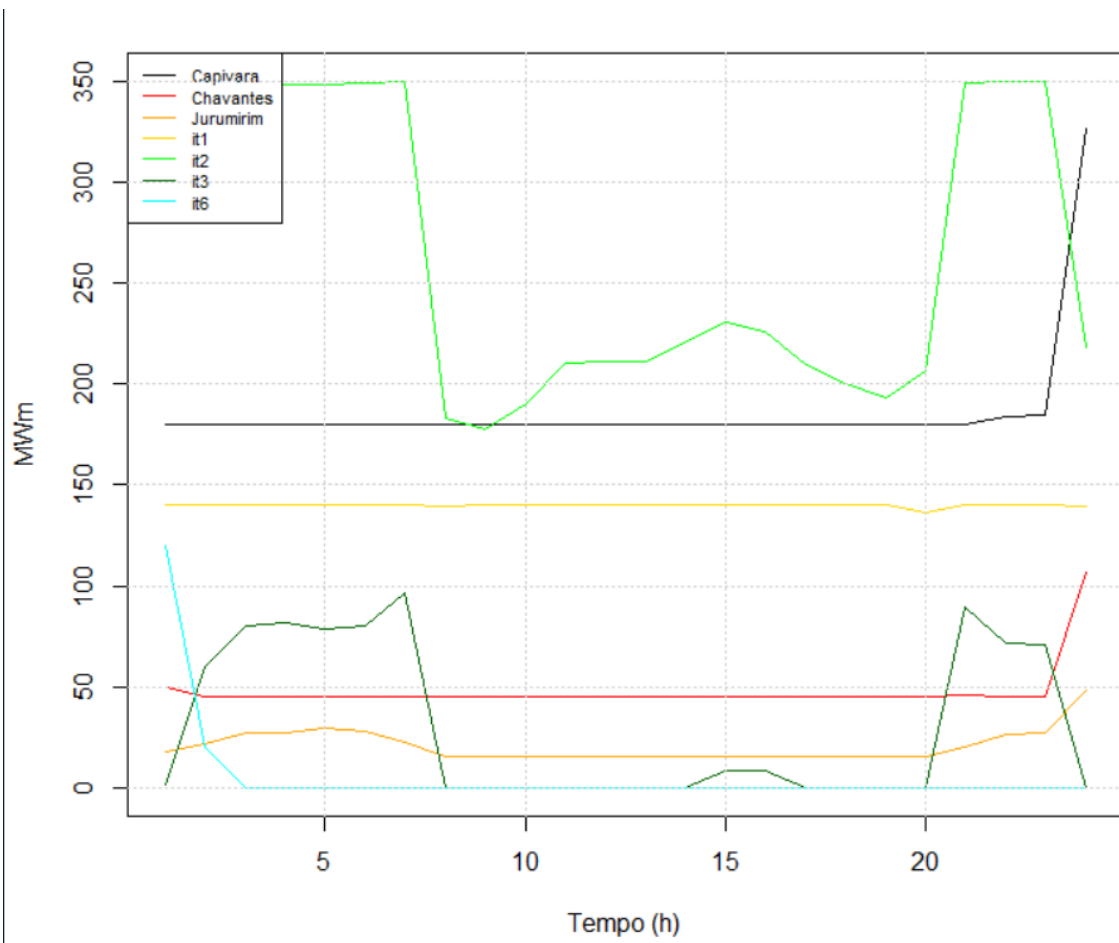


Figura 4.11 – Geração individual esperada por unidade geradora no caso base de junho

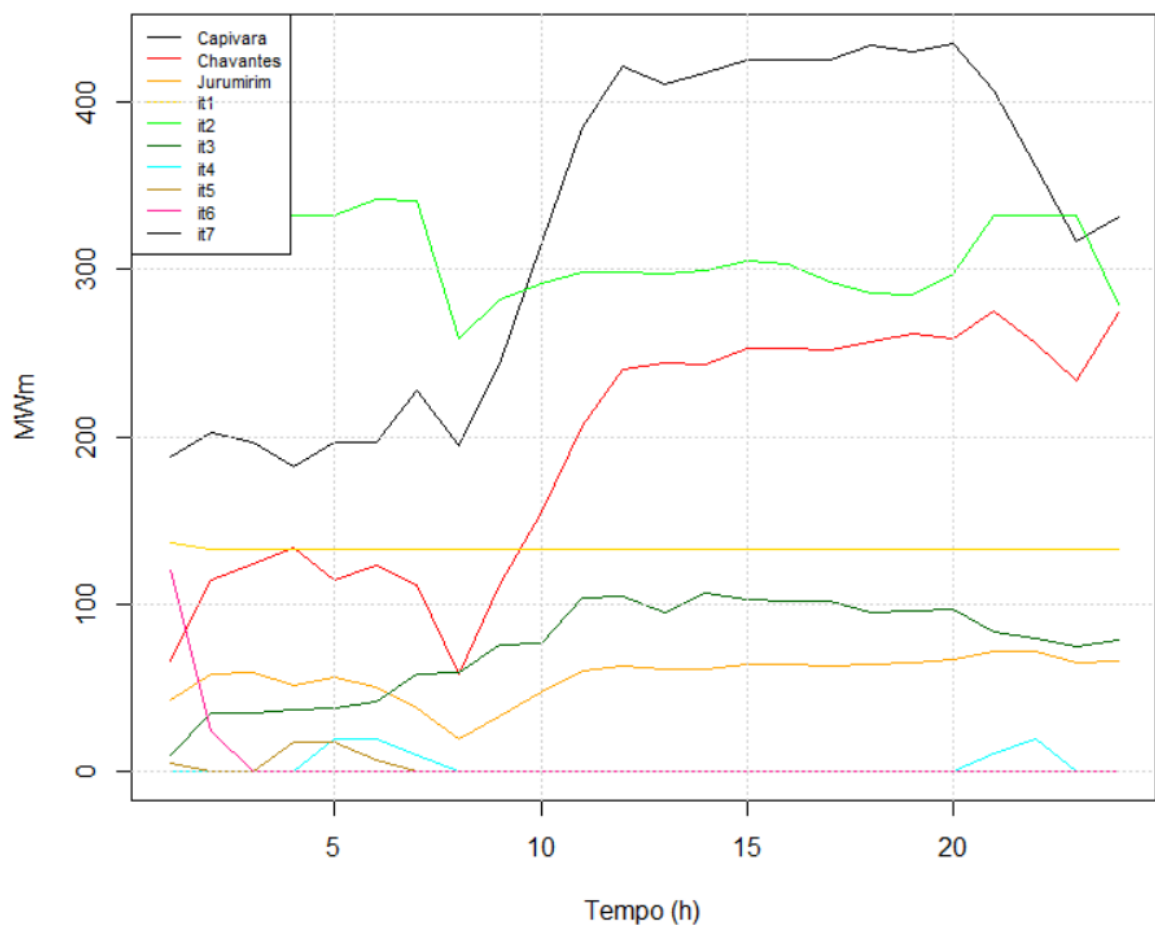


Figura 4.12 – Geração individual esperada por unidade geradora no caso base de setembro

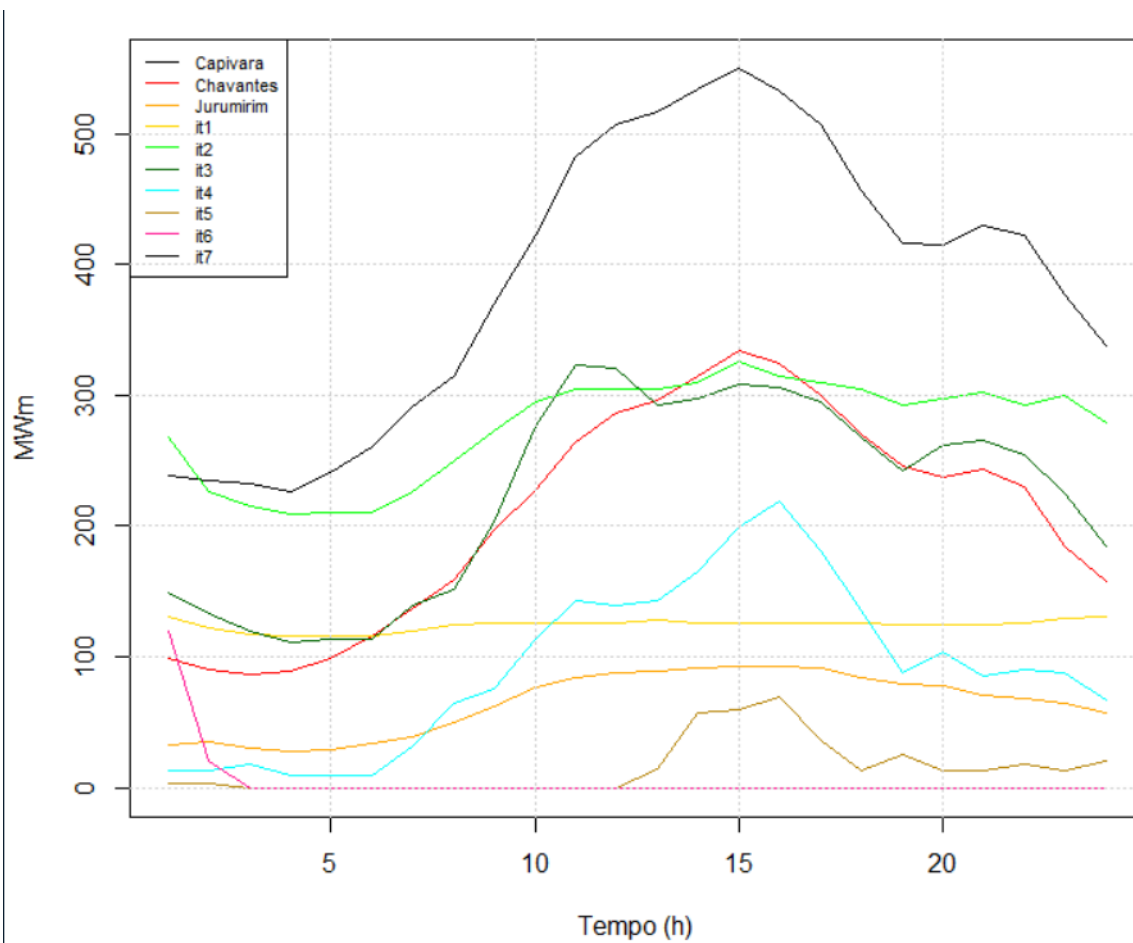


Figura 4.13 – Geração individual esperada por unidade geradora no caso base de novembro

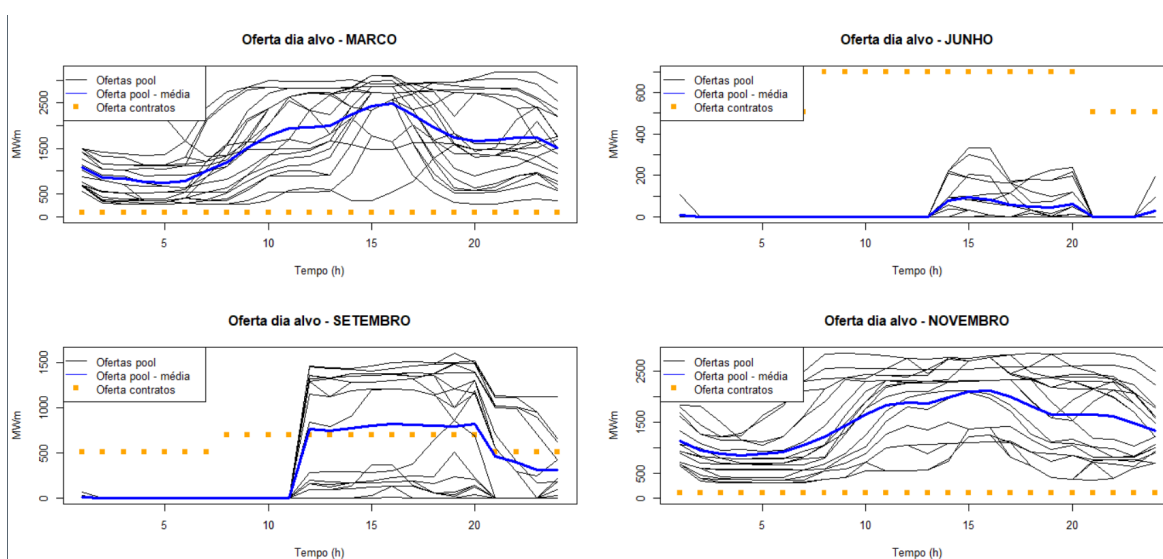


Figura 4.14 – Oferta no mercado de curto prazo e nos contratos bilaterais por mês

Tabela 4.9 – Resultados dos Casos: Março, Junho, Setembro e Novembro

	Março	Junho	Setembro	Novembro
z (em milhões de R\$)	57,33	27,43	32,14	40,30
Lucro (em milhões de R\$)	54,81	24,91	29,62	37,78
CVaR (em milhões de R\$)	22,18	22,75	28,56	20,19
Lucro Reserva (em R\$)	131544,90	0	0	0
GT (Mwm)	1000	440	531	740
GH (MWm)	480	254	572	660
GP (MWm)	1580	33	437	1494

# 5 CONCLUSÃO

---

O estudo concluiu seus objetivos de propor e discutir um modelo de liquidação dos preços do mercado de energia baseado em ofertas e não em custos tal como o Brasil faz hoje. Há muitas vulnerabilidades no modelo atual: premissas de projeção de carga dadas pelo operador que podem colocar viés na formação de preços, projeções de vazão otimistas que podem deixar o preço subvalorizado, entre outras. Contudo, é possível notar que o Brasil tem uma regulação pujante que melhorou o ambiente comercial e pode melhorar ainda mais. As travas regulatórias são essenciais para o correto funcionamento do mercado de energia.

Foi considerado nesse trabalho o impacto do risco, o impacto de flexibilizar os limites de geração hidrelétrica de cada usina, a inserção de termelétricas, o impacto de mudar algumas variáveis. Tudo isso foi realizado com cenários estocásticos com probabilidades distintas dadas por um acoplamento entre o histórico e uma projeção feita pelo Newave.

É possível concluir que o modelo de preço por oferta possui muitas vantagens em relação ao modelo de formação de preços por custos, contudo, há também vulnerabilidades nesse desenho de mercado e modelo de otimização. Uma vulnerabilidade reside no fato de a energia reserva não ser economicamente atrativa para os agentes geradores como esse estudo evidencia, além disso, o poder unilateral do mercado pode ser exercido por um agente que consiga informações sobre os preços do dia seguinte antes dos demais.

## 5.1 CONTRIBUIÇÕES FUTURAS

Tal modelo desenvolvido possui diversos aprimoramentos a serem feitos, entre eles, foram observados os seguintes pontos:

1. Desenvolver uma função de correlação entre as probabilidades do dia alvo e da semana alvo: sabe-se que quando se adota como a probabilidade de dois eventos ocorrerem como o produto de suas probabilidades, a premissa é que os eventos são desconectados e podem ser independentes se respeitarem alguns critérios. Contudo, o preço horário do dia alvo não é desconectado do preço semanal, pelo contrário, há uma forte correlação entre eles, dessa forma, uma contribuição para o estudo seria aplicar o que segue:

$$P(A \cap B) = P(A|B) \cdot P(B) \neq P(A) \cdot P(B)$$



2. Aplicar penalidades ou aumento do risco para incentivar que a companhia geradora destine parte de sua geração para o mercado de energia reserva. Uma vez que o modelo do trabalho se mostra ineficaz para isso, com preços de energia reserva baixos.
3. Utilizar um histórico de preços maior e utilizar apenas o histórico do mês estudado para capturar eventuais sazonalidade que este trabalho não capturou e acertar precisamente a geometria das curvas de preço horário de cada mês.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

- [1] <https://www.ccee.org.br/>
- [2] [http://www.cepel.br/pt\\_br/](http://www.cepel.br/pt_br/)
- [3] [https://simsee.org/simsee/biblioteca/Brasil/NW201203/ManualReferencia\\_Newave\\_comentado.pdf](https://simsee.org/simsee/biblioteca/Brasil/NW201203/ManualReferencia_Newave_comentado.pdf)
- [4] WOLAK, Frank A. Options for Short-Term Price Determination in the Brazilian Wholesale Electricity Market: Report Prepared for Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). 2008.
- [5] DAGLISH, Toby et al. Pricing effects of the electricity market reform in Brazil. *Energy Economics*, v. 97, p. 105197, 2021.
- [6] Pereira, M. V. F., Pinto, L. M. V. G. (1985) “Stochastic Optimization of a multireservoir hydroelectric”. *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 11.
- [7] BEZERRA, Bernardo Vieira. Incorporação da Incerteza dos Parâmetros do Modelo Estocástico de Vazões na Política Operativa do Despacho Hidrotérmico. 2015. Tese de Doutorado. PUC-Rio.
- [8] COSTA, JOÃO GUILHERME CORDEIRO. Ofertas Estratégicas de produtor de energia hidráulica e eólica para o curto prazo no mercado simultâneo de energia e serviço ancilar de reserva considerando nível de risco. [Distrito Federal] 2020.
- [9] TEIXEIRA, NATÁLIA ÁLVARES. ANÁLISE DA PRESTAÇÃO DO SERVIÇO ANCILAR DE RESERVA DE POTÊNCIA OPERATIVA NO BRASIL [Distrito Federal] 2020. xvi, 54 p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Engenheira, Engenharia Elétrica, 2020).
- [10] ALENCAR, MATHEUS MONTEIRO PIMENTEL. Modelo Linear e Não Linear de Ofertas Estratégicas de Companhias Geradoras com Capacidade de Energia Renovável para o Mercado de Energia do Dia Seguinte com Previsão Semanal e Níveis de Risco. [Distrito Federal] 2019.
- [11] MACHADO, Goulart F. et al. Assessment of the current regulatory framework for hydropower remuneration in Brazil. Robert Schuman Centre for Advanced Studies Research Paper No. RSCAS, v. 12, 2019.
- [12] NGUYEN, Duong Tung; LE, Long Bao. Risk-constrained profit maximization for microgrid aggregators with demand response. *IEEE Transactions on smart grid*, v. 6, n. 1, p. 135-146, 2014.
- [13] GARCES, Lina P.; CONEJO, Antonio J. Weekly self-scheduling, forward contracting, and offering strategy for a producer. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 25, n. 2, p. 657-666, 2009.

[14] MARTINS, L. S. A.; SOARES, S. “Insights on short-term hydropower scheduling: on the representation of water continuity equations”, Power Systems Computation Conference (PSCC), jun. 2016. Citado na página 14. (12)

# APÊNDICE

# A CÓDIGO GAMS

---

## A.1 MARÇO

```
\$ title TCCPedro
```

```
* estocastico
```

```
*****
```

```
* dados gerais
```

```
sets
```

```
  t      'Day time interval' /t1*t24/
```

```
  tc1(t) 'Contract type 1 (off-peak) day time interval' /t1*t7 , t21*t24/
```

```
  tc2(t) 'Contract type 2 (peak) day time interval' /t8*t20/
```

```
  r      'Week day interval' /r1*r18/
```

```
  rc1(r) 'Contract type 1 (off-peak) week time interval' /r1, r3*r4 , r6
```

```
  rc2(r) 'Contract type 1 (peak) week time interval' /r2, r5, r8, r11, r
```

```
  s      'Day Price scenario' /s1*s20/
```

```
  w      'Week day scenario' /w1*w10/
```

```
  c      'Contracts' /c1*c3/
```

```
  b      'Contracts blocks' /b1*b3/
```

```
  i      'Hydropower generators' /i1*i3/
```

```
  it     'Thermopower generators' /it1*it7/
```

```
  bg     'bloco gerador' /bg1*bg3/
```

```
  k      'breaking points of piecewise linear function' /k1*k5/
```

```
;
```

```
alias(s,ru);
```

```
alias(w,wu);
```

```
Parameters
```

```

* contratos de longo prazo
  ltcd(t) /t1 100,t2 100,t3 100,t4 100,t5 100,t6 100,t7
100,t8 100,t9 100,t10 100,
          t11 100,t12 100,t13 100,t14 100,t15 100,t16 100,t17 100,t18
          t20 100,t21 100,t22 100,t23 100,t24 100/

  ltew(r) /r1 100,r2 100,r3 100,r4 100,r5 100,r6 100,r7
100,r8 100,r9 100,r10 100,
          r11 100,r12 100,r13 100,r14 100,r15 100,r16 100,r17 100,r18

  eltcd(t) /t1 100,t2 100,t3 100,t4 100,t5 100,t6 100,t7
100,t8 100,t9 100,t10 100,
          t11 100,t12 100,t13 100,t14 100,t15 100,t16 100,t17 100,t18
          t21 100,t22 100,t23 100,t24 100/

  eltcw(r) /r1 800,r2 800,r3 800,r4 800,r5 800,r6 800,r7
800,r8 800,r9 800,r10 800,
          r11 800,r12 800,r13 800,r14 800,r15 800,r16 800,r17 800,r18

* alfa(s)          ' scenario day price probability ' / #s [1/card(s)] /
* delta(w)         ' scenario week price probability ' / #w [1/card(w)] /
alfa(s)           " scenario day price probability" / s1 0.013, s2 0.001, s3
delta(w)          " scenario week price probability" / w1 0.012, w2 0.027, w3

dc(c)             ' Interval Duration contract (h) day ' /c1 1, c2 1, c3
dcw(c)            ' Interval duration contract (h) week ' /c1 8, c2 8, c3
dint(t)           ' Interval Duration of pool market (h) ' /t1 1, t2 1,
                  t13 1, t14 1, t15 1

lw(r)             ' Interval duration of pool week market ' /r1 8, r2 8,
priceltc          ' pre o do contrato de longo prazo $MWh ' /150/
pricer(t,ru)
pricerw(r,wu)
pricervr(t,ru)
pricervwr(r,wu)
tc(c,t)           ' time contract profile during day '
rc(c,r)           ' time contract profile during week '
* eci(i)          ' maximum energy use allowed during horizon '
* dvmax(i,w,s)    ' maximum energy deviation allowed during horizon '
* ddv(i,w,s)      ' fraction size of maximum energy deviation '

```

```

* dvbp(i,k,w,s) ' breaking points of deviation '
* mi           ' Financial penalty '
* u(k)        ' penalty slop in interval k'

```

```
;
```

```

*ltcd(t) = 2*ltcd(t) ;
*ltcw(r) = 2*ltcw(r) ;
eltcd(t) = ltcd(t) ;
eltcw(r) = 8*ltcw(r) ;

```

```
scalar
```

```

enday      'day energy limit Chavantes' /1080/,
eweeek     'week energy limit (no target day) Chavantes' /2160/,
cost       'Incremental cost: ($/MWh)' /10/,
nintc      'day contract intervals' /6/,
nintcw     'week contract intervals' /6/,
beta       'Objective function weighting parameter to achive a tradeof
gamma      'per unit confidence level' /0.95/,
nhdw       'number of hours of total horizon: day plus week' /168/,
* mi       'Financial penalty: ($/MWh)' /2000.0/,
* dmi      'Slop Incremental factor' /2000/,
coste      'Wind incremental generation cost' /0/,
rupe       'wind Ramp up limit' /10000/,
rdwe       'wind Ramp down limit' /10000/,
gstarte    'initial wind generation' /0.0/,
gemin      'wind minimum generation during day' /0.0/
gewmin     'wind minimum generation during week' /0.0/
percent    'week Percentage deviation from target' /0.05/

```

```
;
```

```
* Bilateral Contract Max Power
```

```
Table pmaxc(c,b)
```

	b1	b2	b3
c1	840	105	105
c2	100	75	75
c3	140	105	105 ;

\* Bilateral Contract Prices (R\$)

Table price<sub>c</sub>(c,b)

	b1	b2	b3
c1	195.738	189.870	185.951
c2	226.644	219.847	215.312
c3	206.040	199.859	195.738 ;

\*price<sub>c</sub>(c,b) = 2\*price<sub>c</sub>(c,b)

\* Pool Prices Scenarios: Target Day (R\$)

Table price(t,s)

	s1	s2	s3	s4
s5	s6	s7	s8	s9
s10	s11	s12	s13	s14
s15	s16	s17	s18	s19
s20				
t1	42.35	82.83	159.30	103.31
120.31	139.98	129.80	64.62	189.24
100.40	130.23	215.41	257.20	284.02
300.09	282.48	238.92	261.45	471.68
306.05				
t2	42.35	47.87	155.22	68.35
85.35	105.02	114.84	42.43	154.28
78.21	108.04	200.46	222.24	249.06
265.13	250.27	216.74	239.26	467.60
283.86				
t3	42.35	42.35	149.74	61.63
78.63	98.30	96.44	42.43	147.56
78.21	108.04	182.06	215.52	242.33
258.41	237.75	216.74	239.26	462.11
283.86				
t4	42.35	42.35	64.32	52.41
69.41	89.08	71.51	42.43	138.34
78.21	108.04	157.13	206.30	233.11
249.19	237.81	216.74	239.26	376.69



283.86				
t5	42.35	42.35	49.44	52.41
69.41	89.08	62.05	42.43	138.34
78.21	108.04	147.67	206.30	233.11
249.19	237.69	216.74	239.26	361.81
283.86				
t6	42.35	42.35	42.35	52.41
69.41	89.08	55.18	42.43	138.34
78.21	108.04	140.79	206.30	233.11
249.19	239.07	216.74	239.26	305.57
283.86				
t7	42.35	47.87	42.35	68.35
85.35	105.02	115.70	203.36	154.28
239.15	268.98	201.32	222.24	249.06
265.13	268.87	377.67	400.19	305.57
444.79				
t8	42.35	48.64	42.35	69.12
86.12	105.79	145.96	286.14	155.05
321.92	351.75	231.58	223.01	249.83
265.90	316.64	460.45	482.97	305.57
527.57				
t9	60.23	142.37	42.35	162.85
179.86	199.53	193.41	304.02	248.78
339.80	369.63	279.03	316.74	343.56
359.63	380.54	478.33	500.85	305.57
545.45				
t10	100.38	182.52	64.34	203.00
220.00	239.67	263.91	309.98	288.93
345.77	375.60	349.52	356.89	383.70
399.77	483.26	484.29	506.81	376.71
551.41				
t11	116.90	199.04	147.96	219.52
236.52	256.19	344.54	311.97	305.45
347.76	377.59	430.16	373.41	400.22
416.29	537.81	486.28	508.81	460.33
553.41				
t12	116.90	199.04	147.80	219.52
236.52	256.19	378.24	312.24	305.45
348.02	377.85	463.86	373.41	400.22

416.29	536.77	486.54	509.07	460.18
553.67				
t13	97.50	179.64	137.24	200.12
217.12	236.79	329.59	312.16	286.05
347.95	377.78	415.20	354.01	380.82
396.89	535.97	486.47	508.99	449.61
553.59				
t14	201.22	283.36	70.38	303.84
320.84	340.51	379.45	313.42	389.77
349.20	379.03	465.06	457.73	484.54
500.62	535.22	487.73	510.25	382.76
554.85				
t15	355.84	437.98	70.73	458.46
475.46	495.13	386.32	315.38	544.39
351.17	381.00	471.94	612.35	639.17
655.24	539.53	489.69	512.21	383.11
556.81				
t16	355.84	437.98	129.51	458.46
475.46	495.13	385.12	314.98	544.39
350.77	380.60	470.74	612.35	639.17
655.24	538.32	489.29	511.81	441.88
556.41				
t17	204.48	286.62	151.11	307.10
324.11	343.78	383.92	312.43	393.03
348.22	378.05	469.53	460.99	487.81
503.88	532.93	486.74	509.27	463.48
553.87				
t18	92.31	174.45	245.15	194.93
211.93	231.60	310.67	310.52	280.86
346.31	376.14	396.29	348.82	375.64
391.71	421.08	484.83	507.35	557.52
551.95				
t19	42.35	104.73	299.17	125.21
142.21	161.88	264.25	308.97	211.13
344.76	374.59	349.87	279.10	305.91
321.98	403.05	483.28	505.80	611.54
550.40				
t20	42.35	89.75	317.23	110.22
127.23	146.90	305.17	310.53	196.15

346.32	376.15	390.79	264.11	290.93
307.00	437.90	484.84	507.36	629.61
551.97				
t21	42.35	104.92	321.41	125.40
142.40	162.07	297.61	310.63	211.33
346.41	376.24	383.22	279.29	306.10
322.17	388.24	484.93	507.46	633.78
552.06				
t22	63.50	145.64	321.33	166.12
183.12	202.79	293.82	310.73	252.05
346.52	376.35	379.44	320.01	346.82
362.90	385.25	485.04	507.56	633.71
552.17				
t23	86.17	168.30	318.95	188.78
205.79	225.46	240.35	308.98	274.71
344.77	374.60	325.97	342.67	369.49
385.56	369.86	483.29	505.82	631.33
550.42				
t24	42.35	104.34	311.75	124.82
141.82	161.49	187.05	301.72	210.75
337.50	367.33	272.67	278.71	305.53
321.60	337.77	476.03	498.55	624.12
543.15				
;				

Table pricerv(t, s)

	s1	s2	s3	s4
s5	s6	s7	s8	s9
s10	s11	s12	s13	s14
s15	s16	s17	s18	s19
s20				
t1	0.00	3.12	11.77	18.23
51.18	29.62	26.72	34.85	39.41
36.29	50.48	61.01	67.60	79.99
90.22	99.80	109.55	127.55	129.03
147.04				
t2	0.00	0.00	0.00	3.17
49.43	14.55	10.84	18.97	32.97

24.55	44.03	48.64	61.16	73.55
83.78	93.35	103.11	112.49	122.59
131.97				
t3	0.00	0.00	0.00	0.28
47.06	11.66	6.30	14.43	25.04
16.13	36.11	41.21	53.23	65.62
75.85	85.43	95.18	109.60	114.66
129.08				
t4	0.00	0.00	0.00	0.00
10.26	7.69	0.68	8.81	14.30
11.25	25.36	37.84	42.49	54.88
65.11	74.68	84.44	105.62	103.92
125.10				
t5	0.00	0.00	0.00	0.00
3.85	7.69	2.49	10.62	10.22
10.47	21.29	34.03	38.41	50.80
61.03	70.61	80.36	105.62	99.84
125.10				
t6	0.00	0.00	0.00	0.00
0.00	7.69	1.97	10.10	7.26
7.34	18.33	30.41	35.45	47.84
58.07	67.65	77.40	105.62	96.88
125.10				
t7	0.00	0.00	0.00	3.17
0.00	14.55	7.18	15.31	33.34
27.80	44.40	37.80	61.53	73.92
84.15	93.72	103.48	112.49	122.96
131.97				
t8	0.00	0.00	0.00	3.50
0.00	14.89	35.85	43.98	46.37
51.40	57.44	56.47	74.56	86.95
97.19	106.76	116.51	112.82	135.99
132.30				
t9	18.50	28.78	37.42	43.89
0.00	55.27	57.20	65.33	66.82
76.73	77.89	95.32	95.01	107.40
117.63	127.21	136.96	153.21	156.44
172.69				
t10	35.79	46.07	54.72	61.19

10.27	72.57	71.38	79.51	97.20
110.14	108.26	129.84	125.38	137.77
148.01	157.58	167.33	170.51	186.81
189.99				
t11	42.91	53.19	61.84	68.31
46.30	79.69	109.69	117.82	131.94
138.72	143.01	137.09	160.13	172.52
182.75	192.33	202.08	177.63	221.56
197.11				
t12	42.91	53.19	61.84	68.31
46.23	79.69	110.52	118.65	146.46
138.30	157.53	136.73	174.65	187.04
197.27	206.85	216.60	177.63	236.08
197.11				
t13	34.55	44.83	53.48	59.95
41.68	71.33	102.88	111.01	125.49
137.22	136.56	136.32	153.68	166.07
176.30	185.88	195.63	169.27	215.11
188.75				
t14	79.24	89.52	98.17	104.64
12.87	116.02	130.73	138.86	146.98
139.15	158.04	152.36	175.17	187.56
197.79	207.36	217.12	213.96	236.60
233.44				
t15	145.87	156.15	164.79	171.26
13.02	182.64	163.47	171.60	149.94
145.04	161.01	191.35	178.13	190.52
200.75	210.33	220.08	280.58	239.56
300.06				
t16	145.87	156.15	164.79	171.26
38.35	182.64	157.18	165.31	149.42
142.40	160.49	190.80	177.61	190.00
200.23	209.81	219.56	280.58	239.04
300.06				
t17	80.65	90.93	99.57	106.04
47.65	117.43	128.61	136.74	148.90
136.20	159.97	151.01	177.09	189.48
199.71	209.29	219.04	215.36	238.52
234.84				

t18	32.32	42.60	51.24	57.71
88.17	69.09	77.15	85.28	117.35
110.56	128.41	124.98	145.53	157.92
168.16	177.73	187.48	167.03	206.96
186.51				
t19	2.28	12.56	21.20	27.67
111.45	39.05	60.91	69.04	97.34
97.44	108.41	102.75	125.53	137.92
148.15	157.73	167.48	136.99	186.96
156.47				
t20	0.00	6.10	14.74	21.21
119.23	32.60	77.51	85.64	114.97
114.47	126.04	130.50	143.16	155.55
165.79	175.36	185.11	130.53	204.59
150.01				
t21	2.36	12.64	21.28	27.75
121.03	39.13	82.05	90.18	111.72
112.06	122.78	133.10	139.90	152.29
162.53	172.10	181.85	137.07	201.33
156.55				
t22	19.90	30.18	38.83	45.30
121.00	56.68	91.90	100.03	110.09
114.65	121.15	132.74	138.27	150.66
160.90	170.47	180.22	154.62	199.70
174.10				
t23	29.67	39.95	48.59	55.06
119.97	66.45	79.58	87.71	87.05
101.23	98.11	125.52	115.24	127.62
137.86	147.43	157.19	164.38	176.67
183.86				
t24	2.11	12.39	21.03	27.50
116.87	38.89	62.20	70.33	64.08
75.11	75.15	87.56	92.27	104.66
114.89	124.47	134.22	136.82	153.70
156.30				

;

\*pricerv(t,s) = 0\*pricerv(t,s)

\*;

\* Pool Prices Scenarios: Week (R\$)

Table pricew(r,w)

	w1	w2	w3	w4
w5	w6	w7	w8	w9
w10				
r1	42.35	42.35	42.35	48.01
137.44	339.15	385.96	427.66	470.36
497.16				
r2	42.35	66.24	102.91	164.72
364.65	372.8	419.61	461.31	504.01
513.89				
r3	86.66	132.89	169.57	179.85
299.21	367.44	414.25	455.95	498.65
513.89				
r4	51.37	97.61	134.28	157.08
90.61	353.16	399.97	441.67	484.37
511.16				
r5	257.16	303.39	340.06	276.86
161.27	380	426.82	468.52	511.22
513.89				
r6	223.03	269.26	305.94	308.37
215.72	370.84	417.66	459.36	502.06
513.89				
r7	66.57	112.81	149.48	105.22
299.48	345.4	392.21	433.91	476.61
503.4				
r8	333.06	379.3	415.97	110.1
345.89	365.89	412.7	454.4	497.1
513.89				
r9	265.18	311.41	348.08	242.76
376.95	359.63	406.44	448.14	490.84
513.89				
r10	42.35	81.17	117.84	182.18
179.95	334.51	381.32	423.02	465.72
492.51				
r11	255.7	301.93	338.6	356.29
269.83	353.79	400.61	442.31	485.01

511.8				
r12	190.44	236.67	273.35	370.35
361.88	345.55	392.36	434.06	476.76
503.55				
r13	42.35	42.35	75.92	70.55
261.76	330.87	377.68	419.38	462.08
488.87				
r14	214.27	260.5	297.17	320.95
488.16	354.14	400.95	442.65	485.35
512.14				
r15	131.35	177.58	214.25	335.74
451.33	346.21	393.02	434.72	477.42
504.21				
r16	42.35	42.35	53.91	257.98
292.86	48.23	95.04	136.74	179.44
206.23				
r17	135.72	181.96	218.63	405.95
456.98	56.44	103.26	144.96	187.66
214.45				
r18	75.29	121.52	158.2	408.22
428.33	58.26	105.08	146.78	189.48
216.27				
;				

Table pricervw (r,w)

	w1	w2	w3	w4
w5	w6	w7	w8	w9
w10				
r1	0.00	0.00	0.00	0.00
4.17	129.53	141.92	161.73	181.24
199.23				
r2	0.00	0.00	13.64	10.81
54.46	144.03	156.42	176.23	195.73
213.73				
r3	5.59	24.51	42.36	7.41
60.98	141.72	154.11	173.92	193.43
211.42				
r4	0.00	9.31	27.16	0.00



51.17	135.57	147.96	167.76	187.27
205.27				
r5	79.05	97.98	115.83	23.22
102.78	147.13	159.52	179.33	198.84
216.84				
r6	64.35	83.27	101.12	14.51
116.35	143.19	155.58	175.38	194.89
212.89				
r7	0.00	15.86	33.71	112.01
28.82	132.22	144.61	164.42	183.93
201.92				
r8	111.76	130.68	148.53	112.49
30.92	141.05	153.44	173.25	192.76
210.75				
r9	82.51	101.43	119.28	112.49
88.09	138.36	150.75	170.55	190.06
208.06				
r10	0.00	2.23	20.08	104.85
61.98	127.53	139.92	159.73	179.24
197.23				
r11	78.42	97.35	115.2	106.78
137.00	135.84	148.23	168.04	187.55
205.54				
r12	50.3	69.23	87.08	111.11
143.06	132.29	144.68	164.49	183.99
201.99				
r13	0.00	0.00	2.01	112.27
13.88	125.96	138.35	158.16	177.67
195.66				
r14	60.57	79.49	97.34	112.49
121.77	135.99	148.38	168.19	187.69
205.69				
r15	24.84	43.77	61.62	112.49
128.15	132.57	144.96	164.77	184.28
202.27				
r16	0.00	0.00	0.00	112.49
94.64	4.18	16.57	36.38	55.89
73.88				
r17	26.73	45.65	63.5	112.49

```

158.4          7.72          20.11          39.92          59.43
77.42
r18          0.69          19.61          37.46          112.49
159.37          8.51          20.9          40.7          60.21
78.21
;

```

```

*pricervw(r,w) = 0*pricervw(r,w);

```

```

*****

```

```

* termeletricas

```

```

Parameters

```

```

Pmax(it) / it1 140, it2 350, it3 380, it4 390, it5 500, it6 300, it7 5
* Pmin(it) / it1 75, it2 150, it3 160, it4 180, it5 250, it6 200, it7
Pmin(it) / it1 0, it2 0, it3 0, it4 0, it5 0, it6 0, it7 0/
Rsub(it) / it1 65, it2 200, it3 220, it4 210, it5 250, it6 100, it7 2
Rdec(it) / it1 65, it2 200, it3 220, it4 210, it5 250, it6 100, it7 2
Pini(it) / it1 130, it2 335, it3 160, it4 205, it5 250, it6 220, it7 2
;

```

```

Table

```

energiaMax ( it ,bg)			
	bg1	bg2	bg3
it1	75	32.5	32.5
it2	150	100	100
it3	160	110	110
it4	180	105	105
it5	250	125	125
it6	200	50	50
it7	25	12.5	12.5;

```

Table

```

energiaMin ( it ,bg)			
	bg1	bg2	bg3
it1	0	0	0
it2	0	0	0
it3	0	0	0
it4	0	0	0
it5	0	0	0

```

it6      0      0      0
it7      0      0      0;

```

Table

```

precoBloco(it ,bg)
      bg1      bg2      bg3
it1    43.02    35.10    72.64
it2    88.74   133.55   151.69
it3   181.81   206.58   223.65
it4   255.05   309.26   338.83
it5   358.96   480.94   545.77
it6   623.10   637.53   641.81
it7   805.70   913.22   939.55;

```

\*precoBloco(it ,bg) = 2\*precoBloco(it ,bg)

\*\*\*\*\*

\* eolicas

\* Baixa do Feij o Eolic Complex

Table gemax(t,s) 'maximum wind available capacity during the day (MW)'

```

      s1      s2      s3      s4
s5      s6      s7      s8      s9
s10     s11     s12     s13     s14
s15     s16     s17     s18     s19
s20
t1      0.62      0.14      18.03      0.71
40.58   4.10      17.88      71.23      19.01
10.13   0.00      9.90      33.59      87.77
15.19   4.52      34.85      0.25      43.42
68.77
t2      0.20      0.08      32.72      0.00
17.29   18.16      7.51      42.76      45.64
24.41   0.00      6.77      19.31      32.19
18.11   30.87      32.53      23.32      44.58
103.45
t3      0.10      0.00      14.76      0.12
7.07    18.74      10.26      59.28      70.95
23.87   0.00      7.94      19.14      22.50

```

15.11	73.55	29.07	22.19	37.11
92.67				
t4	0.00	0.03	0.64	4.24
14.57	11.65	7.24	27.42	44.52
7.02	0.19	7.86	14.76	11.77
12.60	113.08	59.14	21.81	59.43
64.44				
t5	0.30	0.48	2.29	7.24
11.42	24.17	7.03	36.41	43.02
5.64	5.38	6.06	16.67	6.51
13.07	128.32	48.03	24.19	62.03
60.42				
t6	0.63	0.21	9.77	12.42
3.44	16.24	8.42	51.07	14.79
15.78	17.54	8.90	19.80	12.73
19.82	46.91	59.72	28.45	58.73
110.06				
t7	0.13	0.01	10.67	6.36
0.10	15.01	9.12	39.65	8.03
16.12	12.85	6.55	13.66	18.46
12.82	5.10	90.42	21.14	42.93
84.65				
t8	0.01	0.05	2.90	0.21
0.14	11.95	7.62	29.96	50.97
23.88	32.04	11.19	25.61	45.76
23.10	0.49	84.94	31.26	48.59
35.15				
t9	1.25	0.11	2.29	0.00
4.78	10.00	16.80	23.69	64.12
34.35	41.00	19.16	38.55	97.37
29.89	4.21	127.97	64.53	128.29
51.82				
t10	5.44	0.05	2.73	0.00
8.25	8.04	12.25	19.11	45.25
34.87	25.35	16.02	39.61	102.30
25.69	9.35	79.23	49.29	120.44
74.96				
t11	6.29	0.14	1.41	0.00
9.69	0.64	2.81	14.19	32.75

23.99	22.44	25.65	23.57	99.77
32.41	7.18	103.94	39.99	85.53
63.55				
t12	14.49	0.25	1.18	0.00
8.05	6.96	3.04	6.48	10.24
21.98	16.81	22.86	22.25	63.26
56.86	21.18	86.08	34.57	65.23
58.74				
t13	26.93	0.10	16.29	0.00
3.07	9.12	3.23	14.55	0.87
28.27	8.95	34.59	88.57	43.19
50.55	41.04	53.66	46.98	71.49
63.59				
t14	41.96	38.85	0.18	0.00
48.90	69.88	4.04	10.99	2.47
30.05	9.75	59.31	94.70	59.24
70.57	57.88	31.48	58.67	38.34
100.35				
t15	19.76	45.85	7.27	0.00
12.99	25.19	8.83	0.04	1.27
41.83	18.14	77.52	70.85	96.53
94.29	38.32	14.91	76.12	23.54
5.13				
t16	2.66	9.85	7.41	0.00
2.24	13.00	48.65	4.85	2.95
62.12	25.00	74.48	76.02	82.40
88.16	75.55	15.52	110.39	37.64
6.90				
t17	0.06	18.37	0.54	0.00
6.55	24.84	75.89	9.37	3.34
77.98	37.48	84.12	96.02	34.07
70.43	61.73	20.32	136.47	31.32
24.52				
t18	0.01	6.29	0.83	5.12
2.70	20.75	87.02	6.10	10.87
90.36	60.83	83.15	68.52	24.77
65.59	132.38	9.75	153.43	39.56
96.48				
t19	0.00	0.06	0.00	47.92

4.45	60.93	60.62	2.77	10.48
46.80	67.93	40.86	45.16	6.54
59.15	64.25	4.70	92.84	38.39
107.68				
t20	0.43	0.94	0.00	43.94
19.50	8.83	39.41	1.86	10.33
25.02	66.74	46.91	37.78	0.78
41.65	49.62	14.26	61.69	38.71
105.64				
t21	0.34	2.12	0.29	44.46
29.34	1.15	20.70	2.71	19.59
18.77	61.51	39.46	23.21	3.60
57.12	39.39	33.44	38.38	69.10
115.06				
t22	0.13	5.40	8.06	39.77
40.76	1.11	5.64	1.56	15.25
9.37	68.96	46.19	16.78	11.52
42.96	42.42	37.02	38.56	76.48
119.30				
t23	0.05	0.84	26.94	41.65
29.33	6.12	7.90	3.48	11.92
8.22	59.47	48.35	25.56	17.24
70.17	35.02	47.56	46.58	83.83
92.23				
t24	0.00	0.00	57.56	32.60
29.43	4.49	10.91	11.74	9.10
7.93	49.56	48.26	22.20	23.44
62.59	58.80	53.90	36.23	79.24
104.33				

;

\*gemax ( t , s ) = 0.7 \* gemax ( t , s ) ;

Table gewmax(r,w) 'maximum wind available capacity during the week (MW

	w1	w2	w3	w4
w5				
w6				
w7				
w8				
w9				
w10				

r1	2.59	2.27	10.9	2.79
17.46	34.37	20.56	25.41	76.53
65.5				
r2	7.76	14.21	18.81	14.29
33.57	25.77	50.18	42.05	31.74
59.66				
r3	4.25	7.14	13.15	38.36
20.23	37.33	46.01	62.12	42.61
54.15				
r4	2.34	4.19	23.33	19.03
25.72	45.02	46.2	16.23	37.36
67.44				
r5	6.98	16.65	10.26	19.27
30.46	29.51	25.31	56.05	59.81
62.76				
r6	5.29	5.64	9.4	20.48
16.12	26.52	46.98	58.71	54.11
53.4				
r7	0.25	11.47	11.83	9.39
15.85	42.04	31.77	29.97	85.74
53.87				
r8	14.85	4.85	12.25	12.46
21.03	23.95	35.63	50.88	39.2
53.57				
r9	0.13	11.78	20.26	38.51
40.32	36.12	51.19	50.35	26.4
83.29				
r10	1.68	1.81	8.95	7.4
39.42	23.14	20.32	27.81	61.59
51.07				
r11	6.91	7.79	22.15	23.04
15.86	42.09	56.77	44.06	44.95
81.43				
r12	7.04	19.13	15.08	29.93
22.2	37.17	41.9	59.43	49.28
61.38				
r13	0.12	15.45	1.35	23.36
17.09	32.02	26.33	24.35	21.58
46.58				

```

r14      11.9      8.88      12.41      17.91
21.68      34.41      29.45      57.5      60.07
56.77
r15      4.25      11.11      32.55      19.25
39.63      36.2      65.9      55.3      75.52
97.92
r16      1.35      3.91      11.51      44.72
11.65      36.03      17.67      68.54      35.25
66.11
r17      5.52      0      24.9      11.74
32.12      35.42      33.83      41.58      65.43
94.64
r18      10.18      31.93      9.93      4.95
34.74      32.11      70.19      27.36      56.68
48.27
;

```

```

*gewmax(r ,w)=0.7*gewmax(r ,w);

```

```

;

```

```

*****

```

```

* hidreletricas
* i1 = Capivara
* i2 = Chavantes
* i3 = Jurumirim

```

```

* Hydro Week Energy Availability Scenarios (MWh)

```

```

Table endwk(i ,w ,s)

```

```

*          s1->MAX

```

```

s10->MIN

```

```

          s1          s2          s3          s4
s5        s6          s7          s8          s9
s10       s11         s12         s13         s14
s15       s16         s17         s18         s19
s20
i1.w1     98396       98264       98133       98001
97869     97209       96322       95435       94548

```



93595	92544	91493	90442	89444
88940	88436	87932	87428	87318
87309				
i1 .w2	87300	87291	86945	86255
85565	84875	84293	84159	84025
83891	83757	83719	83692	83666
83639	83623	83615	83606	83598
83571				
i1 .w3	83499	83427	83354	83282
83203	83124	83045	82966	82868
82760	82653	82546	82347	82003
81660	81316	80961	80480	79999
79518				
i1 .w4	79036	78795	78618	78442
78266	78166	78146	78127	78108
78070	77952	77834	77715	77597
77562	77537	77513	77489	77468
77451				
i1 .w5	77433	77415	77401	77395
77388	77382	77376	77305	77233
77161	77088	77047	77020	76993
76966	76942	76920	76899	76878
76856				
i1 .w6	76831	76806	76781	76756
76744	76736	76727	76719	76557
76224	75891	75557	75261	75144
75026	74909	74792	74715	74644
74573				
i1 .w7	74503	74457	74431	74405
74379	74242	73805	73368	72931
72494	72300	72114	71928	71742
71623	71539	71454	71369	71310
71293				
i1 .w8	71277	71261	71242	71189
71137	71084	71032	70943	70842
70742	70642	70571	70536	70500
70465	70415	70292	70169	70046
69923				
i1 .w9	69834	69752	69669	69587

69550	69549	69548	69547	69537
69499	69461	69424	69386	69317
69246	69175	69104	68971	68805
68638				
i1 .w10	68472	68364	68362	68360
68358	68355	68344	68333	68322
68311	68250	68172	68094	68016
67962	67938	67914	67890	67869
67861				
i2 .w1	62537	62055	61573	61091
60610	60358	60205	60052	59900
59601	59081	58561	58041	57486
56611	55737	54862	53987	53683
53525				
i2 .w2	53368	53211	53036	52845
52653	52461	52286	52176	52066
51957	51847	51541	51211	50881
50551	50388	50342	50295	50248
50191				
i2 .w3	50110	50029	49947	49866
49799	49732	49665	49598	49219
48700	48180	47660	47269	47082
46896	46709	46484	45862	45240
44618				
i2 .w4	43995	43806	43734	43663
43591	43538	43505	43471	43438
43409	43400	43391	43381	43372
43304	43229	43153	43078	43029
42999				
i2 .w5	42970	42940	42917	42909
42901	42893	42885	42867	42850
42832	42814	42695	42527	42359
42191	42073	42039	42004	41969
41933				
i2 .w6	41886	41839	41792	41744
41674	41597	41520	41443	41371
41306	41241	41176	41109	41031
40954	40877	40799	40737	40677
40617				

i2 .w7	40557	40427	40244	40061
39878	39733	39693	39652	39612
39571	39553	39536	39519	39503
39492	39484	39477	39469	39455
39431				
i2 .w8	39407	39383	39359	39335
39310	39285	39260	39189	39104
39019	38935	38871	38831	38791
38752	38681	38445	38209	37973
37736				
i2 .w9	37647	37582	37517	37452
37420	37416	37412	37408	37343
37101	36859	36618	36376	36328
36287	36247	36207	36107	35975
35843				
i2 .w10	35711	35618	35593	35568
35544	35520	35501	35482	35463
35444	35349	35229	35109	34989
34834	34636	34439	34241	34073
34070				
i3 .w1	16288	16226	16164	16102
16040	16006	15983	15961	15938
15924	15922	15920	15917	15913
15885	15858	15830	15803	15788
15776				
i3 .w2	15764	15752	15745	15745
15745	15745	15744	15740	15737
15733	15729	15722	15715	15707
15700	15692	15683	15675	15667
15654				
i3 .w3	15632	15610	15588	15565
15563	15560	15557	15555	15543
15527	15511	15496	15477	15455
15433	15411	15390	15374	15359
15344				
i3 .w4	15328	15319	15312	15304
15297	15289	15280	15272	15263
15250	15213	15177	15141	15105
15088	15075	15061	15048	15040

15037				
i3 .w5	15034	15030	15005	14922
14840	14758	14675	14657	14641
14624	14608	14556	14489	14421
14353	14294	14248	14203	14157
14112				
i3 .w6	14072	14033	13993	13953
13943	13942	13941	13940	13933
13919	13904	13890	13866	13795
13725	13655	13584	13555	13532
13509				
i3 .w7	13486	13470	13458	13447
13436	13426	13421	13416	13411
13406	13397	13388	13379	13371
13364	13358	13353	13347	13337
13320				
i3 .w8	13302	13284	13259	13127
12995	12863	12730	12693	12685
12677	12669	12662	12657	12651
12646	12615	12453	12292	12130
11968				
i3 .w9	11937	11927	11917	11908
11875	11826	11776	11726	11661
11552	11443	11334	11225	11199
11177	11155	11133	11073	10993
10913				
i3 .w10	10833	10779	10773	10766
10760	10749	10654	10559	10464
10368	10334	10319	10304	10289
10220	10087	9953	9820	9701
9663				

;

parameter

gmin(i) Minimum Power

/i1 180

```

        i2  45
        i3  15/,

gmax(i) Maximum Power
    /i1  635
        i2  414
        i3  101/,

rup(i) Ramp Up
    /i1  150
        i2  100
        i3  30/,

rdw(i) Ramp Down
    /i1  150
        i2  100
        i3  30/,

gstart(i) Initial Power
    /i1  250
        i2  150
        i3  40/,

ci(i) Installed Capacity in MW
    /i1  635
        i2  414
        i3  100.9/
;

pricer(t,ru)=price(t,ru);
pricerw(r,wu)=pricew(r,wu);
pricervr(t,ru)=pricerv(t,ru);
pricervwr(r,wu)=pricervw(r,wu);
tc(c,t)=0;
tc('c1',tc1)=1;
tc('c2',tc2)=1;
tc('c3',t)=1;
rc(c,r)=0;
rc('c1',rc1)=1;

```

```
rc('c2', rc2)=1;
rc('c3', r)=1;
```

```
*****
```

```
** processo de otimizacao
```

```
variable
```

```

g(t,s)           'Genco pool bid in each scenario (MW) in per
gw(r,w,s)        'Genco pool bid in each scenario w given sce
grv(t,s)         'Genco pool reserve bid in each scenario (MW)
grvw(r,w,s)      'Genco pool reserve bid in each scenario w g
gp(i,t,s)        'Hydro producer generation level(MW)in perio
gpw(i,r,w,s)     'Hydro producer generation level (MW)in time
cst(t,s)         'Total Hydro operational cost($) in period t
cstw(r,w,s)      'Total Hydro operational cost($) in time int
cstrv(t,s)       'Total Hydro operational cost($)of reserve in
cstrvw(r,w,s)    'Total Hydro operational cost($)of reserve in
gr(t,ru)         'auxiliar variable '
grw(r,wu,ru)     'week auxiliar variable '
grvr(t,ru)       'reserve day auxiliar variable '
grvwr(r,wu,ru)  'reserve week auxiliar variable '
edayav(i,s)     'Hydro unit energy availability during day in
eweekav(i,w,s)  'Hydro unit energy availability during week
gc(c,b)         'Genco contract level during the horizon '
z               'Total objective with expected profit and Cv
eg(t,s)         'Genco day energy pool bid in interval t '
egw(r,w,s)      'Genco week energy pool bid in interval r '
egrv(t,s)       'Genco day energy reserve pool bid in interv
egrvw(r,w,s)    'Genco week energy reserve pool bid in inter
egc(c,b)        'Genco energy contract level during a day in
egcw(c,b)       'Genco energy contracts level during a week
egp(i,t,s)      'Hydro unit energy availability in combined
egpw(i,r,w,s)   'Hydro unit energy availability in combined
eweekpday(i,w,s) 'Hydro unit day and week enegy offered '
zeta            'value at risk '
eta(w,s)        'auxiliary variable used to compute the cond
expp            'Expected profit '
exprv          'Expected profit from reserve '
cvar           'cvar risk level '

```

$ge(t, s)$  'wind power in interval  $t$  day (MW)'  
 $gew(r, w, s)$  'wind power in interval  $r$  week (MW)'  
 $ege(t, s)$  'wind energy during interval  $t$  day (MWh)'  
 $egew(r, w, s)$  'wind energy during interval  $r$  week (MWh)'  
 $gbg(it, bg, t, s)$  'geracao do bloco  $bg$  da usina  $it$  no instante  
 $gbgw(it, bg, r, w, s)$  'geracao do bloco  $bg$  da usina  $it$  no instante  
 $gt(it, t, s)$  'geracao do bloco  $bg$  da usina  $it$  no instante  
 $gtw(it, r, w, s)$  'geracao do bloco  $bg$  da usina  $it$  no instante  
 $ct(it, t, s)$  'custo de geracao das termicas '  
 $ctw(it, r, w, s)$  'custo de geracao das termicas '  
 $egt(it, t, s)$   
 $egtw(it, r, w, s)$

;

positive variable

$g(t, s), gw(r, w, s), gr(t, ru), gc(c, b), grw(r, wu, ru),$   
 $grv(t, s), grvw(r, w, s), grvr(t, ru), gc(c, b), grvwr(r, wu, ru),$   
 $edayav(i, s), eweekav(i, w, s),$   
 $cst(t, s), cstw(r, w, s),$   
 $eta(w, s), dv(i, w, s), ge(t, s), gew(r, w, s), gbg(it, bg, t, s), gbgw(it, bg, r,$

equations

\* sistema

of 'Profit objective function (\$)'  
 $eweekavlim(i, w, s)$  'week and day energy availability (MWh) limit '  
 $etot(i, w, s)$  'total energy offered '

\* oferta = demanda

$genpro(t, s)$  'Hydro and wind to supply combined producer generat  
 $genprow(r, w, s)$  'Hydro and wind to supply combined generation (MW)

\* custos

$pcost(t, s)$  'Hydro and wind combined generation cost (\$/MW) in  
 $pcostw(r, w, s)$  'Hydro and wind combined generation cost (\$/MW) in  
 $pcostrv(t, s)$  'Reserve generation cost (\$/MW) in period  $t$  '  
 $pcostrvw(r, w, s)$  'Reserve generation cost (\$/MW) in period  $r$  of scen

\* limites

lgmin(i , t , s)	'Hydro power day lower limit (MW)'
lgminw(i , r , w , s)	'Hydro power week lower limit (MW)'
lgmine(t , s)	'Wind power day lower limit (MW)'
lgminew(r , w , s)	'Wind power week lower limit (MW)'
lgmax(i , t , s)	'Hydro power day upper limit (MW)'
lgmaxw(i , r , w , s)	'Hydro power week upper limit (MW)'
lgmaxe(t , s)	'Wind power day upper limit (MW)'
lgmaxew(r , w , s)	'Wind power week upper limit (MW)'
avai(i , s)	'Hydro day scenario availability (MWh)'
avaiw(i , w , s)	'Hydro week scenario availability (MWh)'
eq1(t , s , ru)	'energy bid day original and auxiliar variable equal
eq1r(t , s , ru)	'reserve bid day original and auxiliar variable equal
eq1w(r , s , ru , w , wu)	'energy week original and auxiliar variable equal c
eq1wr(r , s , ru , w , wu)	'reserve bid week original and auxiliar variable eq
eq2(t , s , ru)	'energy bid increasing with price condition '
eq2r(t , s , ru)	'reserve bid increasing with price condition '
eq3(t , s , ru)	'energy day non-anticipatory condition '
eq3r(t , s , ru)	'reserve day non-anticipatory condition '
eq3w(t , r , s , ru , w , wu)	'week non-anticipatory condition '
eq3wr(t , r , s , ru , w , wu)	'reserve week non-anticipatory condition '
eq4(t , s , ru)	'bid increasing with price condition '
eq4r(t , s , ru)	'bid increasing with price condition '
pcmin(c , b)	'lower limit level of contract block (MW)'
pcmax(c , b)	'upper limit level of contract block (MW)'
enp(t , s)	'Genco pool day energy bid in interval t (MWh)'
enpw(r , w , s)	'Genco pool week energy bid in interval r (MWh)'
enpr(t , s)	'Genco pool day energy reserve bid in interval t (M
enprw(r , w , s)	'Genco pool week energy reserve bid in interval r (M
ehydg(i , t , s)	'Hydro energy availability in interval t (day)(MW
ehydgw(i , r , w , s)	'Hydro energy availability in interval r (week)(M
enpe(t , s)	'Wind day energy in interval (MWh)'
enpew(r , w , s)	'Wind week energy pool in interval r (MWh)'
enc(c , b)	'day energy contract in interval (MWh)'
encw(c , b)	'week energy contract in interval (MWh)'



ecomb(t,s) 'day combined energy bid in interval (MWh)'  
 ecombw(r,w,s) 'week combined energy bid in interval (MWh)'  
  
 eqcvar1(w,s) 'adittional constraint for cvar'  
 eqcvar2(w,s) 'aditional cvar constraint'  
 expprofit 'Expected profit'  
 expprofitrv 'Expected profit for reserve'  
 cvarcal 'Cvar risk'  
  
 raupin(i,t,s) 'Hydro day Ramp up start limit'  
 raupine(t,s) 'Wind day Ramp up start limit'  
 raup(i,t,s) 'Hydro day Ramp up limit'  
 raupe(t,s) 'Wind day Ramp up limit'  
 radwin(i,t,s) 'Hydro week Ramp down start limit'  
 radwine(t,s) 'Wind week Ramp down start limit'  
 radw(i,t,s) 'Hydro Ramp down limit'  
 radwe(t,s) 'Wind Ramp down limit'  
 raupdw(i,t,r,w,s) 'Hydro Ramp up start limit day-week'  
 raupdwe(t,r,w,s) 'Wind Ramp up start limit day-week'  
 raupw(i,r,w,s) 'Hydro Ramp up limit day - week'  
 raupwe(r,w,s) 'Wind Ramp up limit day - week'  
 radwdw(i,t,r,w,s) 'Hydro Ramp down start limit day-week'  
 radwdwe(t,r,w,s) 'Wind Ramp down start limit day-week'  
 radww(i,r,w,s) 'Hydro Ramp down limit day-week'  
 radwwe(r,w,s) 'Wind Ramp down limit day-week'

\* equacoes term

limiteMaxBloco(it,t,bg,s) 'limite maximo de cada gerador por bloco'  
 limiteMinBloco(it,t,bg,s)  
 limiteMaxBlocoWeek(it,bg,r,w,s)  
 limiteMinBlocoWeek(it,bg,r,w,s)  
 limiteMin(it,t,s) 'limite minimo de cada gerador'  
 limiteMax(it,t,s) 'limite maximo de cada gerador'  
 limiteMinWeek(it,r,w,s) 'limite minimo de cada gerador'  
 limiteMaxWeek(it,r,w,s) 'limite maximo de cada gerador'  
 rampSub0(it,t,s)  
 rampDec0(it,t,s)  
 rampSub(it,t,s)

```

rampDec(it , t , s)
geracaoUsina(it , t , s)
geracaoUsinaWeek(it , r , w , s)
custos(it , t , s)
custosWeek(it , r , w , s)
energiaterm(it , t , s)
energiatermw(it , r , w , s)
;

of ..          z=e=sum((c , b) , pricec(c , b)*(egc(c , b)+egcw(c , b)))+sum(s , al
              + sum(s , alfa(s)*sum(w , delta(w)*sum(r , pricew(r , w)*egw(r , w)
              + beta*(zeta - (1/(1-gamma))*sum(s , alfa(s)*(sum(w , delta(w)
              ;

eweekavlim(i , w , s).. eweekpday(i , w , s)=l=endwk(i , w , s) ;

etot(i , w , s)..          eweekpday(i , w , s)=e=edayav(i , s) + eweekav(i , w , s) ;

genpro(t , s)..          sum(i , gp(i , t , s))+ge(t , s)+sum(it , gt(it , t , s)) =e=g(t ,
genprow(r , w , s)..      sum(i , gpw(i , r , w , s))+gew(r , w , s)+sum(it , gtw(it , r , w , s)

pcost(t , s)..          cst(t , s)=e=sum(i , cost*gp(i , t , s)*dint(t))+coste*ge(t ,
pcostw(r , w , s)..      cstw(r , w , s)=e=sum(i , cost*gpw(i , r , w , s)*lw(r))+coste*

pcostrv(t , s)..        cstrv(t , s)=e=sum(i , cost*grv(t , s)*dint(t));
pcostrvw(r , w , s)..    cstrvw(r , w , s)=e=sum(i , cost*grvw(r , w , s)*lw(r));

lgmin(i , t , s)..      gp(i , t , s)=g=gmin(i) ;
lgminw(i , r , w , s)..  gpw(i , r , w , s)=g=gmin(i) ;

lgmine(t , s)..        ge(t , s)=g=gemin ;
lgminew(r , w , s)..    gew(r , w , s)=g=gewmin ;

lgmax(i , t , s)..      gp(i , t , s)=l=gmax(i) ;
lgmaxw(i , r , w , s)..  gpw(i , r , w , s)=l=gmax(i) ;

lgmaxe(t , s)..        ge(t , s)=e=gemax(t , s) ;
lgmaxew(r , w , s)..    gew(r , w , s)=e=gewmax(r , w) ;

```

pcmin(c , b).. gc ( c , b)=g=0;  
 pmax(c , b).. gc ( c , b)=l=pmaxc ( c , b);

avai ( i , s ).. edayav ( i , s)=e=sum ( t , egp ( i , t , s ) );  
 avaiw ( i , w , s ).. eweekav ( i , w , s)=e=sum ( r , egpw ( i , r , w , s ) );

eq1 ( t , s , ru )\$( sameAs ( s , ru ) ).. g ( t , s)=e=gr ( t , ru );  
 eq1r ( t , s , ru )\$( sameAs ( s , ru ) ).. grv ( t , s)=e=grvr ( t , ru );

eq1w ( r , s , ru , w , wu )\$( sameAs ( s , ru ) and sameAs ( w , wu ) ).. gw ( r , w , s)=e=g  
 eq1wr ( r , s , ru , w , wu )\$( sameAs ( s , ru ) and sameAs ( w , wu ) ).. grvw ( r , w , s)=e

eq2 ( t , s , ru )\$( ( not sameAs ( s , ru ) ) and ( price ( t , s )>pricer ( t , ru ) ) )..  
 g ( t , s)=g=gr ( t , ru );  
 eq2r ( t , s , ru )\$( ( not sameAs ( s , ru ) ) and ( pricerv ( t , s )>pricervr ( t , ru ) ) )..  
 grv ( t , s)=g=grvr ( t , ru );

eq3 ( t , s , ru )\$( ( not sameAs ( s , ru ) ) and ( price ( t , s )=pricer ( t , ru ) ) )..  
 g ( t , s)=e=gr ( t , ru );  
 eq3r ( t , s , ru )\$( ( not sameAs ( s , ru ) ) and ( pricerv ( t , s )=pricervr ( t , ru ) ) )..  
 grv ( t , s)=e=grvr ( t , ru );

eq3w ( t , r , s , ru , w , wu )\$( ( ( not sameAs ( s , ru ) ) and ( not sameAs ( w , wu ) ) ) and ( ( gw ( r , w , s )=e=grw ( r , wu , ru ) );  
 eq3wr ( t , r , s , ru , w , wu )\$( ( ( not sameAs ( s , ru ) ) and ( not sameAs ( w , wu ) ) ) and ( grvw ( r , w , s )=e=grvwr ( r , wu , ru ) );

\* and ( price ( t , s )=pricew ( r , w ) ) perhaps this is missing? with another co

eq4 ( t , s , ru )\$( ( not sameAs ( s , ru ) ) and ( price ( t , s )<pricer ( t , ru ) ) )..  
 g ( t , s)=l=gr ( t , ru );  
 eq4r ( t , s , ru )\$( ( not sameAs ( s , ru ) ) and ( pricerv ( t , s )<pricervr ( t , ru ) ) )..  
 grv ( t , s)=l=grvr ( t , ru );

\* Energies

enp ( t , s ).. eg ( t , s)=e=g ( t , s )\* dint ( t );  
 enpw ( r , w , s ).. egw ( r , w , s )=e=gw ( r , w , s )\* lw ( r );  
 enpr ( t , s ).. egrv ( t , s )=e=grv ( t , s )\* dint ( t );

$enprw(r, w, s) \dots \quad egrvw(r, w, s) = e = grvw(r, w, s) * lw(r);$

$ehydg(i, t, s) \dots \quad egp(i, t, s) = e = gp(i, t, s) * dint(t);$   
 $ehydgw(i, r, w, s) \dots \quad egpw(i, r, w, s) = e = gpw(i, r, w, s) * lw(r);$   
 $enpe(t, s) \dots \quad ege(t, s) = e = ge(t, s) * dint(t);$   
 $enpew(r, w, s) \dots \quad egew(r, w, s) = e = gew(r, w, s) * lw(r);$

$enc(c, b) \dots \quad egc(c, b) = e = \sum(t, gc(c, b) * tc(c, t) * dc(c)) \quad ;$   
 $encw(c, b) \dots \quad egcw(c, b) = e = \sum(r, gc(c, b) * rc(c, r) * dcw(c)) \quad ;$

$ecomb(t, s) \dots \quad \sum(i, egp(i, t, s)) + ege(t, s) + \sum(it, egt(it, t, s)) = e = e$   
 $ecombw(r, w, s) \dots \quad \sum(i, egpw(i, r, w, s)) + egew(r, w, s) + \sum(it, egtw(it, r, w, s)) = e = e$

$eqcvar1(w, s) \dots \quad -\sum((c, b), pricec(c, b) * (egc(c, b) + egcw(c, b))) - \sum(r, pricew(r, w) * egw(r, w, s) + pricervw(r, w) * egrvw(r, w, s)) = e = e$

$eqcvar2(w, s) \dots \quad eta(w, s) = g = 0;$

$expprofit \dots \quad exppe = e = \sum((c, b), pricec(c, b) * (egc(c, b) + egcw(c, b))) - \sum(s, alfa(s) * \sum(w, delta(w) * \sum(r, pricew(r, w) * egw(r, w, s)))) = e = e$

$expprofitrv \dots \quad exprv = e = \sum(s, alfa(s) * \sum(t, (pricerv(t, s) * egrv(t, s)))) = e = e$

$cvarcal \dots \quad cvar = e = (zeta - (1 / (1 - gamma)) * \sum(s, alfa(s) * (\sum(w, delta(w) * \sum(r, pricew(r, w) * egw(r, w, s)))))) = e = e$

$raupin(i, t, s) \$ (sameAs(t, 't1')) \dots \quad gp(i, t, s) - gstart(i) = l = rup(i)$   
 $raup(i, t, s) \$ (not sameAs(t, 't1')) \dots \quad gp(i, t, s) - gp(i, t-1, s) = l = rup(i)$

$raupine(t, s) \$ (sameAs(t, 't1')) \dots \quad ge(t, s) - gstarte = l = rupe \quad ;$   
 $raupe(t, s) \$ (not sameAs(t, 't1')) \dots \quad ge(t, s) - ge(t-1, s) = l = rupe \quad ;$

$radwin(i, t, s) \$ (sameAs(t, 't1')) \dots \quad gstart(i) - gp(i, t, s) = l = rdw(i)$   
 $radw(i, t, s) \$ (not sameAs(t, 't1')) \dots \quad gp(i, t-1, s) - gp(i, t, s) = l = rdw(i)$

$radwine(t, s) \$ (sameAs(t, 't1')) \dots \quad gstarte - ge(t, s) = l = rdwe \quad ;$   
 $radwe(t, s) \$ (not sameAs(t, 't1')) \dots \quad ge(t-1, s) - ge(t, s) = l = rdwe \quad ;$

\* Ramp Up Week

raupdw(i, t, r, w, s)\$(ord(t)=card(t) and sameAs(r, 'r1'))..

gpw(i, 'r1', w, s) - gp(i, t, s) =l= 1.3\*rup(i) ;

raupw(i, r, w, s)\$(not sameAs(r, 'r1'))..

gpw(i, r, w, s) - gpw(i, r-1, w, s) =l= 1.3\*rup(i) ;

raupdwe(t, r, w, s)\$(ord(t)=card(t) and sameAs(r, 'r1'))..

gew('r1', w,

=l= 1.3\*rupe ;

raupwe(r, w, s)\$(not sameAs(r, 'r1'))..

gew(r, w, s)

\* Ramp Down Week

radwdw(i, t, r, w, s)\$(ord(t)=card(t) and sameAs(r, 'r1'))..

gp(i, t, s) - gpw(i, 'r1', w, s) =l= 1.3\*rdw(i) ;

radww(i, r, w, s)\$(not sameAs(r, 'r1'))..

gpw(i, r-1, w, s) - gpw(i, r, w, s) =l= 1.3\*rdw(i) ;

radwdwe(t, r, w, s)\$(ord(t)=card(t) and sameAs(r, 'r1'))..

ge(t, s) - g

=l= 1.3\*rdwe ;

radwwe(r, w, s)\$(not sameAs(r, 'r1'))..

gew(r-1, w, s

\*\*\*\*\*  
\*\*\*\*\*

\* EQUACOES TERM

limiteMaxBloco(it, t, bg, s)..

gbg(it, bg, t, s) =l= en

limiteMinBloco(it, t, bg, s)..

gbg(it, bg, t, s) =g= en

limiteMaxBlocoWeek(it, bg, r, w, s)..

gbgw(it, bg, r, w, s) =

limiteMinBlocoWeek(it, bg, r, w, s)..

gbgw(it, bg, r, w, s) =

limiteMin(it, t, s)..

gt(it, t, s) =g= Pmin(i

limiteMax(it, t, s)..

gt(it, t, s) =l= Pmax(i

limiteMinWeek(it, r, w, s)..

gtw(it, r, w, s) =g= P

limiteMaxWeek(it, r, w, s)..

gtw(it, r, w, s) =l= P

rampSub0(it, t, s)\$(sameAs(t, 't1'))..

gt(it, t, s)-Pini(it) =

rampDec0(it, t, s)\$(sameAs(t, 't1'))..

Pini(it)-gt(it, t, s) =

```
rampSub(it , t , s)$(not sameAs(t , 't1 '))..
rampDec(it , t , s)\$(not sameAs(t , 't1 '))..
```

```
gt(it , t , s)-gt(it , t-1 ,
gt(it , t-1 , s)-gt(it , t
```

```
geracaoUsina(it , t , s)..
geracaoUsinaWeek(it , r , w , s)..
```

```
gt(it , t , s) =e= sum(bg
gtw(it , r , w , s) =e= su
```

```
custos(it , t , s)..
custosWeek(it , r , w , s)..
```

```
ct(it , t , s) =e= sum(bg
ctw(it , r , w , s) =e= su
```

```
energiaterm(it , t , s)..
energiatermw(it , r , w , s)..
```

```
egt(it , t , s) =e= gt(i
egtw(it , r , w , s) =e
```

```
model TCCPedro / all /;
```

```
solve TCCPedro using lp maximazing z;
```

```
display price;
```

```
display g.l;
```

```
display eg.l;
```

```
display grv.l;
```

```
display egrv.l;
```

```
display gemax;
```

```
display ge.l;
```

```
display ege.l;
```

```
display pricec;
```

```
display tc;
```

```
display gc.l;
```

```
display egc.l;
```

display gp.l;  
display egp.l;  
display edayav.l;  
display pricew;  
display rc;  
display gw.l;  
display egw.l;  
display grvw.l;  
display egrvw.l;  
display gewmax;  
display gew.l;  
display egew.l;  
display pricec;  
display gc.l;  
display egcw.l;  
display gpw.l;  
display egpw.l;  
display eweekav.l;  
display eweekpday.l;

```

display gt.l;
display gtw.l;
display ct.l;
display gbg.l;

display z.l;

display zeta.l;

display exppl.l;

display cvar.l;

display eta.l;

display exprv.l;

execute \_unload "Results.gdx" g.l gw.l grv.l grvw.l eg.l egw.l egrv.l egrvw.l

execute 'gdxxrw.exe Results.gdx var=g.l rng=g!';
execute 'gdxxrw.exe Results.gdx var=gw.l rng=gw!';

execute 'gdxxrw.exe Results.gdx var=grv.l rng=grv!';
execute 'gdxxrw.exe Results.gdx var=grvw.l rng=grvw!';

execute 'gdxxrw.exe Results.gdx var=eg.l rng=eg!';
execute 'gdxxrw.exe Results.gdx var=egw.l rng=egw!';

execute 'gdxxrw.exe Results.gdx var=egrv.l rng=egrv!';
execute 'gdxxrw.exe Results.gdx var=egrvw.l rng=egrvw!';

execute 'gdxxrw.exe Results.gdx var=gc.l rng=gc!';
execute 'gdxxrw.exe Results.gdx var=egc.l rng=egc!';
execute 'gdxxrw.exe Results.gdx var=egcw.l rng=egcw!';

execute 'gdxxrw.exe Results.gdx var=gp.l rng=gp!';
execute 'gdxxrw.exe Results.gdx var=gpw.l rng=gpw!';

execute 'gdxxrw.exe Results.gdx var=egp.l rng=egp!';

```



```
execute 'gdxxrw.exe Results.gdx var=egpw.l rng=egpw!'  
  
execute 'gdxxrw.exe Results.gdx var=ge.l rng=ge!'  
execute 'gdxxrw.exe Results.gdx var=gew.l rng=gew!'  
  
execute 'gdxxrw.exe Results.gdx var=gt.l rng=gt!'  
execute 'gdxxrw.exe Results.gdx var=gtw.l rng=gtw!'  
execute 'gdxxrw.exe Results.gdx var=ct.l rng=ct!'  
  
execute 'gdxxrw.exe Results.gdx var=edayav.l rng=edayav!'  
execute 'gdxxrw.exe Results.gdx var=eweekav.l rng=eweekav!'  
execute 'gdxxrw.exe Results.gdx var=eweekpday.l rng=eweekpday!'  
  
execute 'gdxxrw.exe Results.gdx var=z.l rng=z!'  
execute 'gdxxrw.exe Results.gdx var=expp.l rng=expp!'  
execute 'gdxxrw.exe Results.gdx var=cvar.l rng=cvar!'  
execute 'gdxxrw.exe Results.gdx var=exprv.l rng=exprv!'
```