



Universidade Federal
do Rio de Janeiro
Escola Politécnica

Aplicação de um Modelo de Expansão da Geração Considerando o Requisito de Reserva Probabilística Dinâmica no Sistema Elétrico Mexicano

Weslly de Sousa Morais

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientadores: Glauco Nery Taranto
Ricardo Cunha Perez

Rio de Janeiro

Setembro 2018

Aplicação de um Modelo de Expansão da Geração Considerando o Requisito de Reserva Probabilística Dinâmica no Sistema Elétrico Mexicano

Weslly de Sousa Morais

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA

Examinada por:

Professor Glauco Nery Taranto, Ph.D.

Professora Tatiana Mariano Lessa de Assis, D.Sc.

Engenheiro Ricardo Cunha Perez, M.Sc

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

Setembro de 2018

Morais, Weslly de Sousa

Aplicação de um Modelo de Expansão da Geração Considerando o Requisito de Reserva Probabilística Dinâmica no Sistema Elétrico Mexicano/Weslly de Sousa Moraes – Rio de Janeiro: UFRJ/ ESCOLA POLITÉCNICA, 2018.

V, 103 p.: il,; 29,7 cm

Orientadores: Glauco Nery Taranto, Ricardo Cunha Perez

Projeto de Graduação – UFRJ/POLI/ Curso de Engenharia Elétrica, 2018

Referências Bibliográficas: p. 85-87

1.Planejamento da Expansão da Geração. 2.Programação Linear Inteira Mista. 3.Reserva Operativa 4. Reserva Probabilística. I. N. Taranto, Glauco *et al* Cunha Perez, Ricardo. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ, Curso de Engenharia Elétrica. III. Título

Agradecimentos

No mundo dos esportes, costuma-se dizer que 100% da energia de uma pessoa jamais será igual a 1% da energia do time. Nesta jornada até aqui não foi diferente, este trabalho e todas as metas e sonhos realizados até o presente momento se devem aos inúmeros “times” que fizeram/fazem parte da minha vida.

Começando pela minha família, com meu pai, Carlos Morais, que sempre foi um exemplo de determinação e dedicação. Sem sua coragem em tomar decisões difíceis e até mesmo se sacrificar em alguns momentos, jamais teria chegado até aqui. Minha mãe, Zenóbia Sousa que sempre cuidou de nossa família com amor e carinho, garantindo uma estrutura saudável para que eu e minha irmã, Cássia Heller pudéssemos crescer em um ambiente saudável e feliz. Amo muito todos vocês.

Ao “time” do Ferreira Viana, onde tive a oportunidade de ser aluno de dois grandes mestres, os professores Raed e Toledo. Sem os conhecimentos que adquiri com vocês não sei se estaria estudando engenharia na UFRJ.

Aos “times” que fiz parte na UFRJ. O “time” da elétrica formado por Andressa Bade, Bruno Leonardo, Camila Buzatto, Gabriel Mello e Marianna Fundão, a amizade de vocês foi fundamental nos últimos anos. O “time” MinervaBots, em especial André Marandino, Henrique Hafner, Igor Chame, Lucas Mota, Philipe Moura, Rodrigo Conteville e Tamiris Crepalde. Juntos ajudamos a construir um legado para a universidade e com vocês aprendi o significado de trabalhar por um objetivo maior.

Ao “time” da *Univertisy of Southampton*, em especial aos amigos João Salomão e Hanni Venzi, ao lado de vocês vivi um dos anos mais incríveis da minha vida, muito por conta dessa amizade.

Finalmente, ao “time” da PSR, onde passei grandes momentos nestes últimos dois anos. A Mario Veiga por sugerir um tema tão divertido quanto este. A Ricardo Perez por todo o treinamento e amizade ao longo desses anos. Aos grandes amigos e companheiros de trabalho Alessandro Soares, Camila Metello, Daniela Bayma, Felipe Lucas, Gabriel Cunha, Guilherme Machado, Igor Félix, Jairo Terra, João Pedro Bastos, Lucas Okamura, Matheus Cavaliere e Raphael Sampaio. Sem o incentivo e valiosas contribuições de vocês, este trabalho teria sido muito mais difícil. Vocês são grandes exemplos de dedicação e profissionalismo e me sinto honrando por fazer parte de uma equipe tão forte!

*“It’s a Long Way to the Top
If You Wanna Rock’N Roll”*

Bon Scott

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/UFRJ como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista

Aplicação de um Modelo de Expansão da Geração Considerando o Requisito de Reserva Probabilística Dinâmica no Sistema Elétrico Mexicano

Weslly de Sousa Morais

09/2018

Orientador: Glauco Nery Taranto

Co-orientador: Ricardo Cunha Perez

Curso: Engenharia Elétrica

O uso de modelos de otimização aplicados à expansão de sistemas elétricos é uma prática adotada como forma de auxiliar agentes de planejamento a tomar decisões que tragam maior benefício para a sociedade, objetivando atender o crescimento da demanda do sistema com o menor custo operativo possível, mantendo em contrapartida os critérios de confiabilidade, a segurança de suprimento e contemplando políticas energéticas e ambientais de interesses governamentais.

Em sistemas com grande penetração de fontes renováveis intermitentes, a variabilidade apresentada por essas fontes em um curto intervalo de tempo precisa ser considerada na tomada de decisão do modelo de planejamento da expansão, devido aos possíveis impactos que podem ser causados na operação e nos custos operativos do sistema, que por sua vez, afetarão o plano de expansão da geração. Para isso, surge a necessidade de um modelo com discretização horária.

Além disso, a variabilidade da geração supracitada incorre em um requisito adicional de reserva de geração no sistema. Objetiva-se, portanto, apresentar os efeitos que este requisito adicional causa no plano de expansão da geração e nos custos totais (investimento e operação).

Palavras-chave: Planejamento da Expansão da Geração; Programação Linear Inteira Mista; Reserva Operativa; Reserva Probabilística.

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Engineer.

Application of a Generation Expansion Model Considering Dynamic Probabilistic Reserve Constraints in the Mexican Electrical Power System

Weslly de Sousa Morais

09/2018

Advisor: Glauco Nery Taranto

Co-advisor: Ricardo Cunha Perez

Course: Electrical Engineering

The use of optimization models applied to the expansion of electrical systems is a practice adopted as a way to help planning agents to make decisions that bring greater benefit to society, aiming to meet the growth of the demand of the system with the lowest possible operating costs, keeping on the other hand, the criteria of reliability, security of supply and contemplating energetic and governmental policies.

In systems with high penetration of intermittent renewable sources, the variability presented by these sources in a short period of time needs to be considered in the decision making of the expansion planning model, since it causes representative effects on the operation and operating costs of the system, which in turn will affect the generation expansion plan. For this reason, the application of a model with hourly discretization is needed.

In addition, the variability of the generation entails an additional generation reserve requirement in the system. This work aims at assessing the effects that this additional requirement causes in the generation expansion plan and in the total costs (investment and operation).

Keywords: Generation Expansion Planning; Mixed Integer Linear Programming; Operative Reserve; Probabilistic Reserve.

Sumário

Capítulo 1	13
Introdução	13
1.1 – Visão Geral.....	13
1.2 – Motivação e Objetivo	16
1.3 – Estrutura do Trabalho.....	16
Capítulo 2	18
Planejamento da Expansão da Geração com Grande Inserção de Fontes Intermitentes	18
2.1 – Configuração de Sistema Elétricos	18
2.2 – Mudança de Paradigma	20
2.3 – Flexibilidade de Geração.....	24
2.4 –Estabilidade e Reservas Operativas.....	27
Capítulo 3	34
Modelo de Otimização do Planejamento da Expansão da Geração	34
3.1 – Problema do Planejamento da Expansão da Geração.....	34
3.2 – Conceito de Estações e Dias Típicos.....	37
3.3 – Modelo de Otimização da Expansão em Escala Horária.....	39
Capítulo 4	49
Modelagem da Expansão de Sistemas Elétricos	49
4.1 – Características do Sistema Elétrico Mexicano	49
4.2 – Representação do SEN no Modelo de Otimização.....	52
Capítulo 5	60
Estudos de Caso	60
5.1 – Considerações sobre os Estudos de Caso	60
5.2 – Estudo de Caso 1	61
5.3 – Estudo de Caso 2	73
Capítulo 6	82
Conclusões	82
6.1 – Considerações Finais	82
6.2 – Trabalhos Futuros	83
Referências Bibliográficas	85
Anexo A – Formulação do Modelo de Otimização da Expansão de Sistemas Elétricos	88
Lista de Símbolos	88
Formulação Completa	91
Anexo B – Dados sobre a Expansão do Sistema de Transmissão.....	94

Anexo C – Projeção de Demanda.....	100
Anexo D – Custo de Investimento por Tecnologia	101
Anexo E – Projeção de Preço de Combustível	102
Anexo F – Fatores Percentuais para Cálculo da Potência Firme	103

Lista de Figuras

Figura 1- Evolução dos custos de instalação, fatores de capacidade e custo de energia médios, no mundo, para usinas SFV. Fonte [2]	14
Figura 2 - Evolução dos custos de instalação, fatores de capacidade e custo de energia médios, no mundo, para usinas eólicas onshore. Fonte [2]	15
Figura 3 - Demanda horária de um sistema hipotético, para um ano de amostras	18
Figura 4 - Transição de um sistema inflexível para um sistema flexível, devido à inserção de fontes intermitentes. Adaptado de [51]	20
Figura 5 - Adições e retirios de capacidade instalada no mundo, por tecnologia. Adaptado de [1]	21
Figura 6 – Soma da geração Eólica, Solar e Biomassa como uma porcentagem da demanda total, por país. Fonte [8]	21
Figura 7 - Adições e retirios de capacidade no sistema elétrico da Alemanha. Fonte [10]	22
Figura 8 - Curva da geração solar fotovoltaica do Sistema Interligado Nacional (SIN). Fonte [11].	23
Figura 9 - Curva da geração eólica do Sistema Interligado Nacional (SIN). Fonte [12]	23
Figura 10 - Demanda líquida no sistema elétrico da Califórnia. Fonte dos dados [14] .	25
Figura 11 - Rampa de geração para usinas a gás e carvão. Adaptado de [16]	26
Figura 12 - Atuação das Reservas de Contingência em um sistema de potência.	31
Figura 13 - Diferenças entre (i) demanda líquida prevista e realizada e (ii) geração eólica prevista e realizada.	32
Figura 14 - Representação do balanço hídrico de um reservatório	35
Figura 15 - Breve histórico do desenvolvimento de modelos de expansão do sistema elétrico. Fonte [27].	36
Figura 16 - Agrupamento dos meses em estações	38
Figura 17 - Aproximação dos dias reais por meio da representação via dias típicos.	38
Figura 18 - Etapas de investimento anual.....	40
Figura 19 - Diagrama simplificado do modelo de expansão proposto	40
Figura 20 - Modelagem das restrições de unit commitment das térmicas.....	42
Figura 21 - Exemplo de balanço geração/demanda em um sistema de três barras	43
Figura 22 - Exemplo de possível definição das Restrições de Potência Firme	44
Figura 23 - Exemplo de possível definição das Restrições de Energia Firme	45
Figura 24 - Perfis de geração intermitente, por estação	46
Figura 25 - Exemplo do cálculo do erro de previsão de geração intermitente	47
Figura 26- Diagrama simplificado do cálculo da Reserva Probabilística Dinâmica (RPD)	48
Figura 27 - Matriz de geração do sistema elétrico mexicano em 2017. Fonte [35]	50
Figura 28 - Regiões de controle do SEN e a composição do parque gerador em cada região. Adaptado de [35]	51
Figura 29 - Red Nacional de Transmisión (RNT). Fonte [37]	52
Figura 30 – Representação do SEN em 53 regiões de transmissão. Fonte [35].	53
Figura 31 Projeção de demanda adotada no estudo de caso	54
Figura 32 - Demanda por região de controle, ano 2017	54
Figura 33 - Perfil de demanda horário utilizado.....	55
Figura 34 - Demanda do sistema mexicano agrupada em quatro estações e três dias típicos	56
Figura 35 - Adições e retirios de capacidade ao SEN, entre os anos de 2018 e 2032	57

Figura 36 - Curva de aprendizagem dos custos de investimento para eólica e solar. Fonte [35]	58
Figura 37 - Posicionamento dos candidatos à expansão eólica e SFV, por região de transmissão. Figura adaptada de [35]	59
Figura 38 - Participação percentual na matriz de geração, por tecnologia, até janeiro de 2018.	61
Figura 39 - Alternativas de expansão consideradas no Estudo de Caso 1.....	61
Figura 40 - Comparação da matriz de geração para cada um dos anos de corte e alternativas de expansão do Estudo de Caso 1.	62
Figura 41 - Comparação do custo nivelado de energia para as tecnologias que entram em operação nos anos corte	63
Figura 42 - Adição de capacidade no EC 1, por tecnologia, até o ano de 2038.	64
Figura 43 - Adição de usinas eólicas no EC 1, até o ano de 2038, por região de controle	65
Figura 44 - Adição de usinas SFVs no EC1 até o ano de 2038, por região de controle. 65	
Figura 45 - Adição de usinas OCGT no EC 1 até o ano de 2038, por região de controle	66
Figura 46 - Adição de usinas CCGT no EC 1 até o ano de 2038, por região de controle	67
Figura 47 - Interconexões entre as regiões Ocidental e Noreste.....	67
Figura 48 - Média dos fluxos de um conjunto de interconexões nas regiões Ocidental e Noreste. (a) Interconexão 17-24, (b) Interconexão 18-25, (c) Interconexão 20-30 e (d) Interconexão 19-20	69
Figura 49 - Comparação entre ROD e RPD para as regiões (a) Ocidental, (b) Norte, (c) Peninsular e (d) Noreste	70
Figura 50 - Requisito de RPD máximo, para os dois anos de corte e para cada região de controle	70
Figura 51 – Adição de usinas eólicas, por região de controle, até cada um dos anos de corte	71
Figura 52 - Adição de usinas SFV, por região de controle, até cada um dos anos de corte	72
Figura 53 - Comparação dos custos de expansão para as duas alternativas apresentadas no EC 1	73
Figura 54 - Cenários de expansão considerados no Caso Sensibilidade	73
Figura 55 - Metas de margem de reserva utilizadas para o cálculo do requisito de Potência Firme.....	74
Figura 56 - Metas de percentual de demanda a ser atendida por fontes de energia limpa. Fonte [45].	75
Figura 57 – Metas de geração média para fontes de energia limpa.....	75
Figura 58 - Comparação da matriz de geração para cada um dos anos de corte e alternativas de expansão do Estudo de Caso 2	76
Figura 59 - Comparação entre as adições de SFVs, (a) e (b) e eólicas, (c) e (d), nos dois estudos de caso	77
Figura 60 - Expansão total por tecnologia no EC 2 até o ano de corte 2038.	77
Figura 61 - Expansão OCGT no EC 2, por região de controle.....	78
Figura 62 - Comparação do atendimento à demanda para as duas alternativas de expansão e para os dois estudos de caso no ano de 2028 (a) e 2038 (b)	79
Figura 63 - Comparação dos custos de expansão para as duas alternativas apresentadas no EC 2	80

Figura 64 - Sugestão de mudança metodológica no cálculo da Reserva Probabilística Dinâmica.....	83
Figura 65 - Projeção de preço para o carvão	102
Figura 66 - Projeção de preço para óleo combustível	102
Figura 67 - Projeção de preço para gás natural Henry Hub	102

Lista de Símbolos

Símbolos gerais

Equação de *Swing*

T_L : Torque líquido no eixo de um gerador síncrono, em $N \cdot m$

T_m : Torque mecânico no eixo de um gerador síncrono, $N \cdot m$

T_e : Torque eletromagnético no eixo de um gerador síncrono, $N \cdot m$

J : Momento de inércia, $kg \cdot m^2$

ω_m : Velocidade angular, em rad/s

ω_{0m} : Velocidade angular nominal, em rad/s

$\bar{\omega}$: Velocidade angular, em $p.u$

E_c : Energia cinética, em Joules (J)

S_n : Potência aparente nominal, em Volt-Ampére (VA)

P_m : Potência mecânica, em Watts (W)

\bar{P}_m : Potência mecânica, em $p.u$

P_e : Potência eletromagnética, em Watts (W)

\bar{P}_e : Potência eletromagnética, em $p.u$

H : Constante de inércia do gerador síncrono, em segundos (s)

Cálculo da demanda por região de transmissão

D_{RT} : Demanda por região de transmissão, em MW

$FD(\%)$: Fator de distribuição percentual de demanda

D_{RT} : Demanda por região de controle, em MW

Cálculo do custo anualizado, por projeto

CI_{VPL} : Valor presente do custo de investimento do projeto, em dólares

CI : Custo de investimento do projeto, em dólares

CD : Cronograma de desembolso, em porcentagem do custo de investimento do projeto

TR : Taxa de retorno, em porcentagem

OM_{fixo} : Custo de operação e manutenção fixo do projeto, em dólares

VU : Vida útil do projeto, em anos

Formulação geral para um problema de otimização da expansão da geração

Índices

i : Usina hidrelétrica

j : Usina termoelétrica

l : Usina renovável

c : Cenário

s : Subsistema

t : Etapa

Conjuntos

H: Conjunto de hidrelétricas

T: Conjunto de termoelétricas

R: Conjunto de usinas renováveis

\mathbb{T} : Horizonte de estudo

M: Conjunto de usinas hidrelétricas a montante da usina hidrelétrica i

Variáveis de decisão

$v_{i,t}$: Volume armazenado ao final da etapa t no reservatório da hidrelétrica i , em Hm^3

$q_{i,t}$: Vazão turbinada pela usina i , na etapa t , em m^3

ρ_i : Fator de produção médio da usina hidrelétrica i , em $MW/(m^3/s)$

$w_{i,t}$: Volume de água vertido pela usina hidrelétrica i , na etapa t , em Hm^3

$\alpha_{i,t}$: Vazão incremental afluyente à usina hidrelétrica i , na etapa t , em m^3

$g_{j,t}$: Geração da termoelétrica j , na etapa t , em MWh

x_i : Vetor de variáveis de decisão de investimento em usinas hidrelétricas

x_j : Vetor de variáveis de decisão de investimento em usinas termoelétricas

$I_{i,t}$: Custo de investimento na usina hidrelétrica i , na etapa t

$I_{j,t}$: Custo de investimento na usina termoelétrica j , na etapa t

$I_{l,t}$: Custo de investimento na usina renovável l , na etapa t

r_t : Corte de carga, em MWh

Dados de entrada

d_t : Demanda de energia, na etapa t , em MWh

$\bar{v}_{i,t}$: Armazenamento máximo da usina hidrelétrica i , na etapa t , em Hm^3

$\bar{q}_{i,t}$: Limite de turbinamento máximo da usina hidrelétrica i , na etapa t , em m^3/s

$\bar{g}_{i,t}$: Geração máxima da usina hidrelétrica i , na etapa t , em MWh

c_j : Custo operativo da usina termoelétrica j , em \$/MWh

$g_{l,t}$: Geração da usina renovável l , na etapa t

Observação

Com o intuito de facilitar a leitura deste trabalho, a presente lista de símbolos refere-se apenas às equações apresentadas nos capítulos. Optou-se por posicionar a lista de símbolos e formulação do modelo de otimização descrito neste trabalho em separado, no Anexo A

Capítulo 1

Introdução

1.1 – Visão Geral

Os sistemas elétricos de potência de muitos países estão passando por mudanças nas tecnologias que compõem suas matrizes de geração. Embora o uso de termoeletricas com combustível fóssil ainda seja predominante na matriz energética de diversos países, observa-se que, desde o início do século XXI, é crescente a participação de fontes intermitentes de energia, com destaque para solar fotovoltaica (SFV) e eólica [1].

Esse aumento se deve principalmente ao declínio dos custos de investimento nessas tecnologias, aliado a alguns benefícios associados ao uso desse tipo de fonte de energia, como por exemplo redução nos preços de energia elétrica, baixas emissões de gases de efeito estufa e velocidade na implementação dos projetos.

Sobretudo nos países emergentes da América Latina, Ásia e África, em que o crescimento de demanda tende a ser alto e os recursos financeiros mais restritos, é essencial que a expansão do sistema seja capaz de atender à demanda, ao menor custo possível, atendendo a critérios de qualidade e confiabilidade. Nesse contexto, as fontes renováveis destacam-se como uma opção de menor custo, se comparadas às fontes de energia tradicionais. Já em países desenvolvidos, onde o crescimento da demanda não é significativo, as renováveis muitas vezes são construídas em função de políticas de descarbonização e como alternativas à geração de usinas térmicas existentes com custos operativos elevados.

Em estudo publicado pela *International Renewable Energy Agency (IRENA)*, compreendendo o período entre 2010 e 2017 [2], observa-se uma redução no custo nivelado de energia¹ igual a 73% para usinas SFVs no mundo, considerando-se um custo médio ponderado de capital igual a 7.5% para países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OECD) e China e igual a 10% para o resto do mundo.

¹ O custo nivelado de energia, tradução do inglês *Levelized Cost of Energy (LCOE)* é uma métrica a qual busca valorar custos necessários para a recuperação do investimento, custos fixos e variáveis além de ser uma medida tradicional para comparação de tecnologias.

Essa redução no custo de energia tem como principal motivação a redução nos custos de instalação², de um custo médio ponderado igual a 4.394,00 USD/kW para 1.388,00 USD/kW (valores em dólares de 2016). Observa-se ainda um notável ganho de eficiência, com um aumento de 20% nos fatores de capacidade médio para o mesmo período devido a avanços tecnológicos no desenvolvimento de módulos fotovoltaicos e sistemas de rastreamento solar, para citar alguns exemplos. Em relação a usinas eólicas *onshore*, também é observada uma considerável redução nos custos de investimento, com uma queda de mais de 20% nos custos de instalação, de 1.843,00 USD/kW para 1.477,00 USD/kW [2].

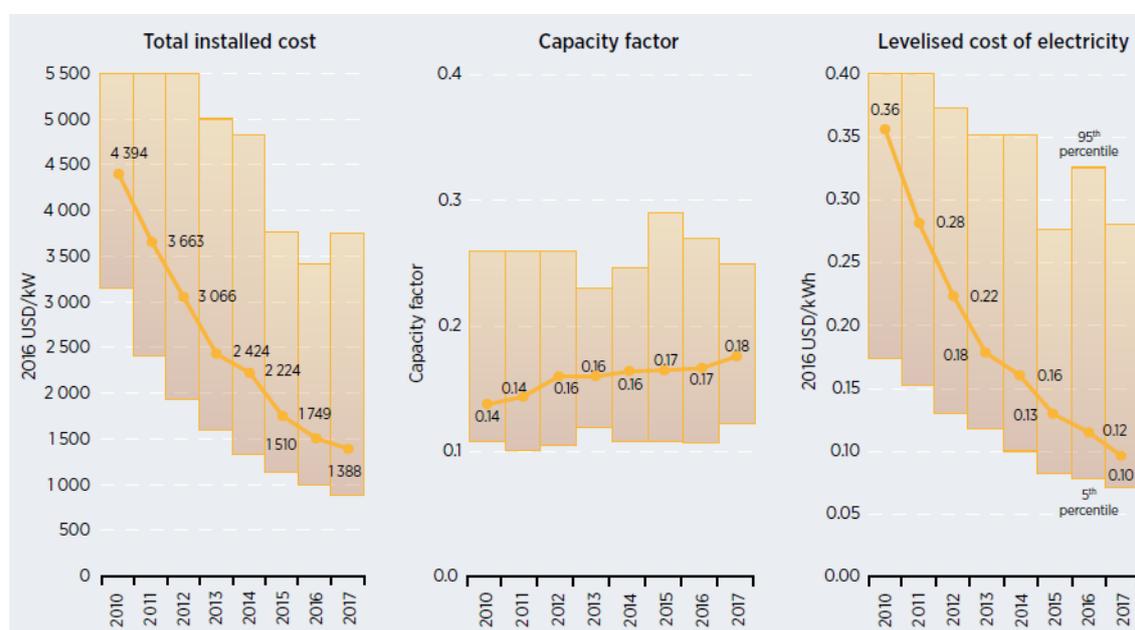


Figura 1- Evolução dos custos de instalação, fatores de capacidade e custo de energia médios, no mundo, para usinas SFV. Fonte [2]

² O custo de instalação representa todos os custos para desenvolver um projeto, o que inclui: preparação do terreno, possíveis custos de licenças ambientais, custo de capital, custo de equipamentos, conexão à rede, capital de giro, entre outros.

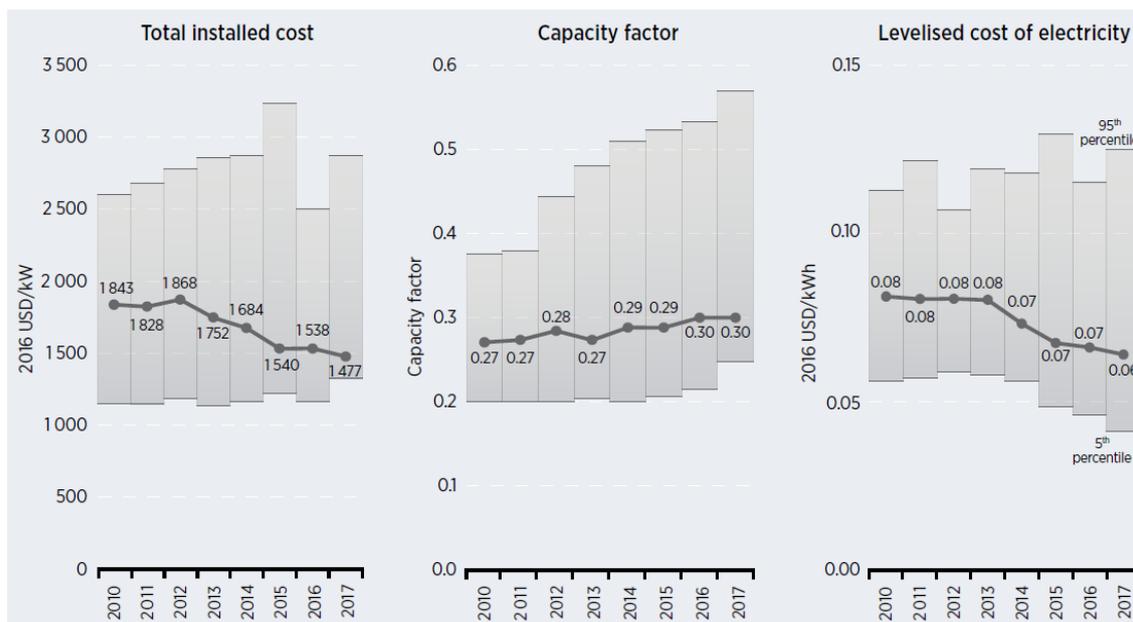


Figura 2 - Evolução dos custos de instalação, fatores de capacidade e custo de energia médios, no mundo, para usinas eólicas *onshore*. Fonte [2]

Os cenários apresentados na Figura 1 e na Figura 2 evidenciam o quão competitivos esses tipos de fontes se tornaram no mundo. Com o avanço da tecnologia e evolução das políticas de integração dessas fontes, espera-se que essa tendência de redução seja mantida por algum tempo [3]. Vale ressaltar que esta tendência pode ser observada nos custos dos últimos leilões de energia realizados em alguns países.

Em certame realizado em novembro de 2017 [4], no México, o preço médio para SFV foi de 67 R\$/MWh³, um recorde até a data. Enquanto isso, no Brasil, em um leilão realizado em dezembro de 2017 [5], a fonte eólica *onshore* registrou um preço médio igual a 162 R\$/MWh⁴.

Devido à variabilidade e incerteza no padrão de geração dessas fontes, diversos estudos para integração dessas centrais foram realizados por agentes de planejamento nos últimos anos com o objetivo de projetar um sistema que seja capaz de acomodar essas fontes, sem comprometer a confiabilidade no atendimento à demanda.

O presente trabalho analisa o tema da expansão de sistemas elétricos em um cenário com grande participação de fontes intermitentes, além de apresentar uma revisão sobre os principais impactos operativos decorrentes da alta penetração destas fontes e práticas adotadas para mitigá-los, e quantifica a necessidade e os impactos de se

³ Valor convertido utilizando a cotação do dólar relativa ao mês de novembro de 2017, igual a R\$ 3.27

⁴ Valor convertido utilizando a cotação do dólar relativa ao mês de dezembro de 2017, igual a R\$ 3.31

considerar um requisito de reserva para acomodar essas tecnologias mantendo-se a confiabilidade do sistema elétrico.

1.2 – Motivação e Objetivo

Com o aumento da participação de fontes intermitentes em sistemas elétricos, surge a necessidade de se planejar a expansão considerando-se as características inerentes a essas fontes, como a alta intermitência e estocasticidade de seu despacho. Sendo assim, este trabalho propõe a utilização de um modelo de otimização que objetiva minimizar o custo associado à expansão (soma do custo de investimento e valor esperado dos custos operativos) com enfoque probabilístico e discretização horária, capaz de capturar tanto a incerteza quanto a intermitência características das tecnologias renováveis como eólica e SFV, levando-se em conta ainda a modelagem de um requisito de reserva que preserve a confiabilidade da operação do sistema.

Assim, este trabalho objetiva discutir a teoria por trás da modelagem dessa ferramenta, além de analisar o planejamento de sistemas elétricos de potência com grande inserção de fontes intermitentes.

1.3 – Estrutura do Trabalho

Em adição à introdução apresentada neste primeiro capítulo, o trabalho divide-se na seguinte estrutura.

O Capítulo 2 tem por objetivo discutir alguns efeitos e impactos observados em sistemas com grande inserção de fontes intermitentes. Além disso, destacam-se algumas possíveis práticas a serem adotadas no planejamento de sistemas elétricos como forma de mitigar os efeitos causados pela intermitência dessas fontes na operação do sistema.

O Capítulo 3 apresenta o modelo de otimização da expansão de sistema elétricos que será empregado neste trabalho. Sua função objetivo é minimizar o custo de investimento mais o valor esperado do custo de operação. A solução é obtida através da resolução de um problema de programação linear inteira mista (PLIM), no qual investimento e operação são resolvidos simultaneamente, com discretização horária, isto é, as restrições do problema de otimização são consideradas hora a hora.

O Capítulo 4 apresenta uma breve discussão sobre o sistema elétrico mexicano. O país passa por uma grande mudança em sua matriz de geração de energia elétrica, com metas de aumentar a participação das fontes intermitentes nos próximos anos. O objetivo do capítulo é apresentar o sistema utilizado no estudo de caso e as premissas utilizadas em sua modelagem.

O Capítulo 5 apresenta dois estudos de caso da expansão de um sistema elétrico real e os resultados obtidos com a aplicação da metodologia proposta. Optou-se por utilizar o sistema mexicano, pelo fato de o país contar com metas anuais de inserção de fontes intermitentes.

O Capítulo 6 conclui este trabalho.

Capítulo 2

Planejamento da Expansão da Geração com Grande Inserção de Fontes Intermitentes

2.1 – Configuração de Sistema Elétricos

Em um sistema elétrico, a demanda varia ao longo do tempo, não assumindo valores iguais a zero em condições normais de operação. Isto decorre do fato de que consumidores não tem o mesmo perfil de consumo e fazem uso da eletricidade em momentos diferentes ao longo do dia. Além disso, diversos processos/unidades que dependem de energia elétrica não podem ser interrompidos, como por exemplo equipamentos hospitalares

O perfil de consumo de energia para o período de um ano, em um sistema hipotético, pode ser observado na Figura 3. Na figura da esquerda, destaca-se, a variabilidade horária. Já a figura da direita, exemplifica a curva de duração de carga⁵, mostrando que após a ordenação, existe a possibilidade de divisão da demanda em três patamares, ou “grupos de demanda”: de base, intermediária e de pico.

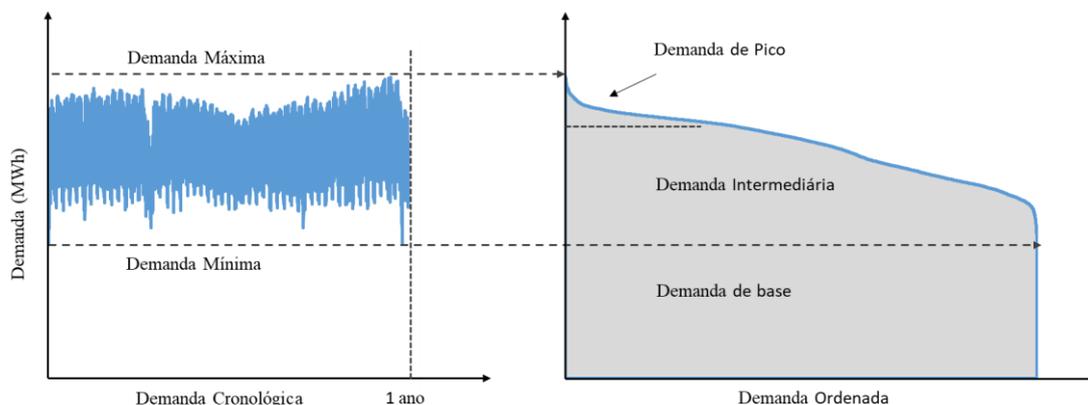


Figura 3 - Demanda horária de um sistema hipotético, para um ano de amostras

⁵ Curva que representa uma ordenação não cronológica de uma grandeza, nesse caso a demanda de um sistema elétrico, do maior para o menor valor ao longo de um determinado período.

Baseado nesse perfil de consumo, e conforme discutido em Sawin et al. [6], os sistemas elétricos utilizam historicamente seu parque gerador agrupando as usinas em três categorias:

- Geração de Base - São caracterizadas pelo alto custo de investimento e baixos custos de operação. Por isso, são instaladas para operação em plena produção, com interrupção mínima, objetivando atender à demanda de base. Alguns exemplos de tecnologias de base são geradores a carvão, nucleares e grandes usinas hidrelétricas. Geralmente são consideradas fontes inflexíveis, pois a geração não pode ser ajustada rapidamente para cima ou para baixo, com algumas exceções, como as usinas hidrelétricas;
- Geração Intermediária – Essa classe de geração é projetada com o objetivo de ser mais flexível, com capacidade de responder a variações de demanda ao longo do dia. Tipicamente são acionadas pela manhã e desligadas durante a noite, quando a demanda por eletricidade geralmente se reduz. Devido a seus custos variáveis, essas usinas são mais caras para operar do que as usinas de base. Usinas a ciclo combinado e algumas hidrelétricas podem cumprir esse papel em um sistema elétrico.
- Geração de Pico – São usinas utilizadas em situações específicas, como, por exemplo em períodos de máxima demanda ou na ocorrência de alguma contingência envolvendo as usinas de base/intermediárias ou no sistema de transmissão. Costumam ter um menor custo de investimento e custos variáveis mais elevados se comparadas com as usinas das outras duas classes de geração, além de tenderem a ser menos eficientes. Uma grande vantagem desse tipo de usina é sua flexibilidade, com capacidade de atingir sua potência nominal em minutos. Alguns exemplos de tecnologias utilizadas para essa classe são geradores a combustão interna e usinas a gás de ciclo aberto.

No entanto, o ingresso substancial de fontes intermitentes nos sistemas elétricos tende a atenuar as divisões entre as categorias supracitadas, outrora bem definidas. Devido aos seus custos operativos basicamente nulos, as renováveis deslocam outras fontes do sistema e mudam a dinâmica da operação. Esta mudança de paradigma será discutida a seguir.

2.2 – Mudança de Paradigma

Com o aumento da participação de fontes intermitentes na geração de energia, alguns aspectos dos sistemas elétricos estão se alterando. Como essas fontes apresentam custo operativo igual a zero, sua geração deve ser utilizada sempre que possível, objetivando a redução dos custos operativos do sistema, mesmo que a próxima usina na ordem de mérito⁶ precise reduzir sua geração.

Nesse cenário, a participação dos geradores de base tende a diminuir, uma vez que operadores irão priorizar o despacho com fontes intermitentes (pelo baixo custo variável). Assim, a operação do sistema com fontes mais inflexíveis deve reduzir, dificultando, de maneira geral, a recuperação do valor investido nesses projetos.

A Figura 4 apresenta uma comparação entre a geração de uma semana de maio de 2012 e uma projeção para 2020, no sistema alemão, que ilustra os fatos acima expostos. É possível observar que em alguns momentos a geração renovável substitui totalmente a geração das usinas de base.

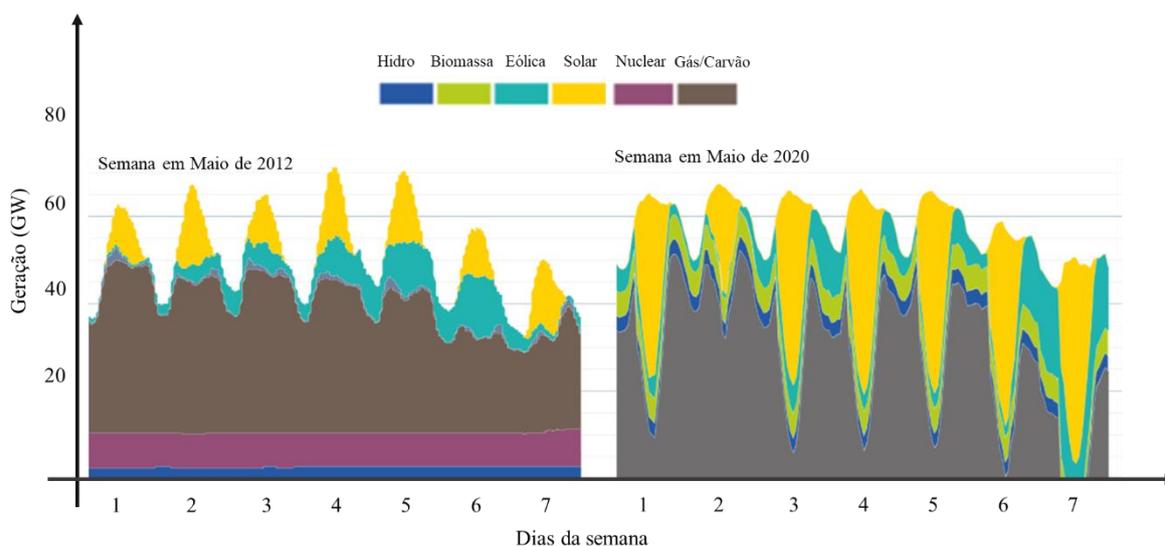


Figura 4 - Transição de um sistema inflexível para um sistema flexível, devido à inserção de fontes intermitentes. Adaptado de [51]

A troca de usinas de base por fontes intermitentes e geração mais flexível já é uma realidade no setor elétrico internacional. Segundo a *International Energy Agency* (IEA), em 2016, as fontes renováveis representaram quase dois terços da nova capacidade adicionada no mundo, com quase 165 GW entrando em operação [1]. Além

⁶ Ordem de mérito – Forma de organizar o despacho energético de um sistema elétrico, na qual os geradores são ordenados do menor para o maior custo variável unitário (\$/MWh), definindo de maneira econômica a ordem em que serão acionados pelo operador do sistema.

disso, houve o descomissionamento de 26 GW em usinas a carvão e 12 GW em usinas a gás natural.

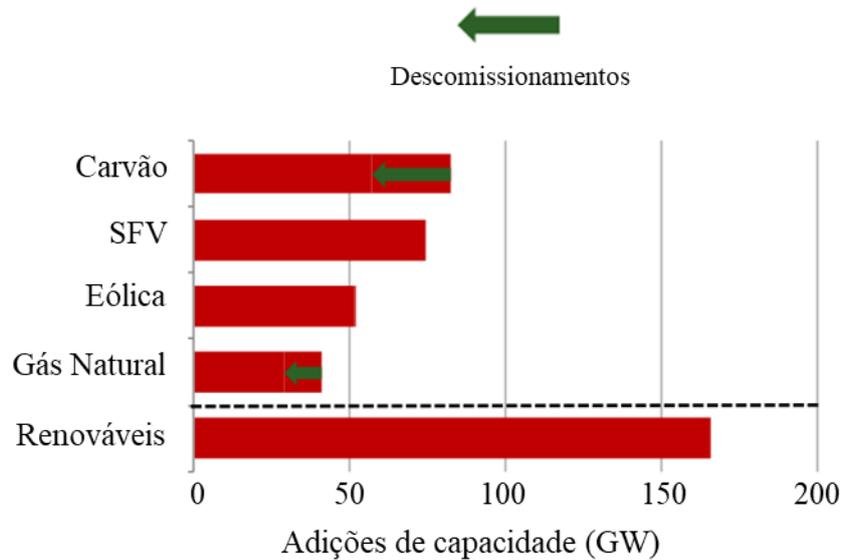


Figura 5 - Adições e retiros de capacidade instalada no mundo, por tecnologia. Adaptado de [1]

Em 2009, a União Europeia estabeleceu como meta ter 20% de todo seu consumo de energia a partir de fontes renováveis até o ano de 2020 [7]. Desde então, observa-se um aumento da participação dessas fontes no setor elétrico do continente. A Figura 6[8] apresenta a porcentagem da geração de energia elétrica para as fontes SFV, eólica e biomassa em relação à demanda de cada país.



Figura 6 – Soma da geração Eólica, Solar e Biomassa como uma porcentagem da demanda total, por país. Fonte [8]

Dentre os países acima, destaca-se a Alemanha. Desde a publicação do *Renewable Energy Sources Act*, no ano 2000 [9], o país tem feito das tecnologias renováveis o pilar de sua expansão da geração.

Na Figura 7 se observa que entre os anos 2009 e 2013 foram adicionados mais de 26 GW em tecnologia de geração SFV. O país também optou por descomissionar diversas usinas termoelétricas nos últimos anos, com destaque para a fonte nuclear que teve 8 reatores descomissionados em 2011, totalizando uma redução de capacidade instalada igual a 8.36 GW.

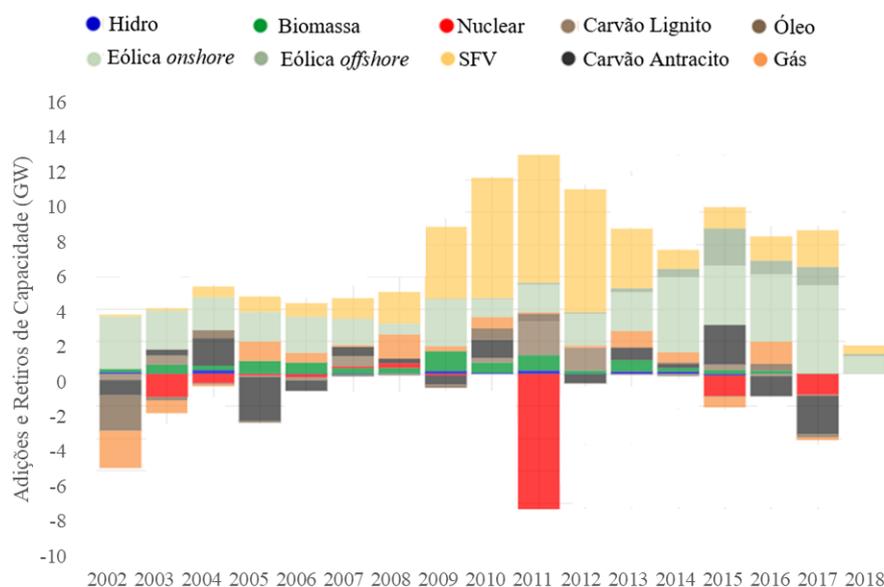


Figura 7 - Adições e retiradas de capacidade no sistema elétrico da Alemanha. Fonte [10]

Nesse contexto de alterações nos sistemas elétricos, é notável que as tecnologias mais adotadas são eólicas e solares fotovoltaicas. Ambas as tecnologias são fontes intermitentes de geração, também conhecidas como fontes renováveis não convencionais.

Pelo fato de sua geração depender de condições climáticas e do momento do dia, essas usinas não são despacháveis, ou seja, não é possível controlar a quantidade de energia a ser gerada. Além disso, há limitações com respeito à previsibilidade de sua geração, que possui alta variabilidade, não raramente assumindo valores nulos em alguns momentos do dia, inclusive.

A Figura 8 apresenta um exemplo deste comportamento para um grupo de usinas SFV localizadas no Sudeste do Brasil no dia 01/04/2018, selecionado aleatoriamente. É possível observar algumas variações na geração ao longo do dia, com destaque para o intervalo entre 15:00 e 16:00, onde ocorre uma redução de quase 200MW de potência disponível.



Figura 8 - Curva da geração solar fotovoltaica do Sistema Interligado Nacional (SIN). Fonte [11].

Na Figura 9, observa-se uma curva da geração eólica no Nordeste do Brasil, tomada, também aleatoriamente, do dia 18/03/2018. É possível verificar uma variação de quase 1.500 MW na potência disponível, entre 18:00 e 20:00. Esse tipo de usina não costuma ter um padrão de geração tão característico como a solar, isto é, aumento de geração pela manhã e redução ao anoitecer. Por isso, para melhor estimar os perfis de geração, centros de operação de sistemas elétricos dedicam-se em obter informações confiáveis sobre previsões climáticas. Um exemplo disso é o modelo de previsão utilizado pelo ONS, no qual os principais indicadores são projeções dentro de um mesmo dia e para o dia seguinte, baseado em informações fornecidas pelos parques eólicos em operação [13].



Figura 9 - Curva da geração eólica do Sistema Interligado Nacional (SIN). Fonte [12]

Devido a essas características, o aumento da inserção de fontes intermitentes, juntamente com o descomissionamento de usinas despacháveis, impacta a forma como o sistema deve ser planejado e operado. Dentre esses impactos destacam-se:

- Excesso de geração: períodos em que a geração renovável é maior que a demanda a ser atendida (isto ocorre, especialmente, durante a noite em regiões com fortes ventos noturnos);
- Rampas acentuadas (para cima e para baixo): as usinas despacháveis devem ter a capacidade de responder rapidamente para compensar a redução/aumento da geração intermitente e assim manter a confiabilidade e continuidade no suprimento de energia, bem como a estabilidade do sistema;
- Aumento do número de ciclos térmicos: possível aumento no número de partidas e desligamentos de usinas térmicas no sistema devido à intermitência de geração renovável.

As próximas seções apresentam uma análise sobre esses impactos e algumas medidas adotadas como forma de mitigá-los.

2.3– Flexibilidade de Geração

Historicamente, operadores de sistemas elétricos estão acostumados a lidar com variabilidade e incertezas no processo de manter geração igual à demanda ao longo do dia. A demanda não pode ser prevista com exatidão, além disso, contingências, como a perda de um gerador ou uma linha de transmissão, podem ocorrer.

No entanto, o aumento da participação de fontes intermitentes na geração de energia faz com que a variabilidade e incerteza na oferta sejam mais elevadas. Uma forma de verificar o impacto da elevada participação de renováveis no sistema é observar o perfil de demanda líquida, calculada como a diferença entre a demanda total do sistema e a geração a partir de fontes intermitentes.

O objetivo ao analisar a demanda líquida é observar a parcela de demanda a ser atendida por unidades geradoras despacháveis. Ressalta-se que, dependendo do cenário de geração, o perfil de demanda líquida pode variar bastante.

A Figura 10 apresenta a curva de demanda do sistema da Califórnia, para o dia 10/06/2018. Este gráfico ilustra como o operador local atende à demanda de energia, gerenciando as rápidas mudanças na geração das fontes intermitentes.

Ao analisar a curva de demanda líquida, é possível observar dois momentos significativos ao longo do dia. Logo ao nascer do sol, às 6:00, há uma “rampa de

descida” de aproximadamente 5 GW, na qual a geração convencional é substituída por usinas SFVs. O segundo momento, entre 17:00 e 20:00, caracteriza-se por uma “rampa de subida” igual a 11 GW, quando geradores despacháveis devem substituir a geração solar ao pôr do sol.

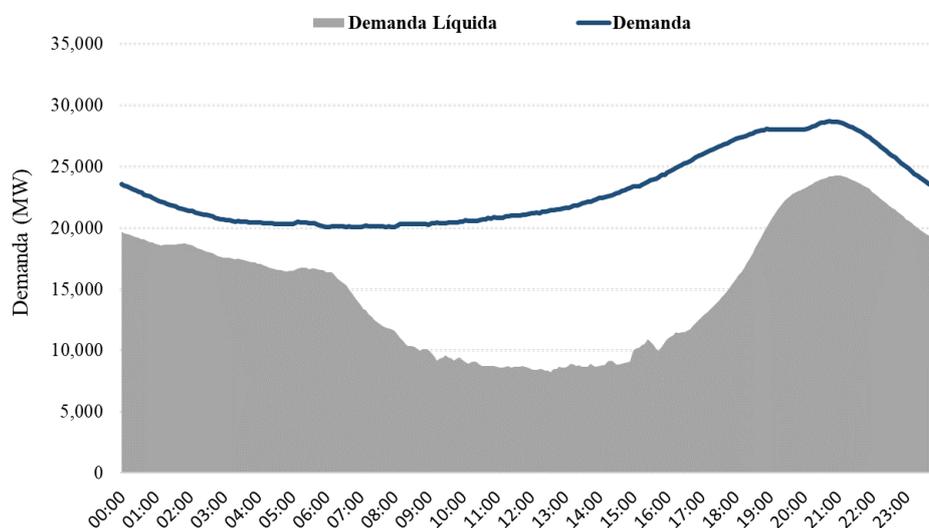


Figura 10 - Demanda líquida no sistema elétrico da Califórnia. Fonte dos dados [14]

A capacidade das usinas despacháveis que integram um sistema elétrico em ajustar sua geração para atender à demanda líquida, sob condições normais de operação, é conhecida como flexibilidade [15]. Essa característica é imprescindível, sobretudo em sistemas com grande participação de fontes intermitentes, devido à rápida alteração nos padrões de geração, conforme exemplificado na seção anterior para usinas do sistema brasileiro.

Sistemas elétricos com usinas mais flexíveis têm maior facilidade em responder a variabilidades e incertezas na oferta e, por isso, têm maior capacidade de se adaptar a uma grande inserção de fontes intermitentes. Esse tipo de usina deve ter a capacidade de aumentar ou diminuir sua geração em intervalos menores que uma hora e, eventualmente, conseguir operar abaixo de sua capacidade nominal de forma eficiente. Algumas tecnologias aptas a cumprir esse papel são as usinas a gás, tanto as de ciclo combinado, capazes de prover geração de base e operar em carga reduzida (embora menos eficiente e com aumento de emissões de gases de efeito estufa) quanto as de ciclo aberto, com turbinas capazes de alcançar sua máxima geração em questão de poucos minutos.

A Figura 11 apresenta uma comparação do tempo em que algumas dessas usinas levam para atingir sua geração máxima, após estarem ligadas e sincronizadas ao

sistema. É possível observar que um sistema com grande quantidade de usinas a carvão terá mais dificuldades para responder às variações observadas devido à grande participação de fontes intermitentes.

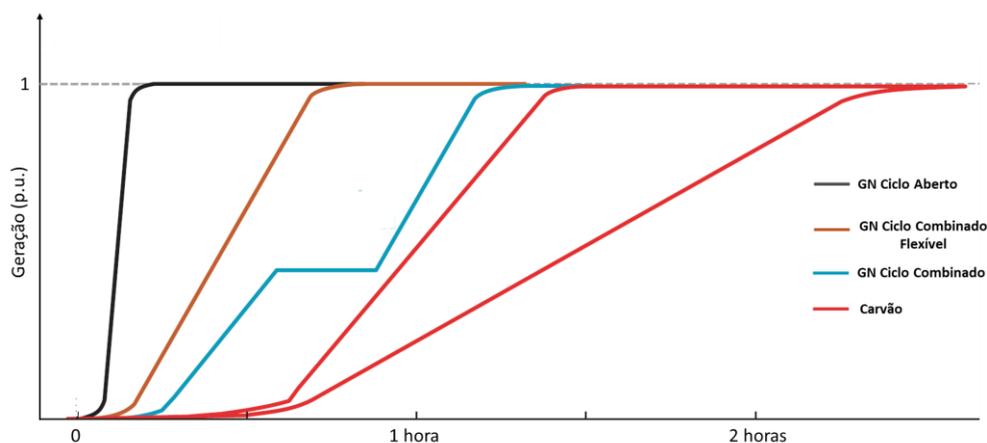


Figura 11 - Rampa de geração para usinas a gás e carvão. Adaptado de [16]

Ressalta-se que usinas hidroelétricas também são uma opção capaz de trazer mais flexibilidade na geração. Uma vez sincronizadas ao sistema, essas usinas têm a capacidade de atingir sua máxima geração em questão de poucos minutos, desde que hajam recursos hídricos disponíveis para tal.

Além de usinas mais flexíveis, o sistema pode contar com outros mecanismos que permitam mitigar riscos de suprimento devido à variabilidade na oferta de energia. Os mais comuns incluem tecnologias de armazenamento, resposta da demanda e conexão com outras regiões do sistema ou países próximos.

O armazenamento é uma opção para reduzir os efeitos da variabilidade da oferta, guardando o excesso de energia em situações de folga sistêmica, para depois utilizar esse montante em momentos mais oportunos, como por exemplo em horários de ponta. As interconexões auxiliam a escoar energia, em momentos de excesso de geração renovável, e permitem importar energia, nos momentos em que há pouca oferta no sistema. Ambos os recursos são importantes para mitigar cortes de carga, quando há pouca oferta de energia renovável e as usinas despacháveis do sistema não são capazes de atender a demanda, e a evitar *curtailment*⁷ de energia renovável.

⁷ Situação em que uma usina tem sua geração reduzida, ou mesmo cortada, pois não há capacidade de transmissão para levar essa energia até a carga ou a geração é maior que a demanda. Embora aceitável até uma certa quantidade, *curtailment* excessivo é um sinal de que o sistema não está preparado para ter uma alta participação de fontes intermitentes, isto é, o sistema apresenta limitação na capacidade de escoamento de energia.

A resposta da demanda é o resultado da ação de consumidores respondendo a sinais econômicos capazes de incentivá-los a reduzir seu consumo em certos momentos do dia, contribuindo para alterar o perfil de consumo diário e facilitar o atendimento da carga.

2.4 –Estabilidade e Reservas Operativas

Uma das principais funções dos controles em sistemas elétricos é mantê-lo em condições normais de operação, isto é, com a frequência e níveis de tensão dentro dos limites operativos. Essas duas grandezas são importantes indicadores de que o sistema opera em modo seguro. A frequência do sistema indica um equilíbrio entre a potência ativa gerada e consumida, enquanto os níveis de tensão ao longo da rede indicam um equilíbrio entre a potência reativa gerada e consumida.

A estabilidade de um sistema elétrico é a capacidade de retornar a um estado normal de operação, após a ocorrência de uma contingência [18]. Como definido em Kundur et al.[19], o estudo da estabilidade pode ser dividido em três grupos:

- Estabilidade eletromecânica ou estabilidade angular: é a capacidade de um grupo de geradores síncronos de um sistema em manter o sincronismo, mesmo após a ocorrência de uma contingência. Está relacionado ao processo de manter o balanço entre torque mecânico e torque eletromagnético, em cada máquina sincronizada. O horizonte de interesse é entre 3 e 5 segundos após a contingência;
- Estabilidade de frequência: capacidade do sistema em manter a frequência dentro dos limites operativos após a ocorrência de uma contingência. Está relacionado com o processo de igualar geração e demanda, evitando cortes de carga. O horizonte de interesse é entre 10 segundos a alguns minutos;
- Estabilidade de tensão: Capacidade do sistema em manter os níveis de tensão ao longo da rede em condições normais de operação e após a ocorrência de uma contingência.

Todo sistema de potência está sujeito a situações de contingência, não relacionadas com o aumento da participação de geração intermitente, como por exemplo a perda de geradores ou curto-circuito em linhas de transmissão. Essas ocorrências são

responsáveis por causar desequilíbrios na potência ativa e reativa do sistema, causando perturbações na frequência e nos níveis de tensão.

No entanto, devido às características das fontes intermitentes, o aumento de sua participação na matriz energética dos países pode dificultar o processo de manter frequência e tensão dentro dos limites pré-estabelecidos, ao reduzir a capacidade de resposta a eventos de contingência. O processo de manter a estabilidade eletromecânica e de frequência demandam mais atenção no momento, uma vez que usinas SFVs e eólicas modernas têm capacidade de participar do controle de potência reativa no ponto em que estão conectadas, podendo contribuir para manter os níveis de tensão.

Com o objetivo de manter o sistema operando em modo seguro, operadores fazem uso de alguns tipos de reservas operativas, definidas como a quantidade de potência que pode ser acrescentada ou reduzida do sistema, objetivando manter geração igual demanda e a frequência dentro dos limites operativos pré-estabelecidos durante a operação real do sistema [20].

Cada operador possui uma nomenclatura para os tipos de reservas operativas empregadas em sua região de controle, assim como a escala temporal em que esse tipo de serviço será requisitado. No que diz respeito ao controle de frequência, em geral existem três tipos, conhecidos como Reservas de Contingência [21]: Reserva Primária⁸, Secundária⁹ e Terciária. Esse tipo de reserva operativa tem a função de responder a eventos que exigem uma resposta rápida, da ordem de segundos, do contrário, a estabilidade do sistema pode ser comprometida.

Com o intuito de analisar o horizonte de atuação desses serviços, alguns conceitos de estabilidade eletromecânica são necessários. A inércia dos geradores é uma propriedade fundamental ao contribuir para o processo de manter o sistema dentro dos limites operativos, imediatamente após a ocorrência de uma contingência.

Definindo como T_m e T_e os torques mecânico e eletromagnético, respectivamente, no eixo de um determinado gerador, tem-se que o torque líquido em seu eixo será definido como:

⁸ Também definida através do termo em inglês *Frequency Containment Reserves* (FCR) [50] ou Reserva para Contenção de Frequência, em tradução livre

⁹ Também definida através do termo em inglês *Frequency Restoration Reserves* (FRR) [50] ou Reserva de Restauração de Frequência, em tradução livre

$$T_L = T_m - T_e \quad (2.1)$$

Seja J o momento de inércia da massa girante de um gerador síncrono e ω_m a velocidade angular do rotor, a segunda Lei de Newton na forma rotacional fornece:

$$T_L = J \frac{d\omega_m}{dt} \quad (2.2)$$

$$T_m - T_e = J \frac{d\omega_m}{dt} \quad (2.3)$$

O conceito de constante de inércia H é definido pela razão entre a energia cinética nominal E_C do gerador e sua potência aparente nominal, onde ω_{0m} é a velocidade angular nominal no eixo do rotor.

$$H = \frac{E_C}{S_n} = \frac{\frac{1}{2}J\omega_{0m}^2}{S_n} \quad (2.4)$$

Ao rearranjar os termos de (2.4) e sabendo que potência e torque se relacionam por meio de (2.5), é possível substituir J em (2.3), de forma a definir Equação (2.6) e sua forma normalizada apresentada em (2.7), conhecida como equação de *swing*.

$$T = \frac{P}{\omega} \quad (2.5)$$

$$(P_m - P_e) \frac{1}{S_n} = 2H \frac{d}{dt} \frac{\omega_m}{\omega_{0m}} \quad (2.6)$$

$$\overline{P_m} - \overline{P_e} = 2H \frac{d\overline{\omega}}{dt} \quad (2.7)$$

A análise de 2.7 mostra que quando há um desbalanço entre a potência mecânica e eletromagnética no eixo de um gerador, ou seja, $\overline{P_m} - \overline{P_e} \neq 0$, a derivada da velocidade angular dessa máquina assume um valor maior ou menor que zero, o que causa uma aceleração ou desaceleração do gerador.

Em situações de contingência, como por exemplo a perda de um ou mais unidades geradoras sincronizadas ao sistema, a demanda por energia elétrica não é reduzida imediatamente, pois as unidades ainda sincronizadas tendem a tomar a carga. Assim, ocorre um aumento em $\overline{P_e}$, de forma que os geradores começam a desacelerar.

O efeito da inércia H é reduzir taxa de variação da frequência, ao manter a máquina girando em sua velocidade nominal, por alguns segundos. Essa resposta inercial é iniciada ao consumir a energia cinética armazenada na massa girante do

gerador e tem como característica atuar alguns segundos antes dos controles automáticos de geração.

Passados alguns segundos da perturbação, os controles de velocidade instalados nas unidades geradoras são responsáveis por acionar a Reserva Primária, aumentando ou reduzindo a geração das máquinas ainda sincronizadas, de forma a restabelecer o equilíbrio entre geração e demanda. Essa ação é necessária para evitar variações muito grandes na frequência do sistema, capazes de trazer danos mecânicos aos geradores ou o acionamento de relés de sobre/sub frequência o que pode resultar em cortes de carga ao iniciar um efeito em cascata de desligamento de geradores [21].

A experiência internacional com integração de fontes renováveis intermitentes mostra que as variações na geração destas usinas não acontecem em escala de temporal rápida o suficiente a ponto de serem consideradas como contingências [20]. No entanto, muitas das fontes intermitentes gerando energia para o sistema deslocam geradores síncronos capazes de prover inércia e com capacidade de aumentar/reduzir sua geração conforme necessário.

Como SFVs e eólicas pouco contribuem para inércia do sistema e não são fontes despacháveis, o aumento da inserção renovável pode trazer problemas de estabilidade para o sistema, deixando-o sujeito a maiores variações de frequência por falta de inércia e a menor capacidade de ajuste da frequência pós-contingências em comparação com sistemas hidrotérmicos tradicionais.

Para evitar esses problemas operadores de alguns países estabelecem limites para a porcentagem da demanda a ser atendida via fontes não síncronas (interconexões e geradores eólicos/SFV), como por exemplo na Irlanda, em que o operador estabelece um nível máximo igual a 60% [22].

Cabe ressaltar que já existem usinas eólicas em operação com capacidade de prover inércia sintética, conceito apresentado em [23] e [24]. Um exemplo da aplicação dessa tecnologia pode ser observado na região de Québec, Canadá, onde o operador local exige que todos os geradores eólicos instalados em seu sistema sejam capazes de contribuir com inércia sintética equivalente a de um gerador síncrono convencional com $H = 3.5s$ [25].

O acionamento dos controles primários de velocidade é fundamental para evitar grandes variações de frequência, mas esse tipo de controle não têm a capacidade de restaurar a frequência do sistema para seu valor nominal, conforme demonstrado em

[26]. Esse papel é feito pela Reserva Secundária do sistema ou Controle Automático de Geração (CAG).

O objetivo do CAG é reestabelecer a frequência em seu valor nominal, além de reestabelecer o valor dos fluxos entre as regiões de controle em seus valores programados, como demonstrado em [26]. O tempo de atuação deste controle varia de alguns segundos a alguns minutos.

Finalmente, a Reserva Terciária existe com a finalidade de substituir as usinas capazes de prover Reserva Secundária, de forma que o sistema esteja preparado caso ocorra outra contingência. Com base nas definições supracitadas, a Figura 12 apresenta um resumo da ação das Reservas de Contingência em um sistema de potência.

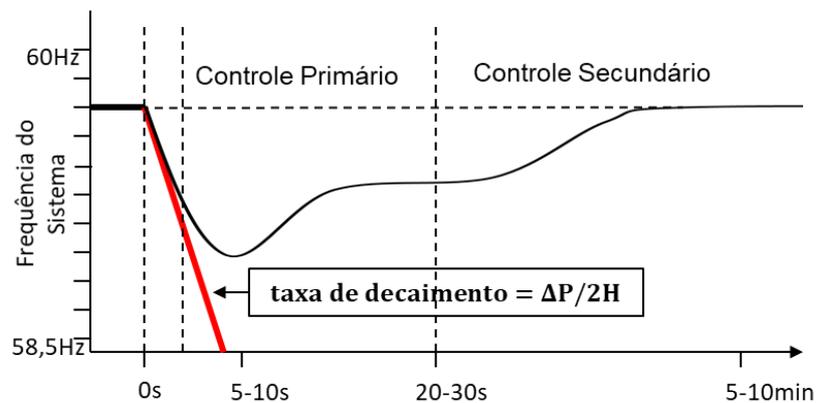


Figura 12 - Atuação das Reservas de Contingência em um sistema de potência.

Ressalta-se que os controles acima mencionados atuam em escala sub-horária, com atuação entre alguns segundos a alguns minutos após a ocorrência de um evento de contingência. Conforme ilustrado na Seção 2.3, a variabilidade e incerteza na geração intermitente têm maior magnitude em escala horária, de forma que operadores de sistemas elétricos fazem uso de um outro tipo de reserva para se proteger de erros de previsão da geração intermitente e de outros eventos que ocorram em escalas maiores de tempo (entre minutos e horas). Esse tipo de reserva operativa é conhecida como Reserva de Rampa.

Rampas de geração ocorrem diariamente, são previsíveis e consideradas na programação da operação, conforme exemplo apresentado na Figura 10. Porém, devido à maior imprevisibilidade da geração eólica e SFV, podem ocorrer eventos que exijam esse tipo de reserva operativa, em escala horária. A Figura 13 apresenta um gráfico de um sistema hipotético em que há um erro na previsão da geração eólica, de forma que a

demanda líquida realizada foi maior que a demanda líquida prevista, totalizando um erro de 1.230 MW às 15:00.

Em situações como esta, caso os operadores do sistema optassem por utilizar as usinas alocadas para Reserva Secundária e Terciária como forma de compensar o erro de previsão, o sistema ficaria vulnerável, pois se alguma contingência ocorresse no intervalo de tempo em que essas usinas não estão disponíveis para prover o serviço de cumprimento da reserva, possíveis cortes de carga seriam necessários para manter o equilíbrio entre geração e demanda.

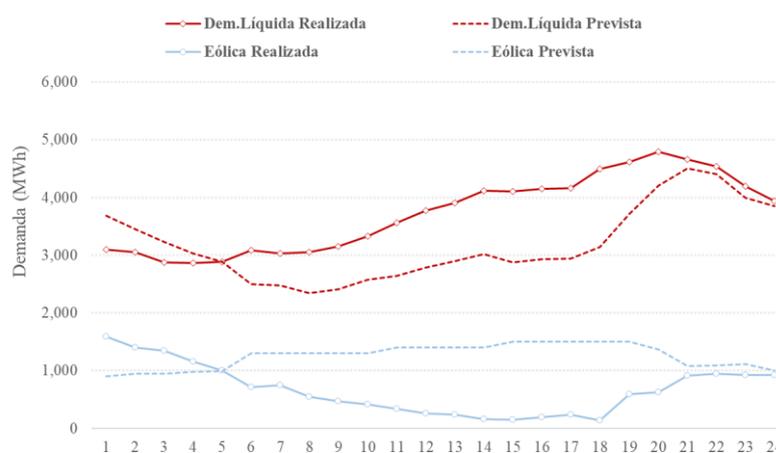


Figura 13 - Diferenças entre (i) demanda líquida prevista e realizada e (ii) geração eólica prevista e realizada.

No Capítulo 3 será apresentado um modelo capaz de calcular um requisito de Reserva de Rampa, denominado requisito de Reserva Probabilística Dinâmica, com o objetivo de proteger o sistema de variações como a observada na Figura 13.

Diante do exposto, conclui-se que o aumento da competitividade das fontes renováveis intermitentes trouxe diversos benefícios para o sistema, com destaque para energia mais barata e redução das emissões de gases de efeito estufa. No entanto, suas características exigem certas ações por parte de planejadores e operadores de sistemas, como forma de mitigar o efeito da variabilidade e incerteza na geração dessas fontes.

Conforme discutido ao longo deste capítulo, surge a necessidade de ferramentas de planejamento capazes de representar intervalos de tempo muito curtos, como horas, assim como restrições operativas de *unit commitment*¹⁰. O objetivo dessas

¹⁰ Restrições que indicam a dinâmica de operação de um gerador despachável. Tipicamente são utilizadas com o objetivo de modelar quando uma usina é ligada, a taxa de variação de sua geração, o tempo mínimo em que ficará em operação ou desligada devido a requisitos técnicos do projeto de máquina e o custo associado a essas operações.

ferramentas é antecipar os problemas que serão enfrentados na operação, ao traçar estratégias que visam mitigar o impacto da incerteza/variabilidade na oferta de energia. Por fim, o próximo capítulo traz uma discussão sobre modelos de otimização aplicados no planejamento de sistemas de potência.

Capítulo 3

Modelo de Otimização do Planejamento da Expansão da Geração

3.1 – Problema do Planejamento da Expansão da Geração

O problema do planejamento da expansão da geração tem como objetivo minimizar o somatório dos custos de investimento e operação, de forma a garantir o atendimento da demanda ao longo de todo o horizonte de estudo a mínimo custo [27]. As equações abaixo apresentam a formulação matemática deste problema de otimização, considerando geradores termoelétricos, hidrelétricos e usinas renováveis.

$$\min_{x,g,q,v} \sum_{t \in \mathbb{T}} \left[\sum_{j \in T} (I_j x_{j,t} + c_j g_{j,t}) + \sum_{i \in H} I_{i,t} x_{i,t} + \sum_{l \in R} I_{l,t} x_{l,t} \right]$$

Sujeito a:

$$\sum_{j \in T} g_{j,t} + \sum_{i \in H} \rho_i q_{i,t} + \sum_{l \in R} g_{l,t} + r_t = d_t \quad \forall t \in \mathbb{T} \quad (3.1)$$

$$v_{i,t+1} = v_{i,t} + a_{i,t} - q_{i,t} - w_{i,t} + \sum_{j \in M(i)} (q_{j,t} + w_{j,t}) \quad \forall i \in H, \forall t \in \mathbb{T} \quad (3.2)$$

$$v_{i,t} \leq \bar{v}_i \sum_{\tau=1}^t x_{i,\tau} \quad \forall i \in H, \forall t \in \mathbb{T} \quad (3.3)$$

$$q_{i,t} \leq \bar{q}_i \sum_{\tau=1}^t x_{i,\tau} \quad \forall i \in H, \forall t \in \mathbb{T} \quad (3.4)$$

$$g_{j,t} \leq \bar{g}_j \sum_{\tau=1}^t x_{j,\tau} \quad \forall j \in T, \forall t \in \mathbb{T} \quad (3.5)$$

$$g_{l,t} \leq \bar{g}_l \sum_{\tau=1}^t x_{l,\tau} \quad \forall l \in R, \forall t \in \mathbb{T} \quad (3.6)$$

$$\sum_{t \in \mathbb{T}} x_{i,t} \leq 1 \quad \forall i \in H \quad (3.7)$$

$$\sum_{t \in \mathbb{T}} x_{j,t} \leq 1 \quad \forall j \in T \quad (3.8)$$

$$\sum_{t \in \mathbb{T}} x_{l,t} \leq 1 \quad \forall l \in R \quad (3.9)$$

As equações acima representam a formulação geral do problema de planejamento da expansão da geração. Como forma de simplificar o problema, a formulação apresentada considera apenas um cenário de geração e não inclui representação da rede de transmissão. Destaca-se ainda que apenas usinas termoelétricas possuem custo operativo.

A Equação (3.1) representa o balanço entre geração e demanda, onde a geração total deve ser igual a demanda em todas as etapas do horizonte de estudo, do contrário, há um corte de carga, representado pela variável r_t .

A Equação (3.2) modela o balanço hídrico dos reservatórios de cada hidrelétrica do sistema. Nessa modelagem, o volume do reservatório da usina hidrelétrica i , na etapa $t+1$, será igual a seu volume na etapa t somado à vazão afluyente $a_{i,t}$ e subtraído de seu turbinamento $q_{i,t}$ e do vertimento $w_{i,t}$. Caso existam usinas a montante da hidrelétrica i , deve-se considerar ainda a defluência dessas usinas (turbinamento mais vertimento).

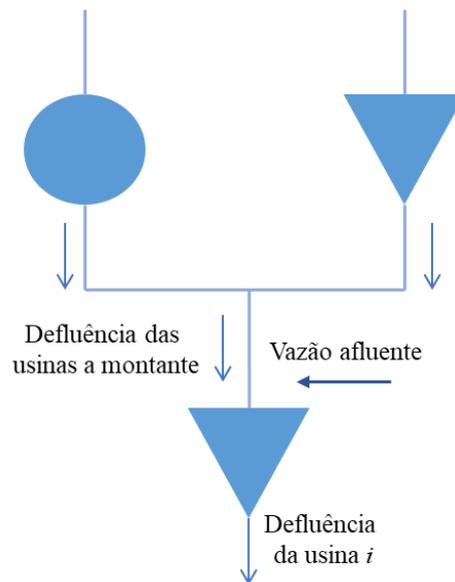


Figura 14 - Representação do balanço hídrico de um reservatório

As Equações (3.3) a (3.6) representam o acoplamento investimento-operação. Em (3.3) e (3.4), têm-se os limites do volume do reservatório e de turbinamento da usina hidrelétrica i . A variável $x_{i,\tau}$ representa a variável de investimento da usina i , tendo valor igual a zero para todas as etapas em que o modelo opte por não investir nessa usina e igual a 1 para a etapa em que o modelo define a entrada da usina. Como forma de simplificar a notação apresentada, todas as usinas existentes têm $x_{i,\tau} = 1$. Já as Equações (3.5) e (3.6) estabelecem limites de geração para usinas térmicas e renováveis. Ambas as equações possuem uma variável de investimento associada, análoga a das usinas hidrelétricas.

As Equações (3.7) a (3.9) são conhecidas como restrições de unicidade. Elas garantem que um projeto será construído apenas uma vez.

Conforme apresentado em [27], a partir desta formulação, algumas estratégias podem ser adotadas na solução do problema, como: tratamento estocástico das incertezas na afluência e/ou demanda, algoritmos de decomposição, relaxamento ou integralidade das variáveis de investimento, entre outras restrições. A linha do tempo da Figura 15 apresenta um histórico de alguns modelos e técnicas utilizadas no planejamento da geração presentes na literatura.

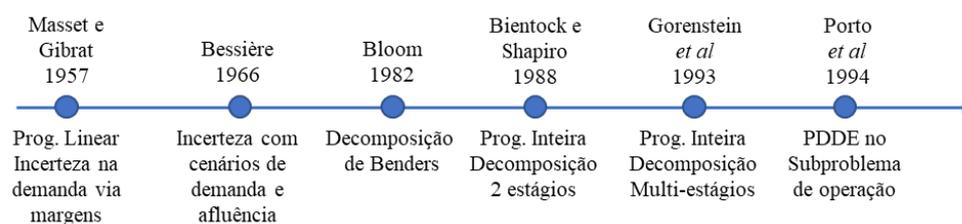


Figura 15 - Breve histórico do desenvolvimento de modelos de expansão do sistema elétrico. Fonte [27].

A inserção de usinas renováveis intermitentes, como eólicas e SFV, trouxe a necessidade de uma nova abordagem para a solução destes problemas de otimização. Conforme discutido no Capítulo 2, essas usinas apresentam variabilidade e incerteza em curtos espaços de tempo. Assim, é necessário que os modelos de expansão da geração consigam capturar esses efeitos na oferta de energia, com o objetivo de preparar o sistema e manter o atendimento à demanda de forma confiável e com o menor custo possível para a sociedade.

Problemas de expansão são caracterizados por possuírem longos horizontes, usualmente com 10 anos ou mais [28] e, por esse motivo, o aumento da granularidade dentro de cada etapa de investimento pode dificultar a solução do problema ou obtenção

de uma solução em tempo computacional aceitável. Como forma de exemplificar essa questão, pode-se realizar uma análise baseada na formulação geral.

Supõe-se um sistema genérico, sem rede de transmissão, sem divisão em subsistemas e com apenas um cenário de demanda, hidrologia, custo de combustível e disponibilidade de recursos renováveis. Além disso, considera-se que o sistema é formado por 45 usinas existentes e 45 candidatas, conforme apresentado na Tabela 1. Supõe-se ainda que todas as restrições do problema devem ser atendidas em escala horária e que o problema de otimização modela a expansão de um único ano. A modelagem do problema de planejamento desse sistema hipotético, em escala horária, teria mais de 1.7 milhão de restrições em um único ano.

Tabela 1 - Modelagem de um sistema hipotético

Tipo da Usina	Usinas Existentes	Usinas Candidatas	Total de Agentes	Restrições operativas associadas
Hidrelétrica	5	5	10	350.400
Térmica	25	25	50	876.000
Renovável	15	15	30	525.600
			Total de restrições	1.752.000

Na modelagem de um sistema real, que possivelmente contará com um maior número de agentes, faz-se necessário ainda o uso de múltiplos cenários capazes de representar as incertezas a que o sistema estará exposto (diferentes projeções de demanda, hidrologia, preços de combustível, geração renovável). Além disso, é preciso modelar outras restrições como rampas de geração, restrições associadas ao uso de água e reservatórios, *unit commitment*, restrições associadas ao sistema de transmissão, entre outros aspectos que são impactantes na operação horária de um sistema de potência.

Por esses motivos, é preciso criar uma estratégia que diminua o tamanho do problema, mas sem comprometer a qualidade dos resultados.

3.2 – Conceito de Estações e Dias Típicos

Este trabalho propõe o uso de um modelo que faz uso de uma metodologia para expansão da geração em que os problemas de otimização são resolvidos ano a ano, utilizando os conceitos de estações e dias típicos. O primeiro passo dessa estratégia é

agrupar os meses do ano em estações, como apresentado na Figura 16. Esse agrupamento pode ser feito, por exemplo, com base nas estações do ano.

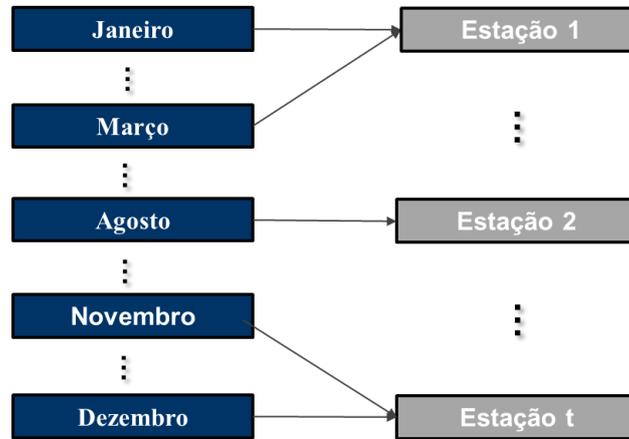


Figura 16 - Agrupamento dos meses em estações

Uma vez definidas as estações, deve-se estimar os dias representativos dentro de cada uma delas, aqui referidos como dias típicos. Esse tipo de representação tem por objetivo reduzir o número de dias analisados dentro de cada estação, uma vez que os perfis diários de demanda não costumam ser tão distintos, sobretudo dentro das estações já pré-definidas. O que se observa é a distinção entre dias úteis e dias relativos a fins de semana e feriados. A Figura 17 ilustra esse agrupamento de dias reais em dias típicos, para um conjunto de estações em um determinado ano. A alocação apresentada na figura foi feita de forma genérica, com fins ilustrativos.

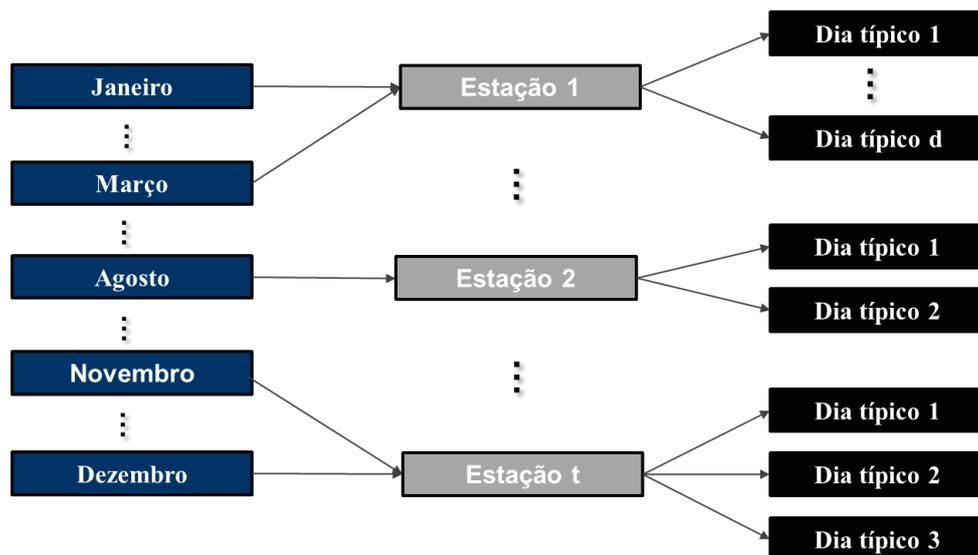


Figura 17 - Aproximação dos dias reais por meio da representação via dias típicos.

Conforme mostrado em [29], esse tipo de representação tem sido amplamente utilizado em modelos de expansão da geração e transmissão. Para citar alguns exemplos,

o autor menciona um modelo de expansão da geração que calcula um plano ótimo considerando um dia típico para cada mês do horizonte de estudo [30] e um modelo capaz de otimizar *timing* e *sizing*¹¹ da instalação de sistemas de armazenamento [31]. O próprio trabalho desenvolvido em [29] utiliza um conceito de clusterização para definir os dias típicos a serem utilizados pelo modelo de expansão da geração proposto.

O modelo de otimização empregado neste trabalho considera os dias típicos da seguinte forma, para cada estação e ano presente no horizonte de estudo:

- Dia típico 1 – Calcula-se a média para os cinco dias de maior demanda total dentro de cada estação. Usualmente, representa os dias úteis dentro de uma semana;
- Dia típico 2 – Calcula-se a média para os dois dias de menor demanda total dentro de cada estação. Usualmente, representa feriados e fins de semana;
- Dia típico 3 – Definido como o dia com a maior demanda de ponta dentro de cada estação.

O uso da estratégia de solução acima reduz consideravelmente o número de restrições deste problema de otimização. Como comparação, o problema com formulação apresentada na Seção 3.1 teria um total de 57.600 restrições, supondo um ano com quatro estações e três dias típicos por estação.

3.3 – Modelo de Otimização da Expansão em Escala Horária

Nesta seção é apresentada a metodologia do modelo de expansão utilizado neste trabalho. A formulação completa é apresentada no Anexo A.

O modelo de expansão utiliza técnicas de Programação Linear Inteira Mista (PLIM), onde ambos os problemas de investimento e operação são resolvidos em conjunto. Conforme ilustrado na Figura 18, o modelo considera etapas de investimento anuais. Calcula-se um plano de expansão ótimo por ano, fixa-se essa decisão e monta-se um novo problema de otimização para o ano seguinte, considerado as decisões de investimento tomadas no ano anterior como fixas e complementando o plano de expansão, quando necessário. Em relação às restrições de operação do problema, todas devem ser atendidas a cada estação, dia típico, hora e cenário considerado.

¹¹ *Timing e sizing*: Conceito utilizado no âmbito de modelos de expansão, onde o modelo define quando e qual a capacidade o agente a ser construído terá.

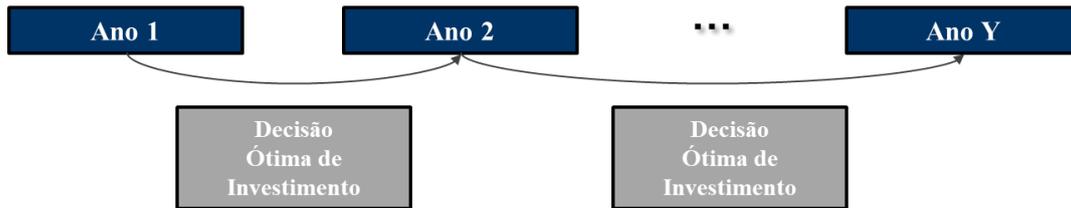


Figura 18 - Etapas de investimento anual

A função objetivo, com formulação apresentada na Equação (A. 1), é minimizar os custos de investimento mais o valor esperado dos custos de operação, sujeita a um grupo de restrições dividida em seis conjuntos. A Figura 19 apresenta um diagrama simplificado da modelagem do problema. A formulação completa das restrições é apresentada nas Equações (A. 1) até (A. 39). As seções a seguir detalham como cada um desses conjuntos de restrições foi modelado.

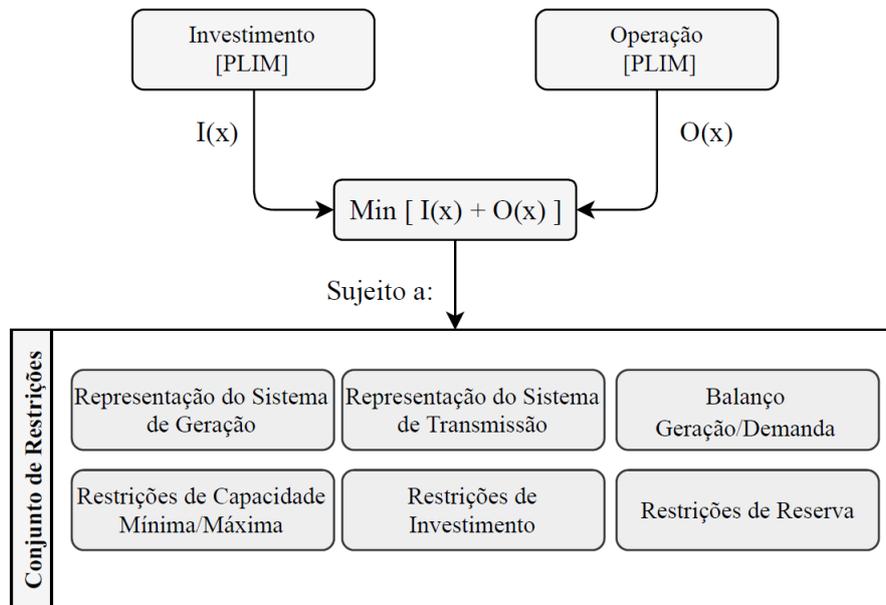


Figura 19 - Diagrama simplificado do modelo de expansão proposto

3.3.1 – Acoplamento Investimento-Operação

São as variáveis que modelam as decisões de investimento em usinas térmicas, hidrelétricas, renováveis e interconexões entre áreas. Na formulação do Anexo A, com o intuito de simplificar a apresentação da formulação, as usinas já em operação no sistema possuem essa variável igual à unidade.

Podem assumir um formato binário, como em (3.10), tendo valor unitário a partir da etapa em que a usina/interconexão entra em operação no sistema e zero caso contrário, ou serem representadas de forma contínua, como em (3.11), assumindo valores

entre zero e um. Nas equações abaixo $x_{\kappa,\tau}$ representa a variável de decisão de investimento em um projeto genérico κ , ilustrando as duas possibilidades supracitadas.

$$x_{\kappa,\tau} \in \{0,1\} \quad \forall \kappa \in K, \tau \in T \quad (3.10)$$

$$0 \leq x_{\kappa,\tau} \leq 1 \quad \forall \kappa \in K, \tau \in T \quad (3.11)$$

3.3.2 – Representação do Sistema de Geração

Este conjunto de restrições é empregado na modelagem da dinâmica de operação das usinas do sistema, constituído por usinas térmicas, hidrelétricas e renováveis. Cada um desses agentes possui características particulares a serem consideradas durante o processo de modelagem.

3.3.2.1 – Usinas Termoelétricas

As usinas termoelétricas são representadas através de um problema de *unit commitment*, com formulação apresentada nas Equações (A.2) até (A.6). As centrais termoelétricas têm seus limites de geração associados à sua capacidade nominal mínima e máxima multiplicadas pela variável de decisão de investimento $x_{j,\tau}$, à variável de *commitment* e à rampa de geração.

A variável de decisão de *commitment*, $\gamma_{j,t,d,h}^S$, modela as etapas em que a usina está sendo despachada. É uma variável binária, com valor unitário enquanto a usina estiver operante e valor igual a zero caso contrário. Já a variável $st_{j,t,d,h}^S$ objetiva computar o momento em que a usina é acionada, de forma que o modelo seja capaz de calcular o custo associado a acionar essa usina, naquele instante. A Figura 20 ilustra a modelagem representada pela Equação (A.3) para uma usina hipotética acionada em $h = 7h$ e desligada em $h = 17h$.

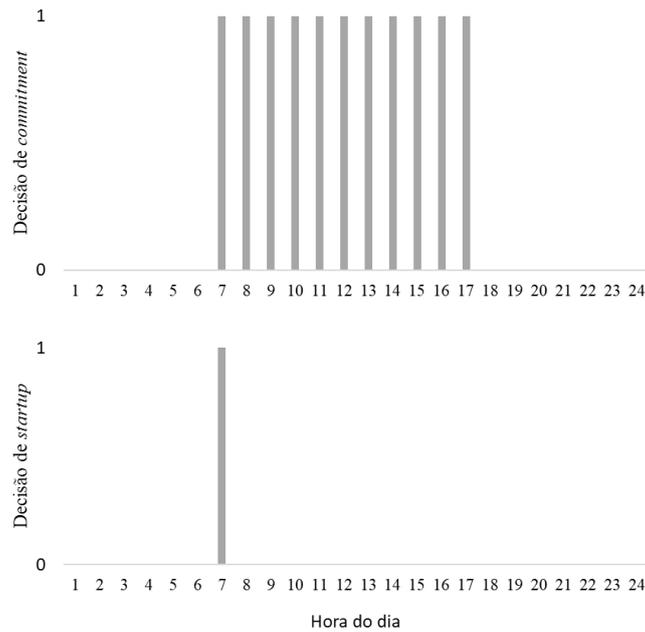


Figura 20 - Modelagem das restrições de *unit commitment* das térmicas

O modelo também considera um limite de variação da geração dessas usinas, Δr_j^{up} e Δr_j^{down} , por meio das restrições de rampa, modeladas pelas Equações (A.5) até (A.6) do Anexo A. Essas restrições objetivam representar as limitações de algumas tecnologias em alcançar sua geração máxima em um intervalo menor que uma hora, como usinas a vapor e nucleares.

3.3.2.2 – Usinas Hidrelétricas

Como o modelo utilizado não considera o cálculo de uma função de custo futuro¹² para o sistema, adota-se uma estratégia de operação dos reservatórios apresentada na Equação (A.8). Essa formulação garante que o volume do reservatório de cada usina hidrelétrica, no início de cada ano do horizonte de estudo será igual ao volume final desse mesmo ano.

Essa estratégia de operação evita que o modelo deplecione por completo o volume dos reservatórios presentes no sistema, visando evitar os custos associados a gerar energia através das usinas termoeletricas. A formulação completa da modelagem das usinas hidrelétricas se encontra nas Equações (A.7) até (A.18).

¹² É uma função utilizada para que se possa traçar uma estratégia operativa para cada estado de armazenamento e aflúncias que venham a ocorrer futuramente no sistema. Tem como objetivo valorar a água armazenada nos reservatórios de cada usina hidrelétrica. Na literatura existem diversos algoritmos para calcular a função de custo futuro de um sistema, alguns exemplos são a programação dinâmica estocástica (PDE) e a programação dinâmica dual estocástica (PDDE) [49].

3.3.2.3 – Fontes Renováveis Intermitentes

As fontes renováveis intermitentes foram modeladas conforme a formulação apresentada na Equação (A.19). A geração desses agentes depende do cenário a qual estão associados e de sua capacidade nominal multiplicada pela variável de decisão de investimento $x_{l,\tau}$, de forma que essa grandeza não é uma variável de decisão do modelo

3.3.3 – Representação do Sistema de Transmissão via Interconexões

O presente modelo considera uma representação simplificada da rede, onde apenas interconexões entre áreas são consideradas. As Equações (A.20) até (A.23) apresentam a formulação adotada. O modelo tem a possibilidade de expandir essas interconexões, através das restrições de acoplamento entre investimento e operação (A.20) até (A.21).

3.3.4 – Balanço Geração/Demanda

Essa restrição tem o intuito de modelar o balanço entre geração e demanda de energia elétrica, a cada hora e em cada barra do sistema. Sua formulação é apresentada na Equação (A.24). Define-se como barra determinada região geográfica do sistema, algum centro de controle ou até mesmo uma subestação.

Na Equação (A.24) considera-se o termo $\Psi_{b,t,d,h}^S$ que representa a variável de déficit em cada barra. Essa variável tem um custo associado, denominado custo de déficit. Para o modelo de otimização, é como se fosse uma usina termoeletrica com um alto custo associado (maior que o custo de geração da termoeletrica com custo variável unitário mais elevado do sistema). A Equação (3.12) apresenta um exemplo de balanço geração/demanda para a Barra 3 do sistema de três barras da Figura 21.

$$g_3 + (f_3^+ - f_3^-) + (-f_2^+ + f_2^-) + \Psi_3 = L_3 \quad (3.12)$$

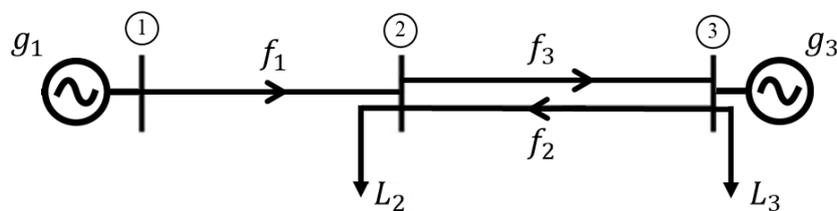


Figura 21 - Exemplo de balanço geração/demanda em um sistema de três barras

3.3.5 – Restrições de Capacidade Mínima/Máxima

São restrições responsáveis por impor limites de capacidade ao plano de expansão, a formulação é apresentada nas Equações (A.25) até (A.28) do Anexo A. Um

exemplo de aplicação para essas restrições é quando um sistema em estudo tem metas de geração renovável em determinados anos ou deseja-se atingir um certo nível de margem de reserva¹³.

Duas restrições de capacidade foram modeladas, Restrição de Potência Firme e Restrição de Energia Firme. Na literatura, existem algumas definições para esses conceitos, como pode ser observado em [32] e [33].

Neste trabalho, como será melhor explicado adiante, definiu-se Potência Firme como a quantidade de potência, em MW, que determinada usina consegue contribuir, nas horas de maior demanda do sistema em estudo. A Energia Firme foi definida como a quantidade de energia média que determinada usina pode gerar por ano. É comum cada país/sistema ter um conceito próprio sobre essas grandezas e, no estudo de caso, se explicará de maneira mais detalhada a razão pela qual se definiu estas restrições desta maneira.

Na Figura 22 e na Figura 23 ilustram-se ambos os conceitos aplicados a um sistema hipotético, com horizonte de planejamento igual a 10 anos. Foi definido pelo planejador como meta ter margem de reserva 20% superior à demanda de pico e ter uma certa porcentagem da demanda média atendida por usinas renováveis, em cada ano do estudo. Em ambos os casos, a soma de potência firme e energia firme de cada usina existente e de cada usina que o modelo decide colocar em operação devem respeitar uma restrição de capacidade mínima.

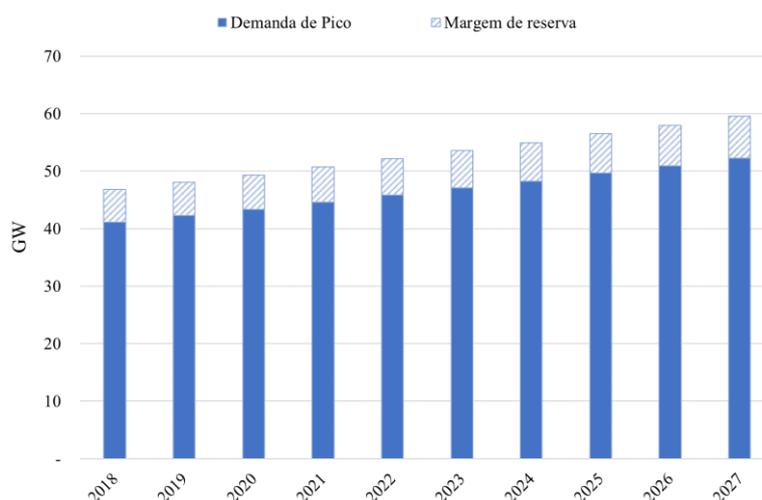


Figura 22 - Exemplo de possível definição das Restrições de Potência Firme

¹³ Margem de reserva – Capacidade instalada acima da demanda de pico do sistema (ou alguma outra métrica definida pelo planejador local), como forma de manter a segurança no atendimento da demanda.

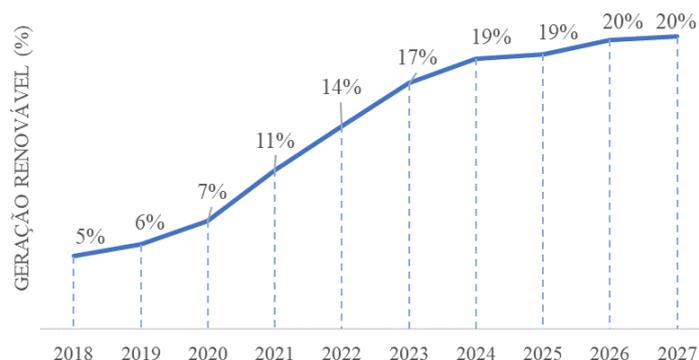


Figura 23 - Exemplo de possível definição das Restrições de Energia Firme

3.3.6 – Restrições de Investimento

Também conhecidas como restrições de unicidade, as Equações (A.29) até (A.31) do Anexo A têm a função de impedir que o modelo de otimização invista em uma capacidade maior que a nominal de cada usina candidata a expansão ou construa o mesmo projeto duas vezes.

3.3.7 – Restrições de Reserva

No modelo descrito neste trabalho, dois requisitos de reserva são considerados. O primeiro é definido como é Reserva Operativa Determinística (ROD). Nessa restrição, um requisito de reserva, $R_{a,t,h}$, é definido *ex-ante*, de forma que as usinas térmicas e hidrelétricas presentes no sistema devem atender a esse requisito ao longo de horizonte estudo, como mostrado na Equação (A.38) do Anexo A. Tipicamente, esse requisito é definido como uma porcentagem da demanda, para compensar erros de previsão e flutuações naturais que ocorrem ao longo do dia e/ou perda da maior unidade geradora em operação de maneira que o sistema seja capaz de atender à demanda caso haja falha deste equipamento [21].

O segundo requisito é a Reserva Probabilística Dinâmica (RPD). As Equações (A.32) até (A.33) modelam a participação das termoelétricas e hidrelétricas no atendimento à reserva enquanto que as Equações (A.34) até (A.37) apresentam a formulação para o cálculo do requisito. Com esse requisito é possível co-otimizar custos totais da expansão (investimento mais operação) e o requisito de reserva operativa que agora não é mais definido *ex-ante* como no caso da ROD, mas depende da própria decisão

de expansão e das centrais que compõem este plano ótimo, sendo uma variável de decisão do modelo, representada por $R_{a,t,h}^{UP}$ ¹⁴.

O modelo de expansão busca encontrar um plano ótimo de expansão em termos de custos, porém, ao introduzir este requisito de RPD, objetiva-se com este tipo de representação encontrar um plano que seja capaz de lidar com a incerteza e a variabilidade da geração intermitente. Em outras palavras, esse requisito é uma variável de decisão do modelo, pois o montante de reserva necessário dependerá do montante de projetos eólicos e solares que fazem parte do plano de expansão ótimo, os quais por definição são também variáveis de decisão. Portanto, quanto mais fontes renováveis não convencionais forem introduzidas, maior é a importância de plantas despacháveis que apresentam flexibilidade de variar sua geração para amortizar os efeitos da intermitência

O principal objetivo é encontrar um plano de expansão capaz de lidar com a incerteza e variabilidade na geração intermitente, ao escolher projetos com flexibilidade para aumentar ou reduzir sua geração conforme necessário.

O primeiro passo para o cálculo deste requisito é determinar um perfil de geração intermitente, \hat{v}_{l,t,h_d} , para cada estação do ano, conforme Equação (A. 34). Esses valores são calculados com base nas séries temporais de geração intermitente e são definidos como uma média para cada cenário considerado no estudo. Seu objetivo é capturar a sazonalidade da geração intermitente ao longo de um ano. Cada um dos perfis corresponde a um vetor de vinte e quatro valores, para cada estação. Define-se assim, a geração prevista, conceito ilustrado na Figura 24.

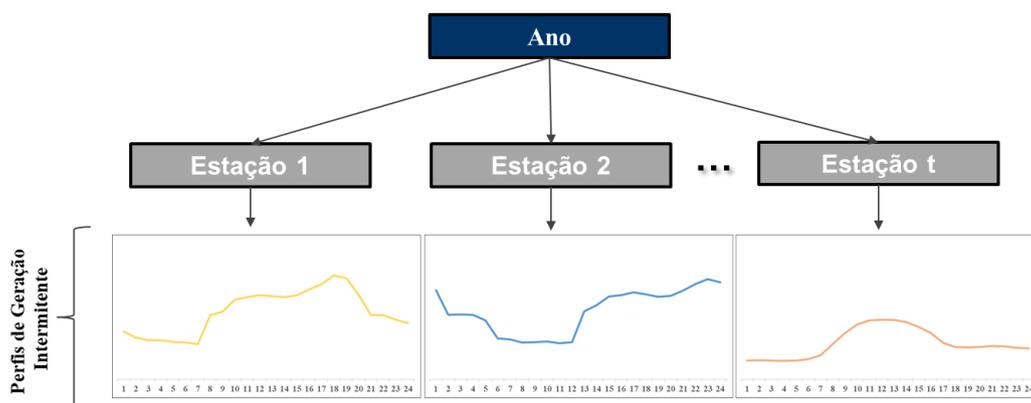


Figura 24 - Perfis de geração intermitente, por estação

¹⁴ Neste trabalho será aplicado apenas reserva de subida de geração de plantas despacháveis. Por simplificação, não será considerada a reserva de descida pois assume-se que nestas situações, o sistema terá a capacidade de verter geração renovável intermitente ou simplesmente desconectar por completo unidade(s) excedente(s).

Após calcular \hat{v}_{l,t,h_d} , a próxima etapa da metodologia proposta é calcular o erro de previsão de geração intermitente, $\delta_{a,t,d,h}^s$, com base na formulação apresentada na Equação (A.35). Essa equação tem o intuito de quantificar a diferença entre o valor esperado e um possível cenário de geração que seria observado durante a operação para cada hora do dia típico.

O uso do erro de previsão para definir a magnitude do requisito de RPD pode levar a uma sobre-estimação do requisito. Para exemplificar, suponhamos que: uma estação é composta de um mês (com 30 dias) e só há um cenário de geração de fonte intermitente. Portanto, temos 30 amostras de geração renovável para cada hora do dia. A média das 30 amostras em cada hora, leva a um perfil diário de geração intermitente.

Conforme ilustrado na Figura 25, imaginemos que, em cada hora, o máximo erro visto entre qualquer amostra e o valor dessa hora associado ao perfil diário, é igual a 200 MW. Então, obtém-se o mesmo erro (diferença entre o perfil e o cenário) em cada hora: $\delta_1 = \delta_2 = \delta_3 = \dots = \delta_{24} = -200 \text{ MW}$.

Caso o erro de previsão fosse o critério adotado na metodologia do cálculo do requisito, uma reserva de 200 MW seria alocada em cada uma das horas desse dia típico. Porém, em casos reais esse erro de previsão será corrigido na primeira hora do dia, não sendo mais necessário aportar reserva para as próximas horas.

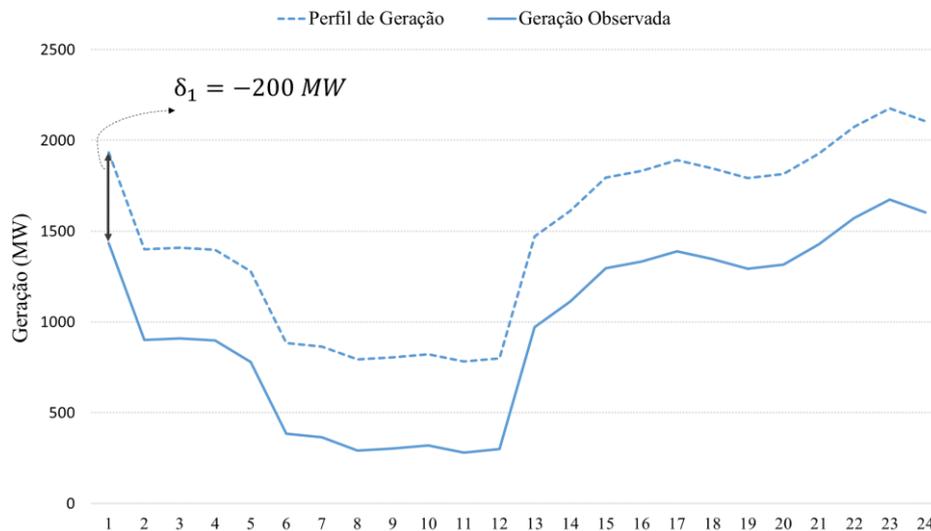


Figura 25 - Exemplo do cálculo do erro de previsão de geração intermitente

Para evitar que o requisito de RPD seja sobre-estimado, a metodologia proposta utiliza a variação do erro de previsão de geração intermitente entre horas consecutivas, $\Delta_{a,t,d,h}^s$, como forma de calcular o requisito de reserva, conforme formulação apresentada

na Equação (A.36). Esse cálculo resulta em uma distribuição de probabilidade, com s valores para cada hora, sendo s o número de cenários considerados durante a otimização.

Finalmente, o requisito de reserva em cada área é definido através de algum método estatístico onde seja possível tomar uma amostra que atenda ao critério de planejamento pré-estabelecido. Na formulação proposta, o modelo considera como requisito de RPD, $R_{a,t,h}^{UP}$, a maior variação do erro de previsão $\Delta_{a,t,d,h}^s$, em cada cenário, área, estação e hora do dia típico, conforme apresentado na Equação (A.37).

Vale ressaltar que, através da análise das equações de balanço de reserva (Equações (A.38) e (A.39)), conclui-se que o modelo considera como requisito de reserva para cada área a , durante estação t e hora h , o maior valor entre ROD e RPD. O diagrama da Figura 26 ilustra, de forma simplificada, a formulação apresentada nas Equações (A.34) até (A.37), mostrando o processo que resulta no requisito de RPD.

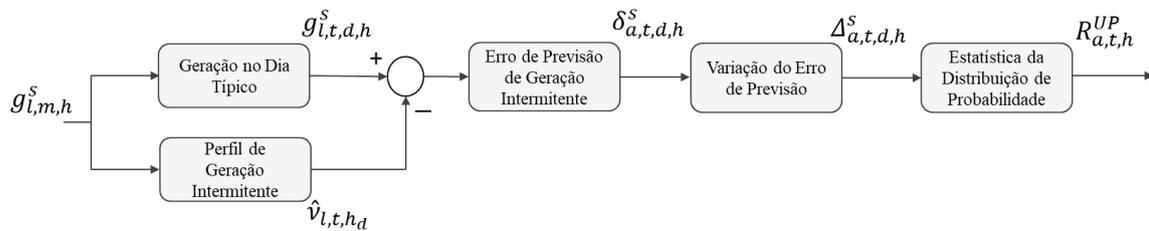


Figura 26- Diagrama simplificado do cálculo da Reserva Probabilística Dinâmica (RPD)

Capítulo 4

Premissas adotadas na Modelagem da Expansão do Sistema Elétrico do México

Com o intuito de demonstrar a aplicação, uso e relevância da metodologia descrita no Capítulo 3, realizou-se um estudo de caso, utilizando o sistema elétrico do México. Neste capítulo são apresentadas suas principais características e as premissas utilizadas na modelagem do sistema em questão. Vale ressaltar que esta metodologia de modelagem de sistemas elétricos pode ser estendida para outros casos.

4.1 – Características do Sistema Elétrico Mexicano

Com 129 milhões de habitantes e um PIB per capita por volta de US\$ 8.900 [34], o México é a segunda maior economia da América Latina, além de possuir o sistema com a segunda maior capacidade instalada da região, o Sistema Elétrico Nacional (SEN). O setor elétrico corresponde a 17.6% de todo o consumo energético deste país, com uma geração igual 309.7 TWh (35.4 GW em média) em 2017, um crescimento de 3.7% em relação ao ano de 2016 [35].

O SEN conta com uma capacidade instalada igual a 75.685 MW, dos quais 70.5% corresponde a centrais termoelétricas e 29.5% a fontes renováveis (incluindo hidrelétricas). A Figura 27 ilustra a participação percentual de cada tecnologia na capacidade instalada total. A principal fonte de energia elétrica no país são as usinas a gás natural, sendo as de ciclo combinado a principal tecnologia de base do país.

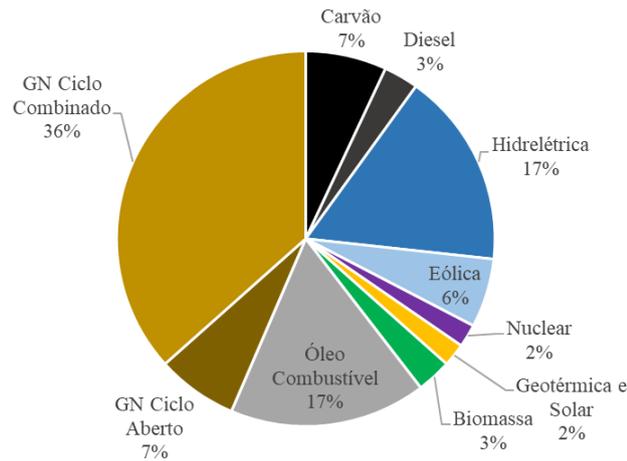


Figura 27 - Matriz de geração do sistema elétrico mexicano em 2017. Fonte [35]

O SEN é dividido em dez regiões de controle das quais sete fazem parte do *Sistema Interconectado Nacional (SIN)*, respondendo pela maior parte da demanda do país. As outras três regiões compõem os sistemas isolados, são eles: Sistema Elétrico de *Baja California (BC)*, o Sistema Elétrico de *Baja California Sur (BCS)* e o Sistema Elétrico de *Mulegé (SEM)*.

Cada uma dessas regiões possui um centro de controle responsável por sua operação, sendo todos coordenados pelo *Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)*, localizado na Cidade do México. A Figura 28 apresenta a divisão geográfica das regiões de controle e o seu respectivo *mix* de geração.

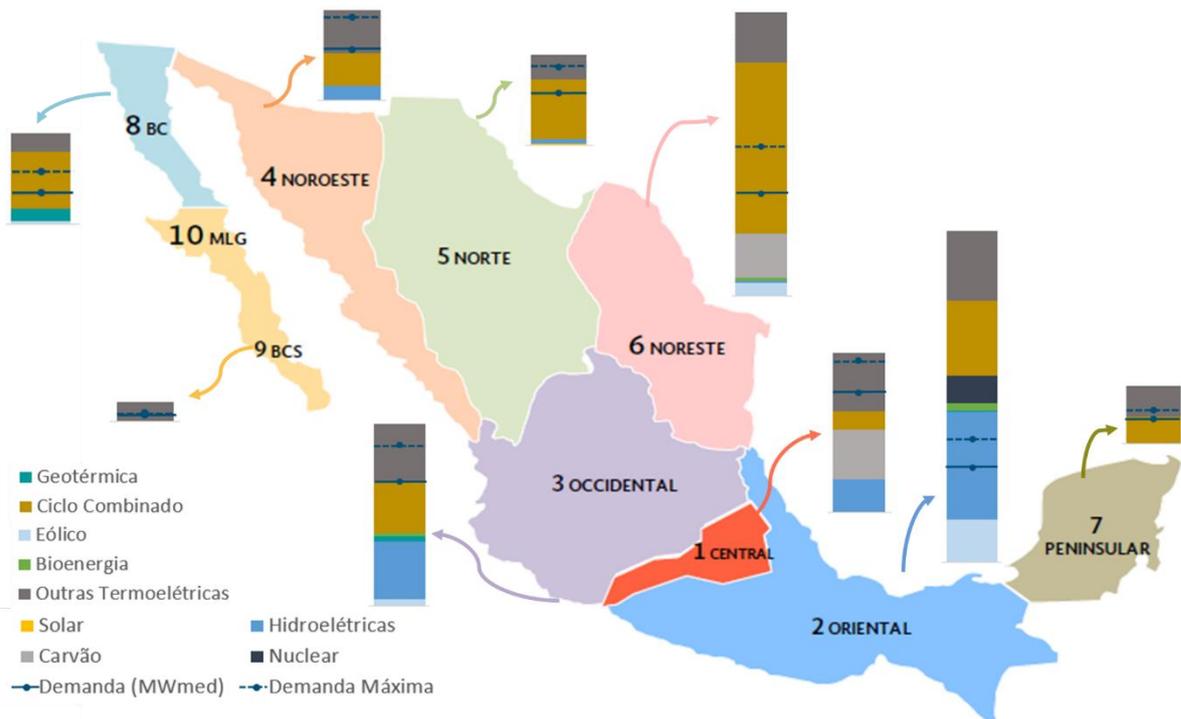


Figura 28 - Regiões de controle do SEN e a composição do parque gerador em cada região.

Adaptado de [35]

Ao analisar a Figura 28, é possível notar diferenças entre as tecnologias de geração utilizadas no Norte, com baixa inserção renovável, e sul do país, com maior inserção renovável, com destaque para eólicas e hidrelétricas com reservatório. Essa característica torna o Sul do país mais suscetível a condições climáticas. No México, o período de estiagem ocorre durante o inverno, de forma que os reservatórios das hidrelétricas geralmente estão com volumes baixos. Nessa época, é comum a ocorrência de congestões na rede, no sentido Norte-Sul, quando há menos oferta de energia nas regiões Oriental e *Occidental* [36].

Em relação ao sistema de transmissão, o país conta com uma rede agrupada em 53 regiões de transmissão, conhecida como *Red Nacional de Transmisión* (RNT), sendo 45 dessas regiões parte do SIN. São considerados parte da RNT todos os circuitos com nível de tensão maior ou igual a 69kV [36]. A Figura 29 apresenta um esquema do sistema.

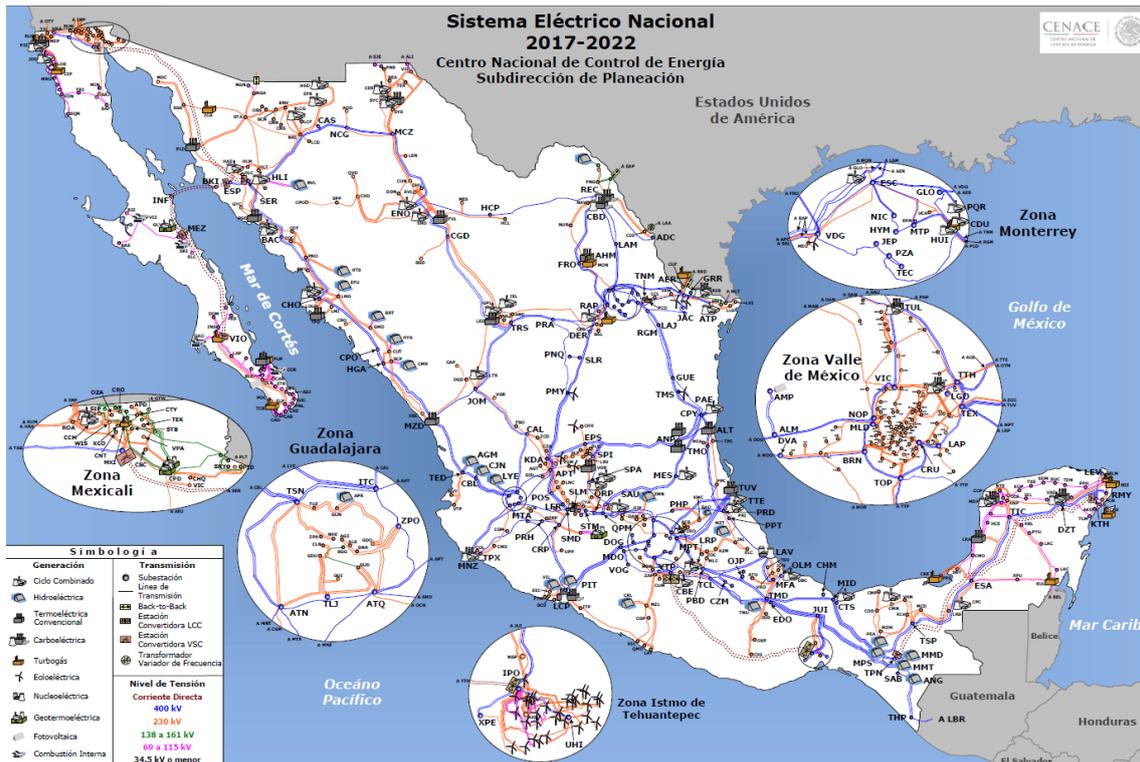


Figura 29 - Red Nacional de Transmisión (RNT). Fonte [37]

4.2 – Representação do SEN no Modelo de Otimização

4.2.1 - Sistema de Transmissão

Para representar o sistema de transmissão, busca-se encontrar um modelo que atenda às necessidades do que se deseja analisar e seja, ao mesmo tempo, tratável computacionalmente. Para tal, como forma de representar a expansão do SEN no longo prazo, algumas simplificações foram adotadas.

Conforme relatado na Seção 4.1, o sistema elétrico mexicano é dividido em 53 regiões de transmissão. No modelo de expansão, a rede elétrica será representada utilizando essas regiões como centros de carga conectados via interconexões (que refletem na prática grupos de circuitos de 230kV e 400kV). Esta é inclusive a representação utilizada pelas autoridades mexicanas em seu estudo de planejamento de longo-prazo, o PRODESEN [35]. A Figura 30 apresenta a rede adotada no estudo e os limites máximos de interconexão entre cada região de transmissão.



Figura 30 – Representação do SEN em 53 regiões de transmissão. Fonte [35].

Uma lista de reforços para essas interconexões é definida no plano de expansão elaborado pelo CENACE [38], até o ano de 2023. Após esse período, uma lista de circuitos genéricos é considerada pelo modelo de expansão. O Anexo B apresenta na Tabela 5 a expansão fixa até 2023 e na Tabela 6 as interconexões candidatas para expansão e o custo de investimento a ser considerado pelo modelo, para cada um desses candidatos. Neste estudo, as variáveis de decisão relativas aos circuitos são inteiras, isto é, o modelo não pode investir em uma parcela da capacidade da interconexão.

4.2.2 – Projeção de Demanda, Estações e Dias Típicos

O CENACE é responsável por publicar uma taxa de crescimento anual para cada umas dez regiões de controle. A Tabela 7, no Anexo C, apresenta a projeção de crescimento de demanda para cada uma das regiões de controle, tendo como ano de inicial 2017. Como o último ano do estudo realizado pelo CENACE é 2032 e este trabalho tem como horizonte o ano de 2038, optou-se por estender o crescimento da demanda através da repetição da última taxa de crescimento disponível para os outros anos do estudo de caso. A Figura 31 apresenta a projeção de demanda para todo o sistema, assim como as taxas de crescimento aplicadas a cada ano.

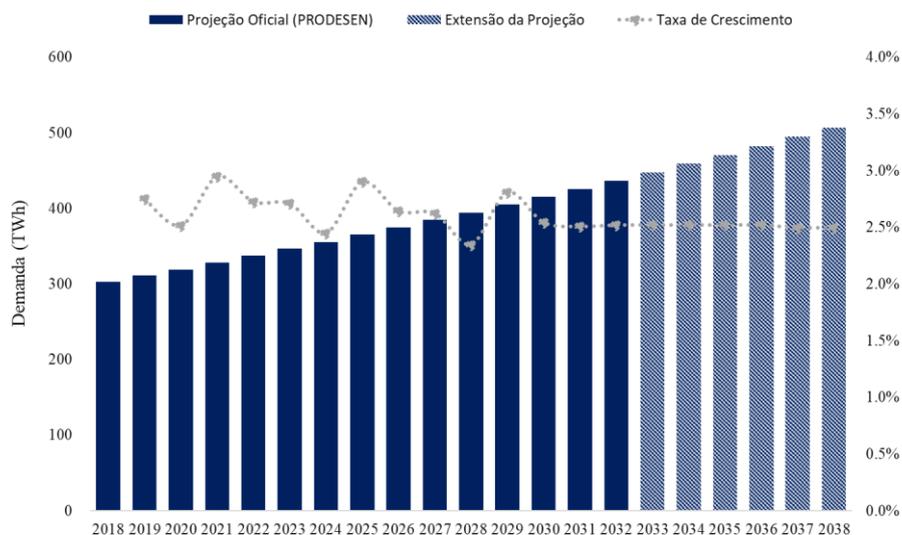


Figura 31 Projeção de demanda adotada no estudo de caso

Para definir a demanda de cada uma das 53 regiões de transmissão, foi adotado um fator de distribuição, calculado utilizando a porcentagem da demanda total de cada região de controle, baseada na demanda realizada em 2017. Esse cálculo utiliza a Equação (4.1), na qual o fator percentual de distribuição é informado em [35] para cada uma das regiões de transmissão. Na Equação (4.1), D_{RT} é a demanda por região de transmissão, FD é o fator de distribuição e D_{RC} é a demanda da região de controle. A Figura 32 apresenta a demanda de cada região de controle em 2017, onde é possível notar que as regiões de maior demanda são *Occidental* e *Central*.

$$D_{RT}(t) = FD(\%) \times D_{RC}(t) \quad \forall t = 1, 2, \dots, 8760 \quad (4.1)$$

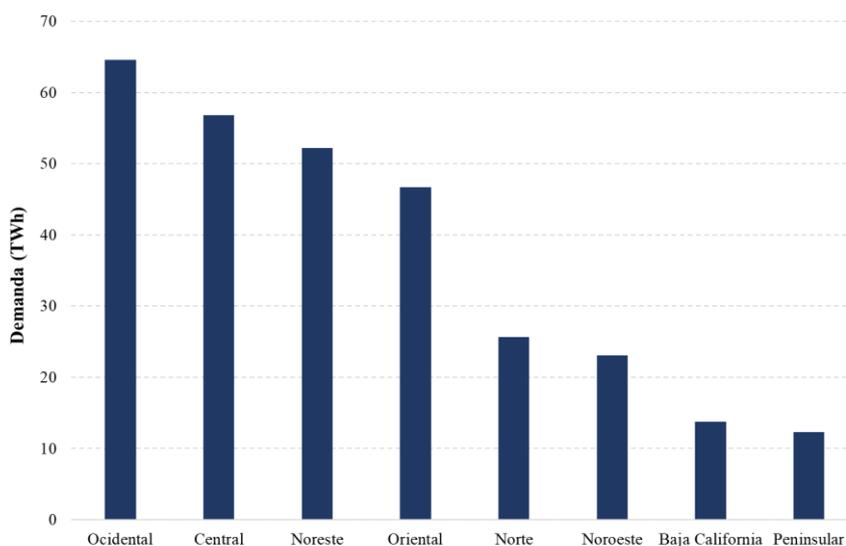


Figura 32 - Demanda por região de controle, ano 2017

O perfil horário de demanda total é definido com base na demanda horária medida em 2017. Este perfil geralmente apresenta pouca variação ao longo dos anos, de modo que sua extensão pode ser adotada como premissa para o longo prazo.

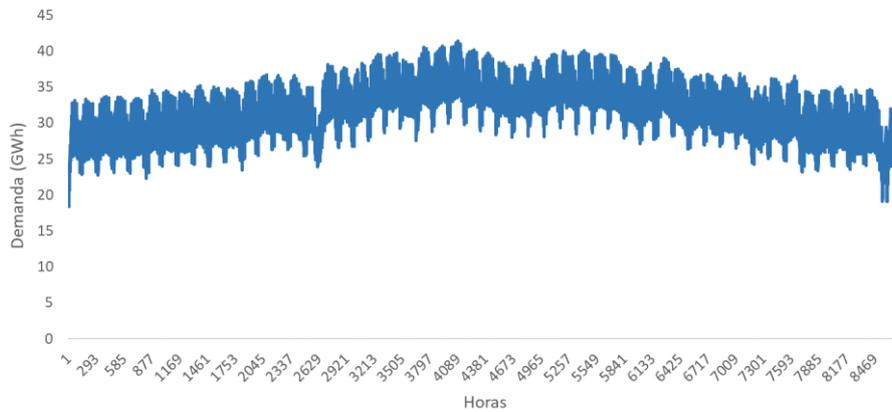


Figura 33 - Perfil de demanda horário utilizado.

Conforme apresentado na Seção 3.2, página 37, o modelo de expansão adotado utiliza um agrupamento dos meses em estações, onde alguns dias representativos são escolhidos. Para o estudo de caso apresentado no Capítulo 5, adotou-se quatro estações, divididas conforme a Tabela 2.

Tabela 2 - Agrupamento dos meses do ano em estações

Mês	Estação
Janeiro	1
Fevereiro	1
Março	1
Abril	2
Maio	2
Junho	2
Julho	3
Agosto	3
Setembro	3
Outubro	4
Novembro	4
Dezembro	4

Em relação aos dias típicos, a Figura 34 apresenta os perfis de dias típicos adotados em cada estação, calculados com base na demanda de 2017.

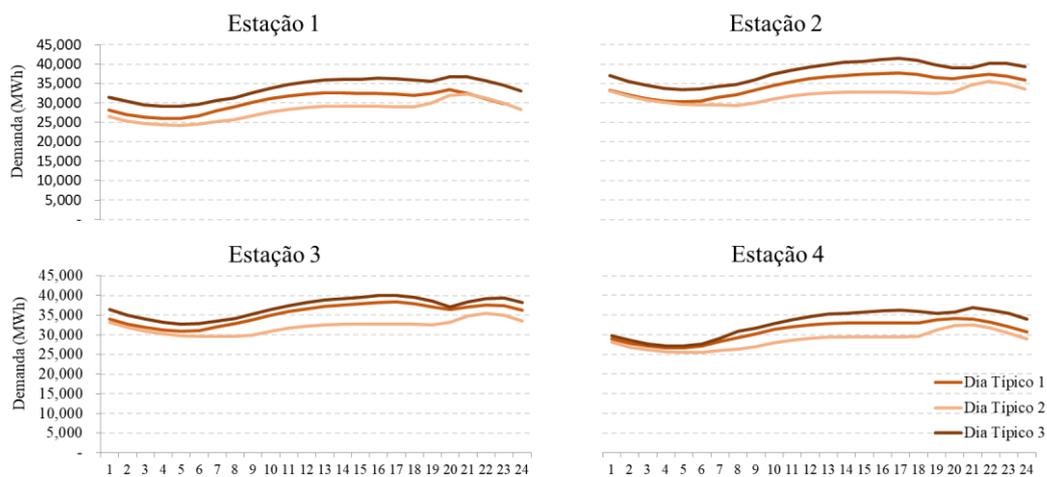


Figura 34 - Demanda do sistema mexicano agrupada em quatro estações e três dias típicos

4.2.3 – Sistema de Geração Existente e Futuro

Para a representação do parque gerador, foram utilizadas as informações da base de dados conhecida como *Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas* (PIIRCE), provida pelo PRODESEN [35]. Nessa base de dados, pode-se dividir as usinas em quatro categorias:

- Usinas existentes: todas as usinas em operação no sistema até dezembro de 2017;
- Plano de expansão de curto prazo: são usinas com contratos firmados, vencedores de leilões de energia ou já em fase de construção, com entrada em operação a partir de janeiro de 2018;
- Projetos indicativos: São projetos escolhidos pelo modelo de otimização utilizado na elaboração do PRODESEN 2018-2032. Da expansão apresentada no documento apenas usinas a biomassa, hidrelétricas, geotérmicas e duas centrais nucleares foram consideradas neste trabalho;
- Usinas a serem descomissionadas: São usinas que serão retiradas do sistema. O PIIRCE prevê um total de 11.821 MW de descomissionamento até o ano de 2032.

A Figura 35 apresenta o plano de expansão de curto prazo e a expansão indicativa mencionada acima, com base nos dados apresentados em [35], bem como o programa de descomissionamentos. As centrais eólicas e solares que entram no sistema entre 2018 e 2019 foram contratadas via leilões de energia que ocorreram no país, nos anos de 2016 e 2017.

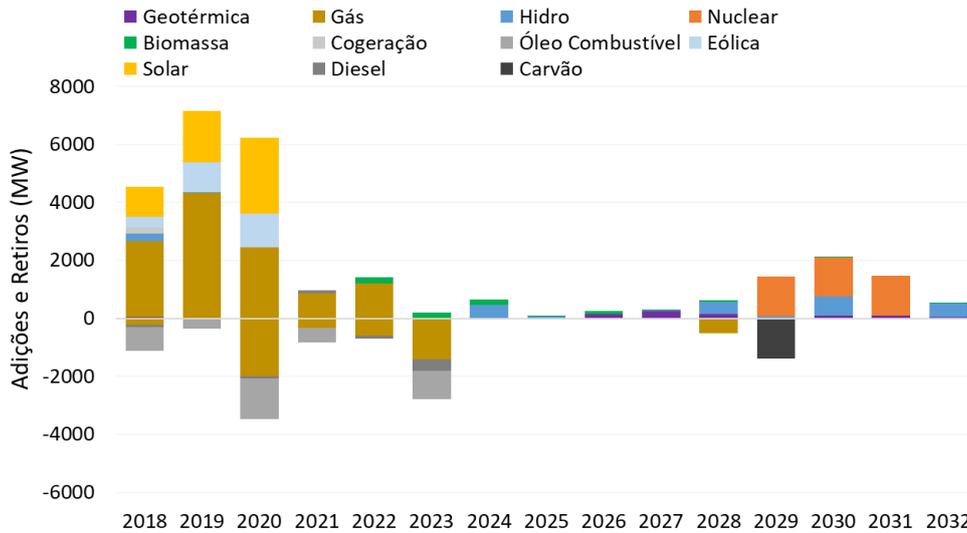


Figura 35 - Adições e retiros de capacidade ao SEN, entre os anos de 2018 e 2032

No estudo de caso apresentado no Capítulo 5, o sistema de geração tem como ponto de partida o mês de janeiro de 2018, além de considerar as adições e retiros de capacidade mostradas na Figura 35. O modelo tem a liberdade de complementar esse plano de expansão, quando necessário.

A metodologia deste modelo foi desenvolvida pela empresa PSR e pode ser empregada por meio do *software* comercial OPTGEN [39]. Essa metodologia se assemelha à expansão do sistema respondendo aos sinais do mercado com base nas premissas relacionados à evolução dos preços de combustível, projeção de crescimento de demanda, custos de investimento dos candidatos de geração e transmissão, entre outros fatores.

A Tabela 8, no Anexo D, apresenta a lista de candidatos à expansão da geração considerados e seus custos de instalação, baseados no relatório da consultoria Lazard [40]. Como dado de entrada para o modelo, deve-se considerar esses custos anualizados, uma vez que cada projeto tem um tempo de construção específico e uma data de entrada (definida pelo modelo de expansão). O cálculo do custo anualizado é feito utilizando as Equações 4.2 e 4.3, com base nos parâmetros apresentados na Tabela 8, onde n indica o ano do pagamento, com início um ano antes do projeto entrar em operação.

$$CI_{VPL} = \frac{CI}{100} \times \sum_{n=-1}^N [CD \times (1 + TR)^n] \quad (4.2)$$

$$Custo\ Anualizado = \frac{CI_{VPL} \times TR}{[1 - (1 + TR)^{-VU}]} + OM_{fixo} \quad (4.3)$$

Conforme discutido no Capítulo 1, os custos de investimento em centrais eólicas e solares estão em declínio na última década e espera-se que essa tendência seja mantida por algum tempo. Como forma de representar essa queda nos custos de investimento, foi adotado no modelo de expansão as curvas de aprendizagem apresentadas na Figura 36 para eólica e SFV. Para as outras tecnologias, essa abordagem não foi adotada, pois considera-se que são tecnologias consolidadas no mercado, sem grandes variações nos custos de investimento para os próximos anos. No gráfico, o valor de 1 p.u. refere-se ao custo de investimento apresentado no Anexo D.

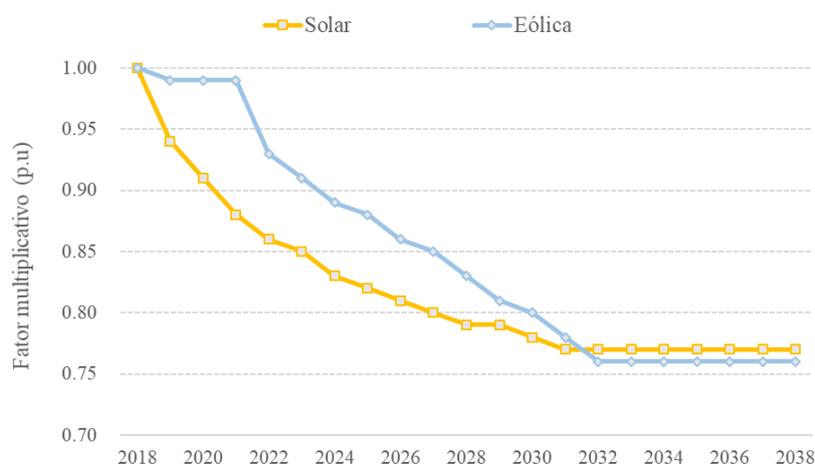


Figura 36 - Curva de aprendizagem dos custos de investimento para eólica e solar. Fonte [35]

4.2.4 – Preços de Combustível

Os preços de combustível foram definidos a partir da base de dados do Banco Mundial, *World Bank Commodities Price Forecast*, de abril de 2018 [41]. Os gráficos com a evolução dos preços ao longo do horizonte de estudo são mostrados no Anexo E.

4.2.5 – Definição de Usinas Eólicas e Solares Candidatas

A construção de usinas eólicas e solares decorre de condições climáticas favoráveis. Portanto, é preciso verificar locais adequados para posicionar os candidatos. Esse posicionamento foi feito com base no *Atlas Nacional de Zonas con Alto Potencial de Energías Limpias (AZEL)*, desenvolvido pela SENER.

O presente estudo considera um potencial igual a 30.000 MW de eólica e 28.800 MW para SFV. Essa é uma estimativa plausível, uma vez que o México conta um potencial eólico estimado igual a 50.000 MW [42] e o país é reconhecido por possuir um dos melhores potenciais para SFV no mundo, especialmente nas regiões de *Baja*

California, Norte e Noroeste [43]. O posicionamento dos candidatos por região de transmissão é apresentado na Figura 37.

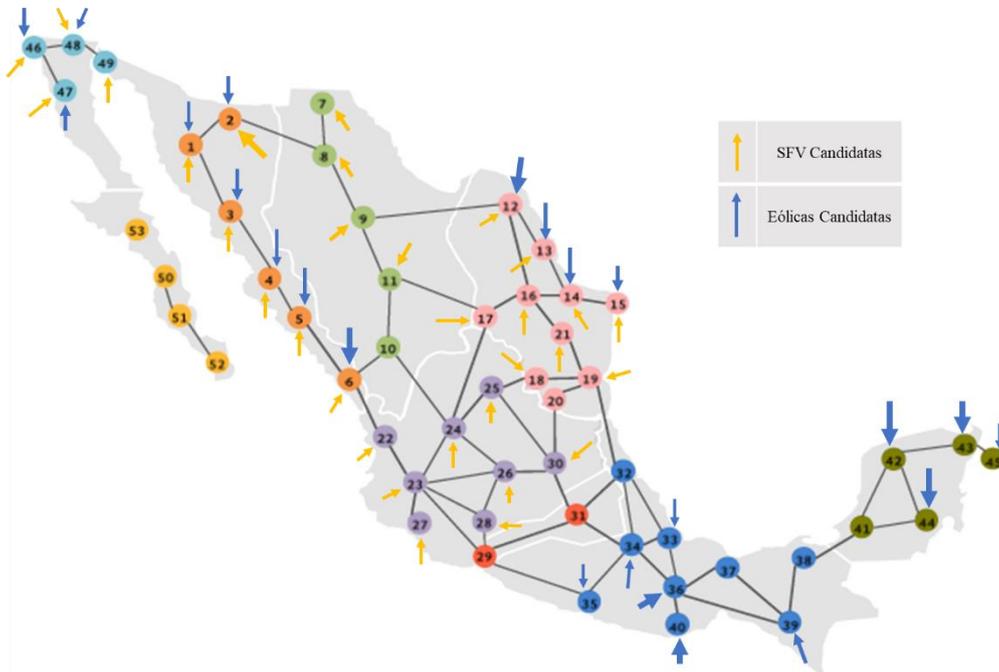


Figura 37 - Posicionamento dos candidatos à expansão eólica e SFV, por região de transmissão. Figura adaptada de [35]

Com intuito de simular a operação estocástica horária dessas usinas foi considerado um conjunto de 32 cenários horários, gerados a partir da base de dados *Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications, Version 2 (MERRA-2)*, da NASA. Essa base de dados é pública e contém dados sobre o regime dos ventos (velocidade, pressão e temperatura), com intervalos horários, para o mundo inteiro. Estas séries históricas foram construídas usando modelagem climática e ajustes estatísticos conhecidos em conjunto como *reanalyses*¹⁵.

¹⁵ É uma abordagem sistemática para produzir conjuntos consistentes de dados climáticos através da interpolação de observações meteorológicas no tempo e no espaço feitas com modelos numéricos de previsão climática [48].

Capítulo 5

Estudos de Caso

5.1 – Considerações sobre os Estudos de Caso

Com base nas informações e premissas apresentadas no Capítulo 4 e com o emprego do modelo apresentado no Capítulo 3, dois estudos de caso do sistema mexicano foram realizados. O objetivo desses estudos é analisar os impactos causados na expansão do sistema quando há uma grande inserção de fontes intermitentes e se considera como uma das restrições do problema de otimização a Reserva Probabilística Dinâmica (RPD).

Nesses estudos, foram escolhidos dois anos de corte: 2028 e 2038. Esses anos foram selecionados aleatoriamente, tendo como critério um ambiente no futuro onde a geração através de fontes intermitentes constituísse uma parcela significativa em relação à demanda total do sistema.

Ressalta-se que neste trabalho optou-se por utilizar um *sizing* para os anos de 2028 e 2038, isto é, resolveu-se o problema de otimização tendo em vista atender a demanda de um ano alvo, sem simular os anos anteriores. O procedimento é calcular um plano de expansão com *sizing* em 2028 e em seguida utilizar esse plano como base para o cálculo do plano de 2038, ano que será utilizado para a análise dos resultados.

Dois casos serão analisados, definidos como Estudo de Caso 1 (EC 1) e Estudo de Caso 2 (EC 2). Dessa forma, algumas alternativas de expansão são apresentadas sendo possível analisar o comportamento do sistema em diferentes configurações.

Todos os casos apresentados foram simulados utilizando dez cenários representativos (i) de hidrologia de um histórico que contempla os anos de 1949 a 2015; (ii) de geração eólica e solar de um histórico que contempla os anos de 1979 a 2010; e um cenário de demanda com projeção de crescimento apresentada na Seção 4.2.2 . O ponto de partida das simulações é o ano de 2018, com composição da matriz de geração conforme apresentado na Figura 38.

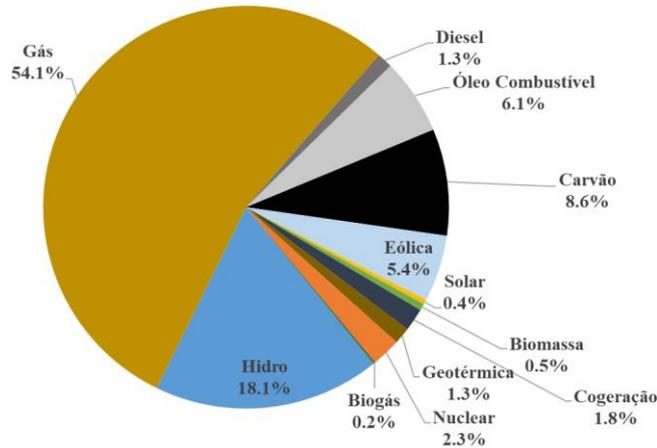


Figura 38 - Participação percentual na matriz de geração, por tecnologia, até janeiro de 2018.

5.2 – Estudo de Caso 1

No Estudo de Caso 1, duas alternativas de expansão são analisadas. A primeira opção considera um critério de reserva operativa igual a 5% da demanda, em cada região de transmissão. Esse requisito foi previamente explicado na Seção 3.3.7, página 45, definido como o requisito de Reserva Operativa Determinística (ROD).

A segunda alternativa é um caso onde, além do requisito de ROD, a expansão do sistema também deve atender a um requisito de Reserva Probabilística Dinâmica (RPD), conceito também apresentado na Seção 3.3.7. Foi calculado um plano de expansão ótimo para os anos 2028 e 2038, em ambas as alternativas, conforme ilustrado no diagrama da Figura 39.

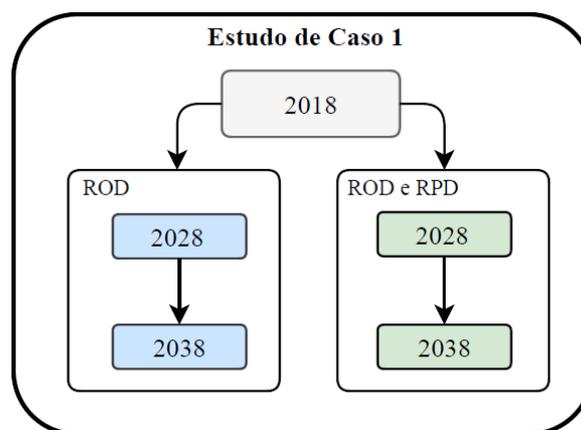


Figura 39 - Alternativas de expansão consideradas no Estudo de Caso 1

A Figura 40 apresenta a participação percentual de cada tecnologia, para cada um dos anos de corte e em cada uma das alternativas de expansão. É possível observar um aumento significativo da participação das fontes eólica e solar, tendo em vista que

possuíam uma parcela igual 5.4% e 0.4% em 2018 em relação a capacidade instalada total, respectivamente.

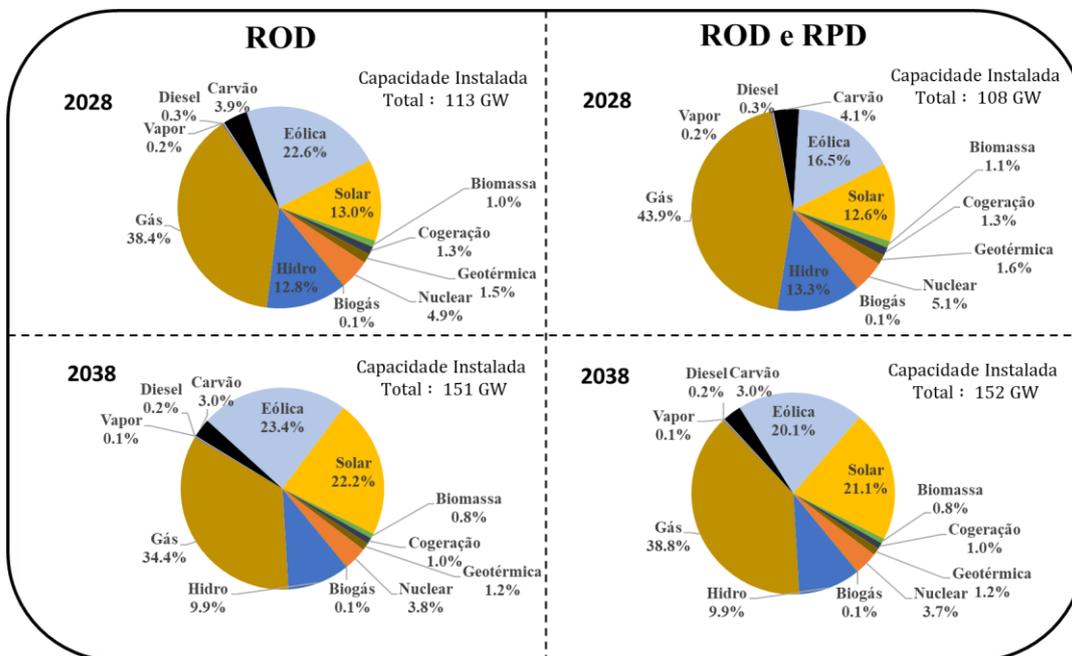


Figura 40 - Comparação da matriz de geração para cada um dos anos de corte e alternativas de expansão do Estudo de Caso 1.

Na alternativa em que apenas o requisito de ROD é considerado, a solução de menor custo calculada pelo modelo considera uma inserção de fontes intermitentes maior que no caso ROD e RPD. O caso ROD pode ser definido como uma alternativa econômica, uma vez que o modelo não calculou o plano considerando restrições operativas de reserva além da variabilidade da demanda, assim o principal motivador dessa expansão são os custos de associados ao investimento em cada tecnologia e seus impactos em termos de redução de custos operativos.

A Figura 41 apresenta uma comparação entre os custos nivelados médios de energia, para cada tecnologia e para cada ano de corte¹⁶. Ao analisar o custo nivelado de energia de cada tecnologia considerada na expansão pelo modelo, nota-se que a opção de menor custo em 2028 são as usinas eólicas, com as SFVs em segundo lugar. Em 2038 ambas as fontes possuem custos de energia semelhantes, porém os melhores sítios (com os melhores fatores de capacidade) para instalação de usinas eólica já não estão mais disponíveis. Por esse motivo, ao final do horizonte, o modelo opta por investir em usinas

¹⁶ Foi considerado o custo médio pois o cálculo deste *LCOE* considera todos os projetos de cada tecnologia, em todas as regiões, possuindo diferentes regimes de produção.

SFVs, tornando a participação percentual dessa tecnologia muito semelhante às usinas eólicas.

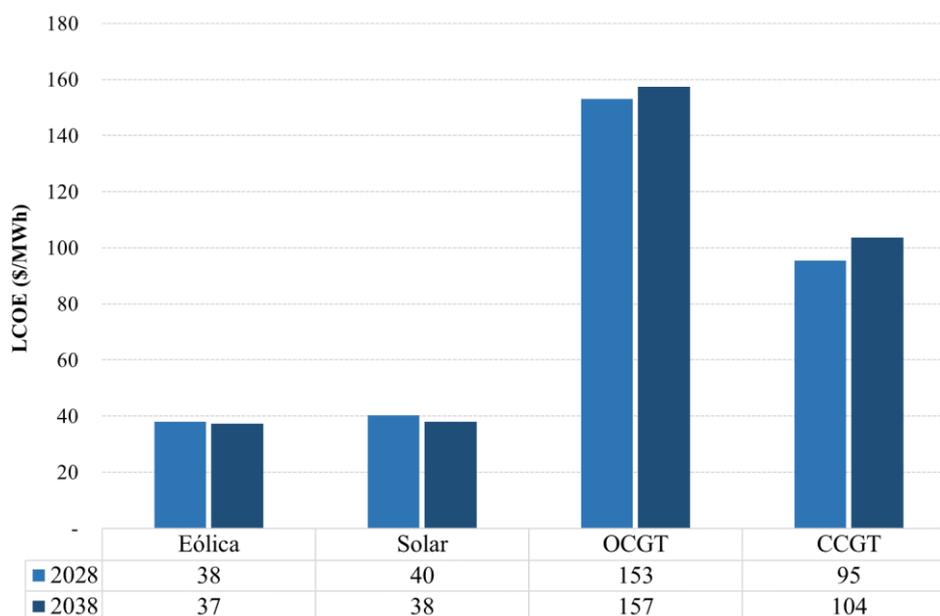


Figura 41 - Comparação do custo nivelado de energia para as tecnologias que entram em operação nos anos corte

Ao calcular o plano de expansão adicionando a restrição de RPD, observa-se uma redução na expansão via fontes intermitentes e aumento da expansão de usinas a gás natural.

Com o objetivo de avaliar o efeito da co-otimização da expansão e dos requisitos de reserva operativa do sistema, as próximas análises terão como base o ano de 2038. A Figura 42 apresenta a adição de capacidade instalada ao sistema até o referido ano, por tecnologia, para as duas alternativas de expansão.

Destaca-se o aumento de usinas despacháveis no sistema ao introduzir a restrição de RPD, com um aumento de 62% para usinas a ciclo combinado (*CCGT*¹⁷) e 183% para usinas gás natural ciclo aberto (*OCGT*¹⁸). Apesar das *OCGTs* serem menos eficientes do que usinas a ciclo combinado, fato que eleva seu custo nivelado de energia, o modelo escolhe investir nessa tecnologia principalmente para cumprir com os requisitos de reserva, pois estas apresentam menor custo de investimento¹⁹.

¹⁷ Sigla em inglês para *Combined Cycle Gas Turbine*.

¹⁸ Sigla em inglês para *Open Cycle Gas Turbine*.

¹⁹ Quando se avalia apenas a expansão econômica, como as usinas *OCGTs* apresentam menor *CAPEX* porém maior *OPEX*, em geral são construídas para atendimento da demanda de ponta (*peakers*) e situações críticas operativas, isto é, são construídas pelo fato de não despacharem frequentemente, pois caso isto ocorra, há um *break-even* a partir do qual as *CCGTs* passam a ser mais econômicas em termos de custos totais.

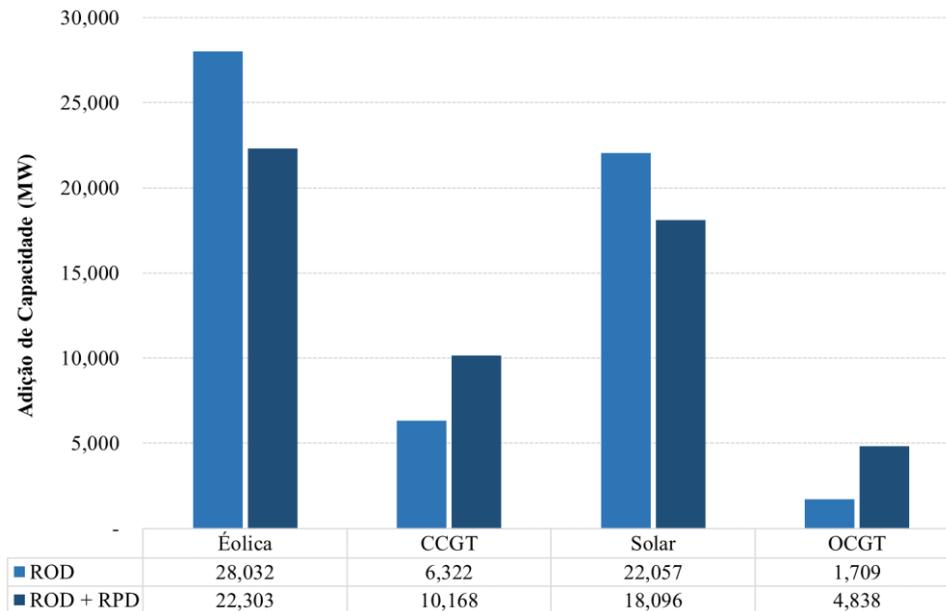


Figura 42 - Adição de capacidade no EC 1, por tecnologia, até o ano de 2038.

Uma avaliação mais detalhada da expansão é necessária, dada a divisão regional adotada no sistema mexicano e as diferentes características de cada região de controle. Nem todas contam com condições climáticas para instalar usinas eólicas, como por exemplo as regiões Central, *Occidental* e Norte ou para uma grande inserção SFV, como as regiões Oriental e Peninsular.

As Figuras 43 e 44 apresentam uma comparação da expansão eólica e SFV, por região de controle. É possível notar que houve uma redução na capacidade instalada dessas tecnologias quando o modelo considera o requisito de RPD. Esse fato é um indicativo de que o sistema não possui capacidade de acomodar a expansão de fontes intermitentes do caso ROD sem que haja um aumento dos custos de expansão. A variabilidade na oferta de energia inerente à inserção renovável desse caso demandaria uma maior capacidade instalada despachável, aumentando custos totais de investimento e operação.

Esse é um fato que mostra a relevância de se modelar a operação com granularidade horária, pois assim o processo de planejamento consegue capturar os efeitos da intermitência causada por cada projeto em específico e tende a optar por projetos de geração renovável não convencional que causam menor intermitência ao sistema, por impactarem menos no requisito de reserva.

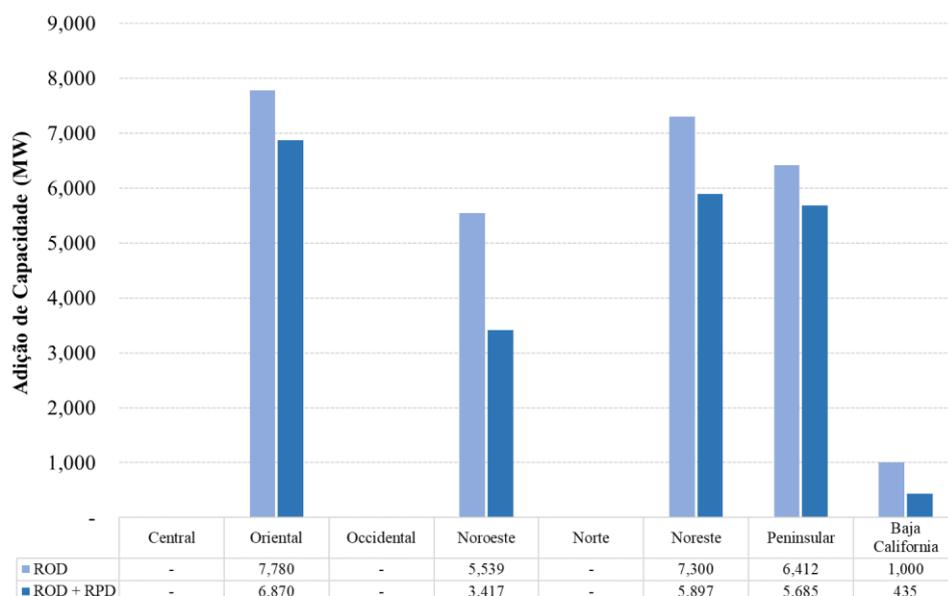


Figura 43 - Adição de usinas eólicas no EC 1, até o ano de 2038, por região de controle

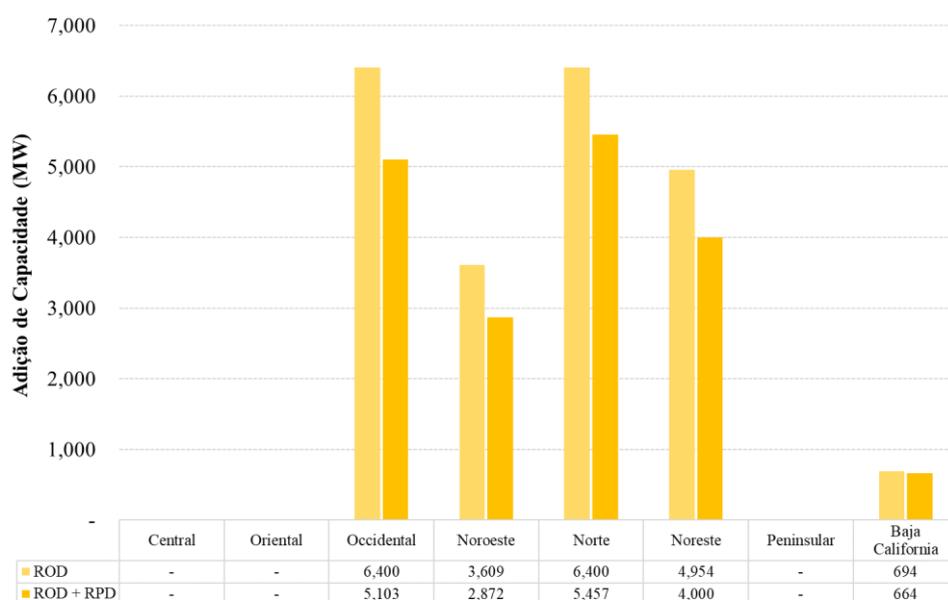


Figura 44 - Adição de usinas SFVs no EC1 até o ano de 2038, por região de controle

Ao analisar a expansão de usinas despacháveis por região de controle, é notável o aumento de plantas *OCGT* nas regiões Oriental, Peninsular, Noreste e Noroeste onde há maior quantidade de capacidade instalada eólica.

Ressalta-se que para regiões onde não há inserção eólica significativa, o requisito de RPD não altera a decisão ótima do modelo quanto a adição de capacidade despachável, como ocorre nas regiões Central e Occidental. Já a região Norte, apesar de contar com umas das maiores inserções de fontes intermitentes do sistema, via usinas SFVs, não apresentou mudança significativa na expansão via *OCGTs*. Isso mostra que o aumento de

fontes intermitentes não necessariamente aumentará os requisitos de reserva do sistema a ponto de mudar a expansão ótima calculada pelo modelo, como pode ser visto neste caso. Isto ocorre quando a adição de novos projetos no plano de expansão não causa aumento do requisito de reserva do sistema. A Figura 45 apresenta a expansão para as usinas a ciclo aberto.

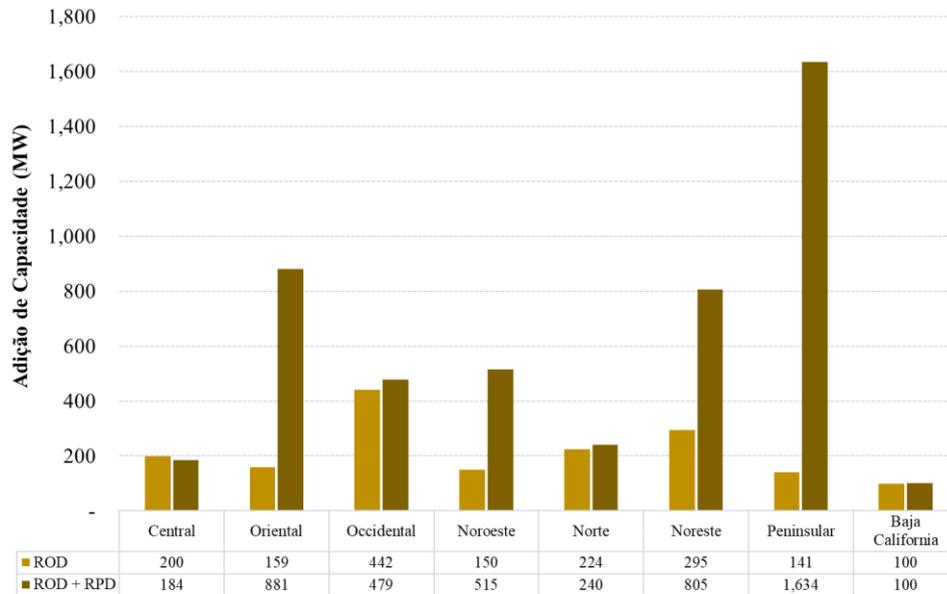


Figura 45 - Adição de usinas *OCGT* no EC 1 até o ano de 2038, por região de controle

Em relação às plantas *CCGT*, a expansão por área de controle é apresentada na Figura 46. O efeito do requisito de RPD é semelhante ao observado para as *OCGTs*, com aumento de capacidade instalada mais expressivo nas regiões Oriental, Peninsular e Noreste.

expansão das interconexões da região Noreste, evidenciado pela Tabela 3, onde uma comparação da expansão da transmissão é mostrada para os dois casos.

Tabela 3 - Aumento da capacidade de transmissão dentro da região Noreste

Interconexão	Caso ROD (MW)	Caso ROD e RPD (MW)
14-13	921	921
19-18	-	872
19-20	-	639
15-14	939	-

Outro fato a ser destacado é que quando apenas o requisito de ROD é considerado, o modelo opta por investir em aproximadamente 2200 MW em usinas *CCGT* na região de transmissão Aguascalientes (indicada pelo número 24 na Figura 47). Essa disponibilidade de oferta reduz a necessidade *Occidental* importar energia da região Noreste nessa alternativa de expansão. No entanto, com o aumento de capacidade despachável no Noreste via usinas *CCGT* e *OCGT* no caso com ROD e RPD, motivados pela grande inserção de fontes intermitentes nessa região (quase 10.000 MW entre eólicas e SFVs), o modelo conseguiu calcular uma alternativa de menor custo de expansão, ao aumentar a capacidade de transmissão nessa região (especialmente das interconexões 19-18 e 19-20) e reduzir a quantidade de usinas *CCGT* em *Occidental*.

Isso resulta em um aumento de exportação de energia do Noreste para *Occidental*, situação ilustrada na Figura 48, onde é apresentado uma média para os dez cenários e para as quatro estações dos fluxos nas três interconexões entre as regiões e na interconexão 19-20, para o dia típico três (referente a demanda mais alta em cada estação). Por esses motivos, a solução ótima foi reduzir a quantidade de capacidade instalada *CCGT* na região *Occidental*.

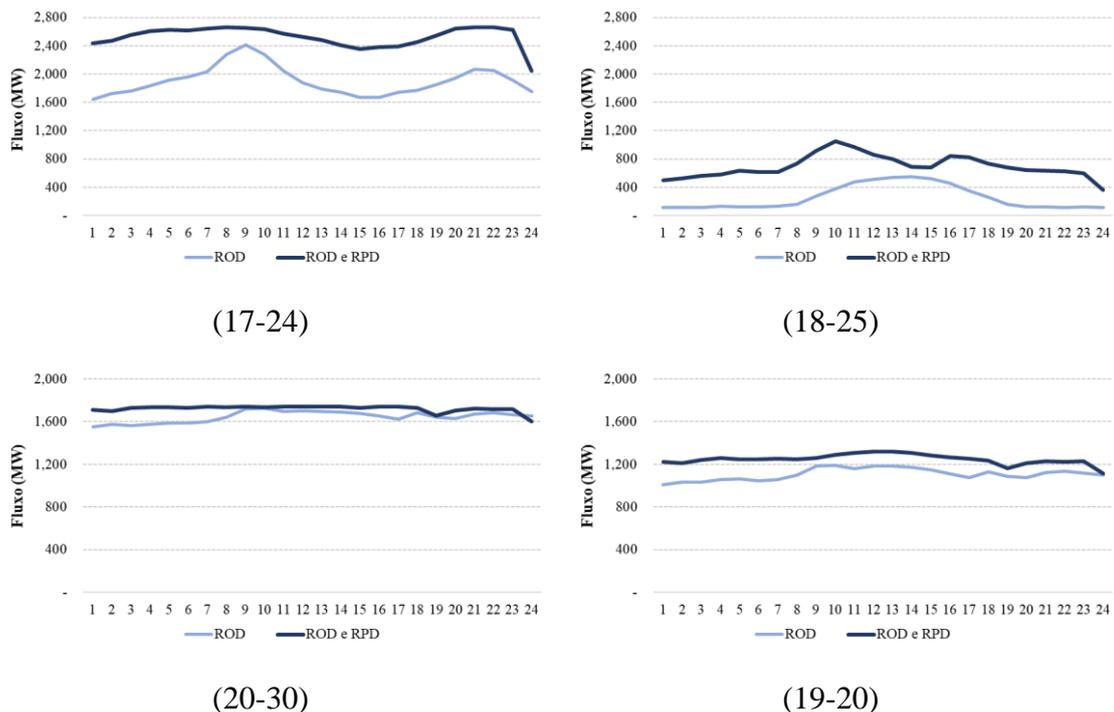


Figura 48 - Média dos fluxos de um conjunto de interconexões nas regiões *Occidental* e Noreste. (a) Interconexão 17-24, (b) Interconexão 18-25, (c) Interconexão 20-30 e (d) Interconexão 19-20

A análise dos perfis mensais dos requisitos de reserva de cada região ajuda a entender como o modelo deve adaptar a expansão, de forma a manter confiabilidade no suprimento de energia. A Figura 49 apresenta uma média para cada mês, dos requisitos de ROD e RPD em quatro regiões do sistema no ano de 2038, duas onde as flutuações de demanda se mostram mais significativa que as flutuações da geração intermitente e duas em que o requisito de RPD se mostra maior que o de ROD.

Os gráficos (a) e (b) apresentam os requisitos para as regiões *Occidental* e Norte, regiões onde não houve aumento de usinas despacháveis após introduzir o requisito de RPD, uma vez que o modelo já havia alocado usinas despacháveis nessas regiões com capacidade de atender ao requisito de ROD, mais elevado que o de RPD, como observado na figura. Já nas regiões Peninsular (c) e Noreste (d), as flutuações na demanda se mostram menores que a variabilidade na oferta de energia, provocando aumento do requisito de RPD. Assim, o modelo deve adaptar a decisão de investimento ao alocar um montante maior de usinas despacháveis nessas regiões.

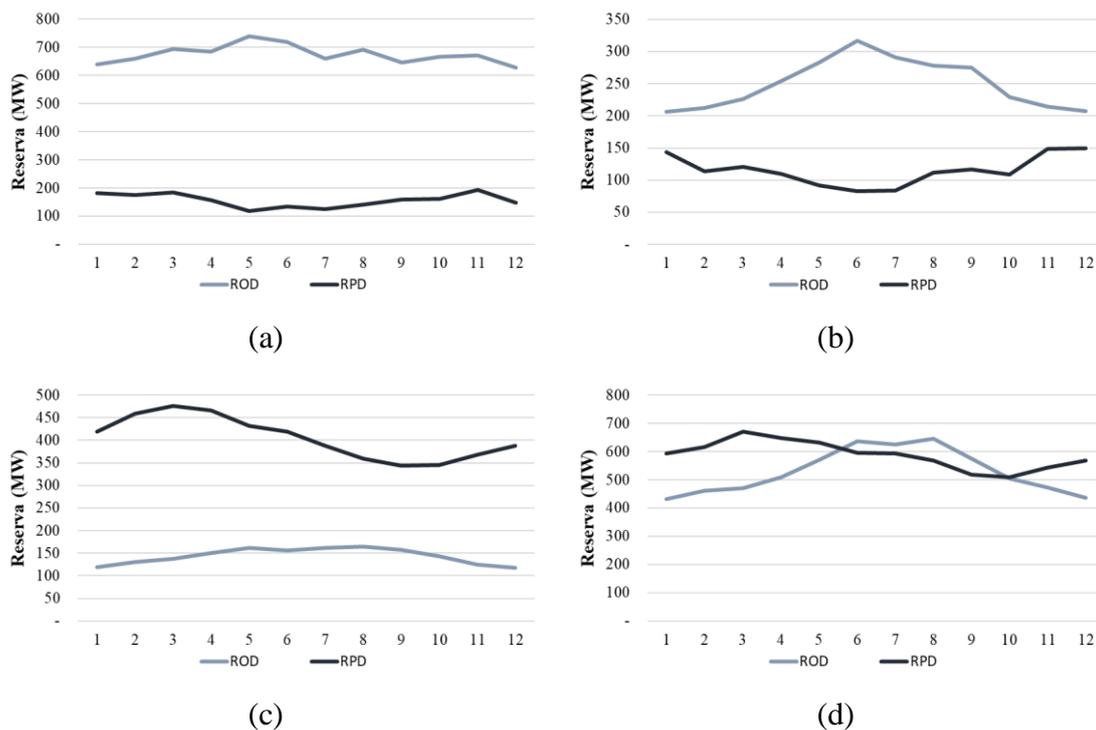


Figura 49 - Comparação entre ROD e RPD para as regiões (a) *Occidental*, (b) *Norte*, (c) *Peninsular* e (d) *Noreste*

Em relação ao requisito de RPD calculado pelo modelo, a Figura 50 apresenta os valores máximos observados em uma hora, em cada região de controle, para os dois anos de corte. As regiões de controle com os maiores requisitos máximos são Oriental, Noroeste e Peninsular, regiões com as maiores inserções de usinas eólicas.

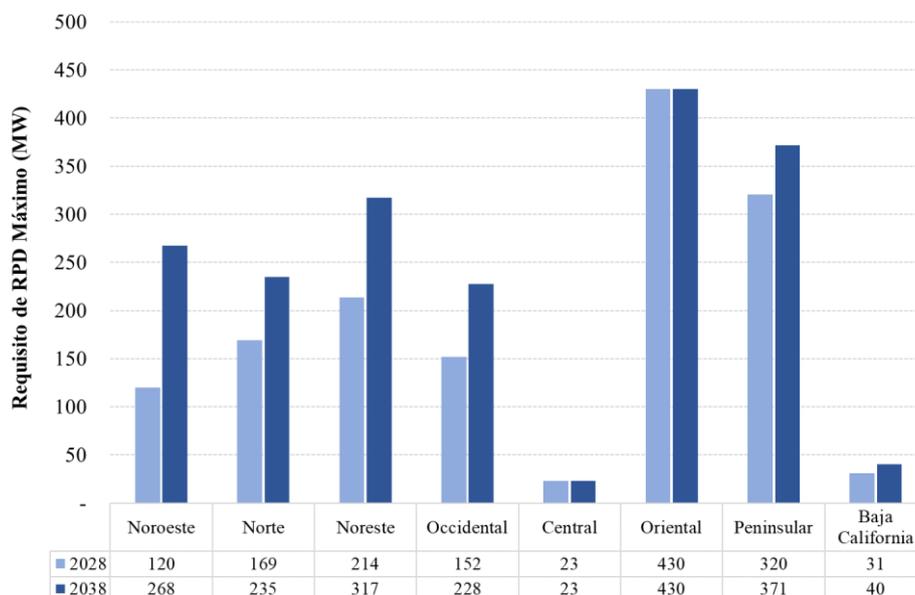


Figura 50 - Requisito de RPD máximo, para os dois anos de corte e para cada região de controle

É possível observar que o valor máximo do requisito aumentou em quase todas as regiões de controle no ano de 2038, com destaque para Noroeste, Noreste e Peninsular. Isso se deve ao fato de que a expansão de usinas eólicas se concentra nessas três regiões ao final do horizonte de estudo. A região Central não conta com expansão via fontes intermitentes e por esse motivo o requisito é muito menor em relação às outras regiões.

Dentre as três regiões supracitadas, o maior aumento do requisito máximo se deu na região Noroeste, pois além da grande inserção de usinas eólicas em 2038 (2354 MW), ainda há adição de mais 1656 MW de usinas SFV. Essa combinação resulta em um aumento do requisito de RPD para essa região. As Figuras 51 e 52 apresentam a adição de fontes renováveis intermitentes em cada região de controle, para a alternativa de expansão com ROD e RPD, destacando o quanto foi adicionado até cada ano de corte. Na região Oriental não houve aumento do requisito, pois a expansão em 2038 se deu em sítios onde já havia usinas eólicas, sem mudanças nos perfis de geração intermitente da região.

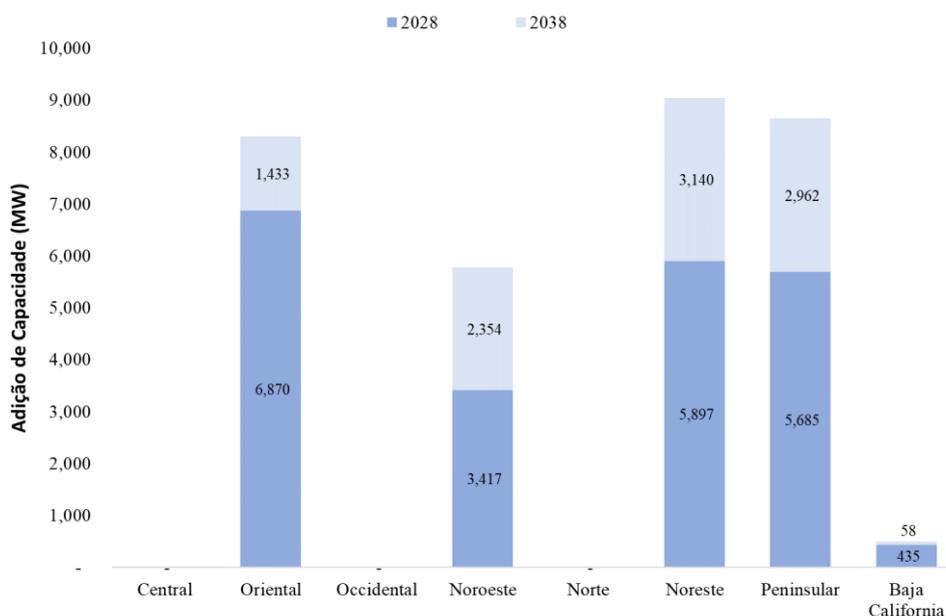


Figura 51 – Adição de usinas eólicas, por região de controle, até cada um dos anos de corte

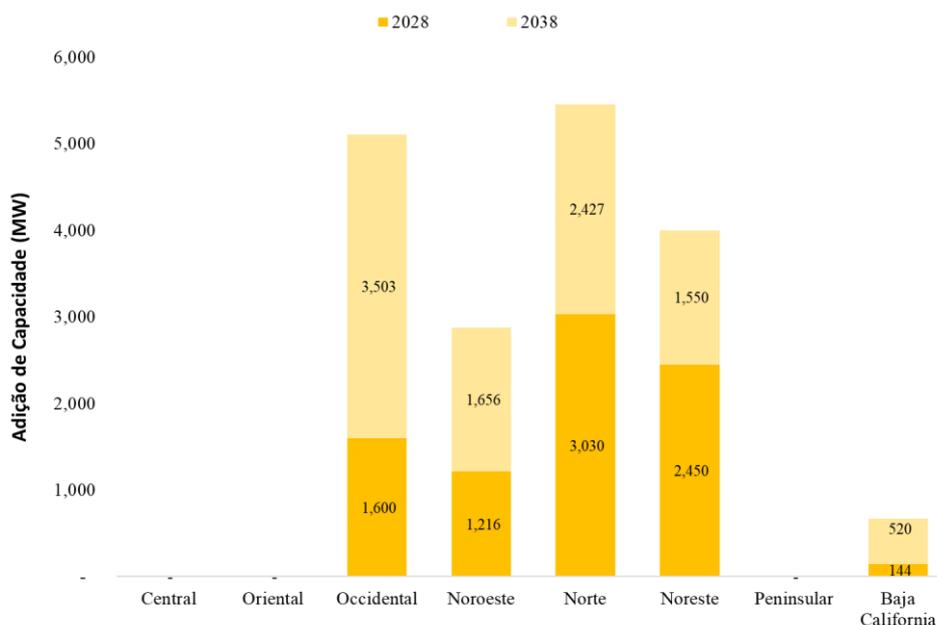


Figura 52 - Adição de usinas SFV, por região de controle, até cada um dos anos de corte

Por fim, ao analisar os custos de expansão para as duas alternativas apresentadas no Estudo de Caso 1, observa-se que o caso com ROD e RPD apresenta um aumento de 6% para os custos operativos e redução de 2% para custos de investimento, refletindo em um aumento de 3% no custo total de expansão. Esse aumento total é explicado pela tecnologia despachável escolhida pelo modelo, usinas a gás natural.

Importante ressaltar que esse aumento de custos devido a introdução da RPD pode não ocorrer em um sistema que tenha como candidatos a expansão usinas hidrelétricas, principalmente as que contam com reservatórios, ou outras tecnologias capazes de armazenar energia, como baterias. A Figura 53 apresenta a comparação dos custos de expansão médios para as duas alternativas.

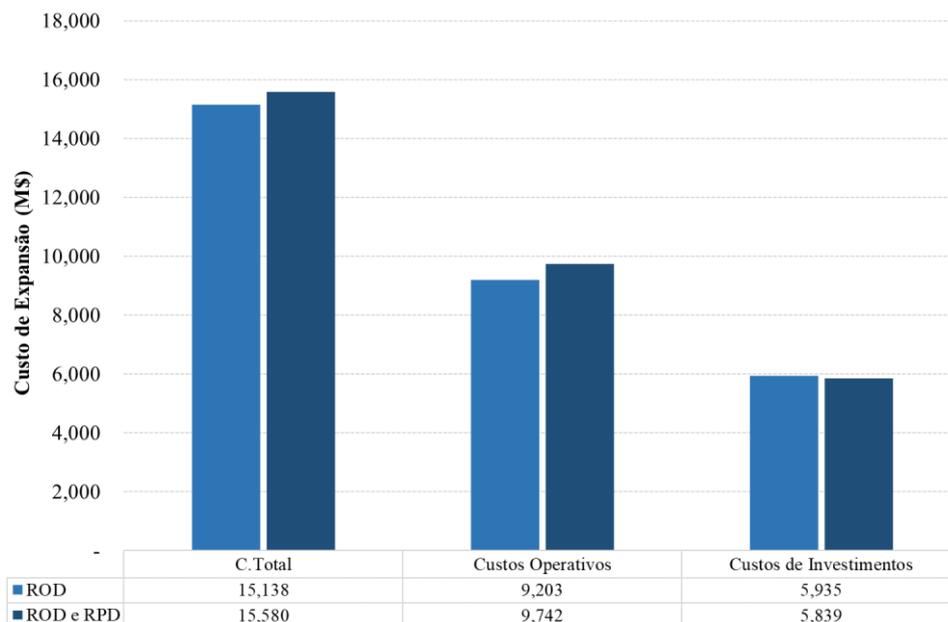


Figura 53 - Comparação dos custos de expansão para as duas alternativas apresentadas no EC 1

5.3 – Estudo de Caso 2

No Estudo de Caso 2 as mesmas alternativas de expansão consideradas no Estudo de Caso 1 são consideradas, porém, com o objetivo de refletir metas de confiabilidade no suprimento de energia e inserção de geração renovável, duas restrições de capacidade mínima são adicionadas ao problema de otimização, uma restrição de Potência Firme (PF) e uma de Energia Firme (EF), previamente apresentadas na seção 3.3.5, página 43. Essas metas são definidas pelo governo do México em seu plano de expansão oficial, o PRODESEN 2018-2032 [35]. O diagrama abaixo apresenta as alternativas considerados para o Estudo de Caso 2.

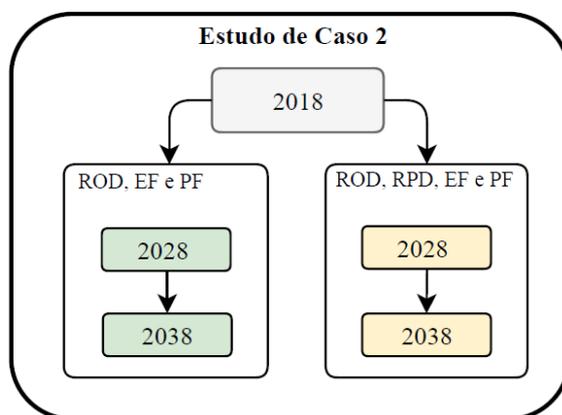


Figura 54 - Cenários de expansão considerados no Caso Sensibilidade

A restrição de PF visa alcançar uma margem de reserva mínima igual a 13% acima da média das cem horas de maior demanda em cada ano do estudo objetivando trazer segurança e confiabilidade no suprimento de energia durante os momentos de maior demanda²⁰, conforme definido no *Mercado para el Balance de Potencia* [44]. A Figura 55 apresenta a meta de PF para cada ano, até 2038.

O cálculo da PF de cada usina existente e candidata a expansão foi feito utilizando a informação presente em [35], página 195, onde estimou-se um fator percentual a ser multiplicado pela potência nominal de cada usina. Essa informação tem como base os geradores em operação entre os anos de 2000 e 2016. A Tabela 9, no Anexo F apresenta esses fatores, por tecnologia.

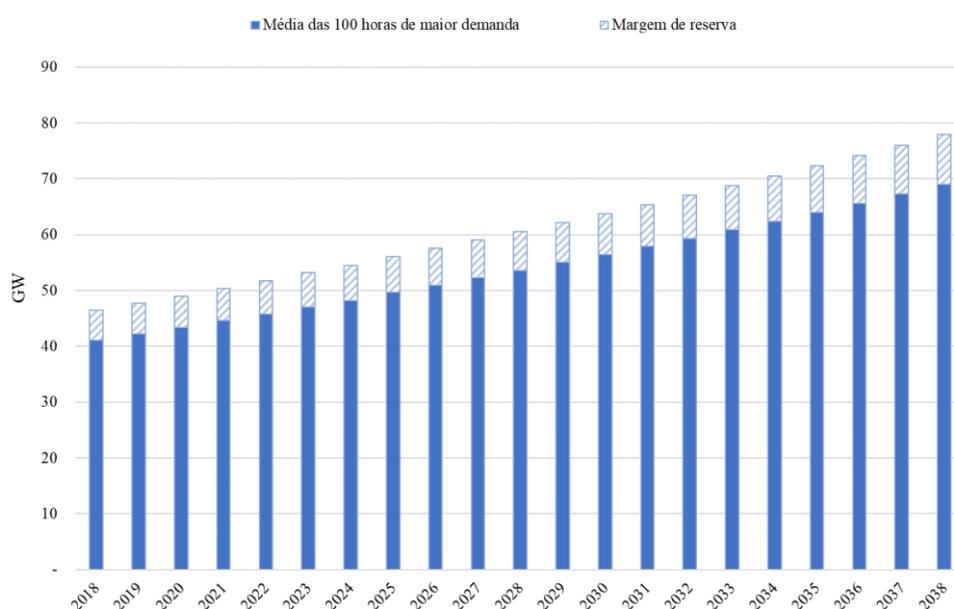


Figura 55 - Metas de margem de reserva utilizadas para o cálculo do requisito de Potência Firme.

Além das metas acima, em documento divulgado em 2016, o governo mexicano estabeleceu como objetivo ter 50% de sua demanda, no ano de 2050, atendida por meio de fontes de energia limpa²¹ [45]. A Figura 56 apresenta essas metas, para alguns anos no futuro.

²⁰ Ressalta-se que essa é uma simplificação de uma metodologia adotada pelo CENACE. Nessa metodologia, é definido um grupo de 100 horas críticas, que são um grupo de horas onde observa-se a menor diferença entre potência disponível e demanda no sistema [44]. Não necessariamente as horas críticas ocorrem nos momentos de maior demanda no ano.

²¹ Segundo a *Ley de Transición Energética (LTE)*, fontes de energia limpa incluem as seguintes tecnologias: qualquer geração baseada em combustíveis fósseis que possuem tecnologia de captura e armazenamento de carbono; hidroeletricidade; energia nuclear; qualquer fonte de energia renovável (eólica, solar, bioenergia, entre outras); cogeração eficiente.



Figura 56 - Metas de percentual de demanda a ser atendida por fontes de energia limpa. Fonte [45].

Assim, calculou-se uma estimativa de geração média, em GW, para cada usina existente e candidata a expansão que se enquadre nesse critério, em cada ano. Para usinas eólicas e SFVs, considerou-se o fator de capacidade da região em que estão alocadas. A Figura 57 apresenta os requisitos de EF mínimos, por ano, dessa restrição, assim como a porcentagem da demanda a ser atendida por geração renovável, em cada ano.

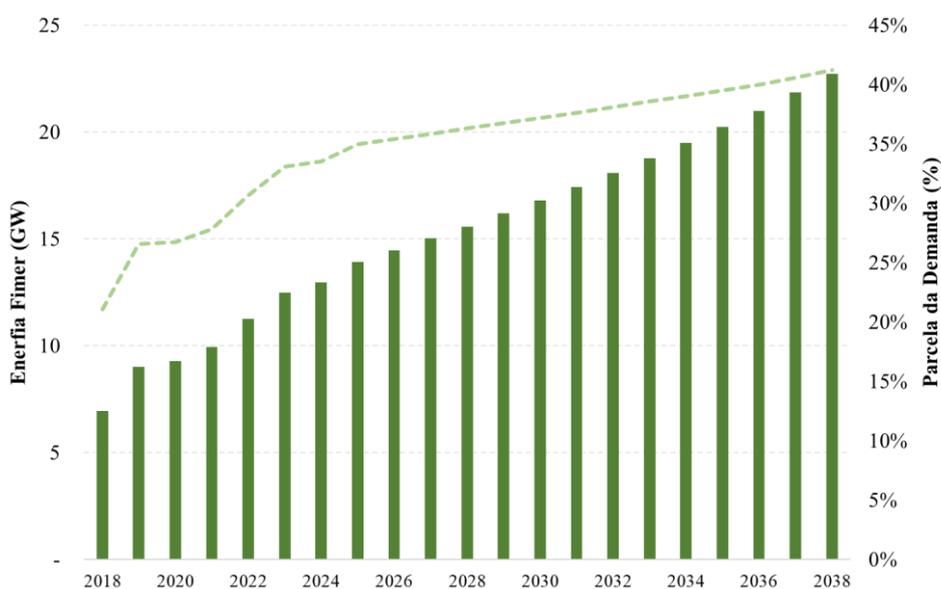


Figura 57 – Metas de geração média para fontes de energia limpa

Ao introduzir as duas restrições ao problema de otimização, o primeiro fato a ser destacado é o aumento de capacidade instalada no sistema, sobretudo ao final do horizonte de estudo, sendo 5% maior nas duas alternativas de expansão quando comparadas com o Estudo de Caso 1

Outro ponto a ser ressaltado é o aumento da quantidade de capacidade instalada das usinas a gás natural. A principal motivação para isso é a introdução da restrição de PF. Como as usinas eólicas e SFVs apresentam um valor baixo de PF (15% e 3% de sua potência nominal, respectivamente) se comparado às usinas termelétricas, o modelo é “forçado” a investir nessas usinas, calculando um plano com os menores custos de expansão dentro dessa nova realidade. A Figura 58 apresenta uma comparação da

composição da matriz de geração, para as duas alternativas de expansão do Estudo de Caso 2.

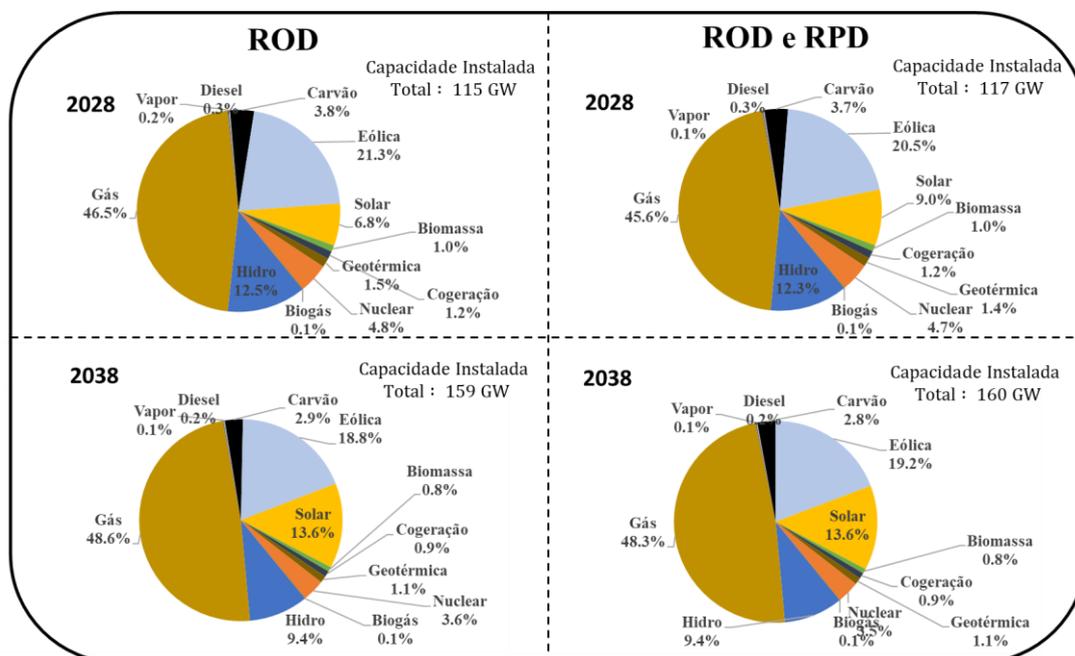


Figura 58 - Comparação da matriz de geração para cada um dos anos de corte e alternativas de expansão do Estudo de Caso 2

A comparação da expansão de fontes intermitentes entre os dois casos pode fornecer um indicativo de sua competitividade econômica. No Estudo de Caso 1, por não contar com as restrições de EF, o modelo optava por investir nessas usinas por critérios econômicos, uma vez que eram a tecnologia de menor custo nivelado disponível. Já no Estudo de Caso 2, além do critério econômico, o modelo deve investir em determinada quantidade de capacidade instalada dessas usinas, com o objetivo de alcançar as metas de geração apresentadas na Figura 57, mesmo que isso não seja a decisão de menor custo para o sistema.

A análise da Figura 59 mostra que, no caso das SVFs, há menor inserção no segundo estudo de caso. O principal motivo para isso é o baixo fator de capacidade das usinas SFVs, se comparado às usinas eólicas. Como o modelo deve cumprir uma meta de geração a cada ano e essas usinas tem maior custo de investimento do que as eólicas em 2028 e um custo muito semelhante em 2038, a decisão ótima nesse ambiente é aportar a maior parte do investimento em usinas eólicas devido a seu maior potencial de geração de energia.

Sobre a inserção eólica, destaca-se a competitividade dessa fonte no sistema mexicano no longo prazo quando há requisito de RPD. Isso pode ser verificado ao

constatar que mesmo quando não havia restrições de EF, o modelo optava por investir em quantidade muito semelhante de capacidade instalada dessa tecnologia, em 2038.

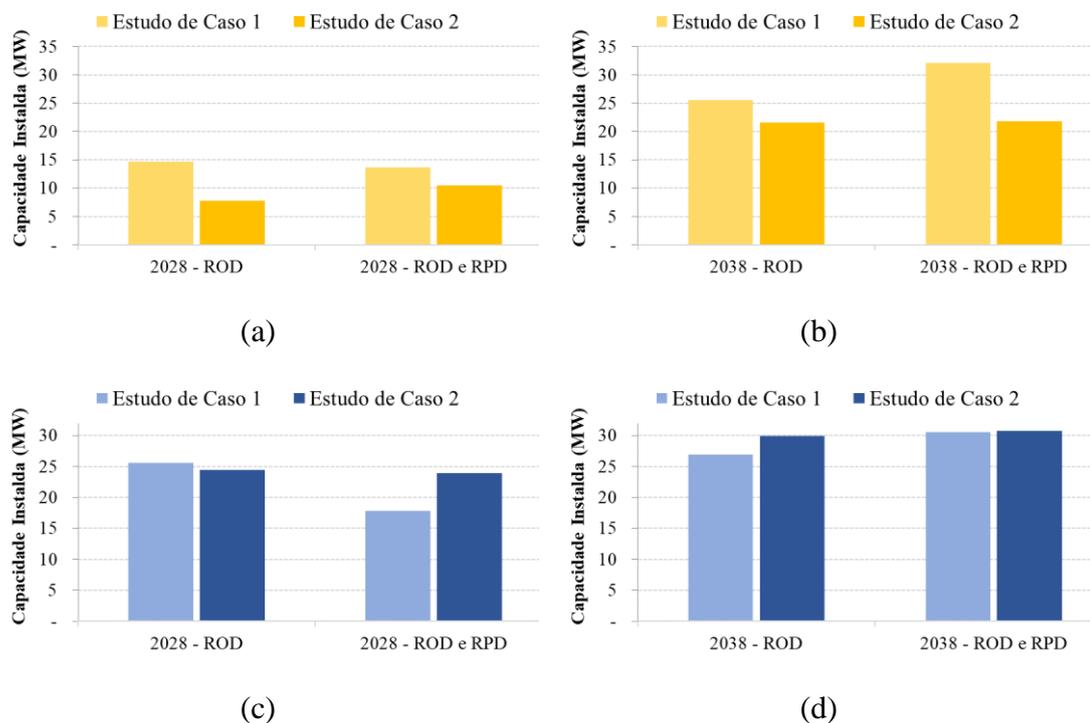


Figura 59 - Comparação entre as adições de SFVs, (a) e (b) e eólicas, (c) e (d), nos dois estudos de caso

Em relação à expansão por tecnologia, a Figura 60 mostra que não há uma mudança significativa com relação aos montantes de capacidade instalada entre as duas alternativas de expansão.

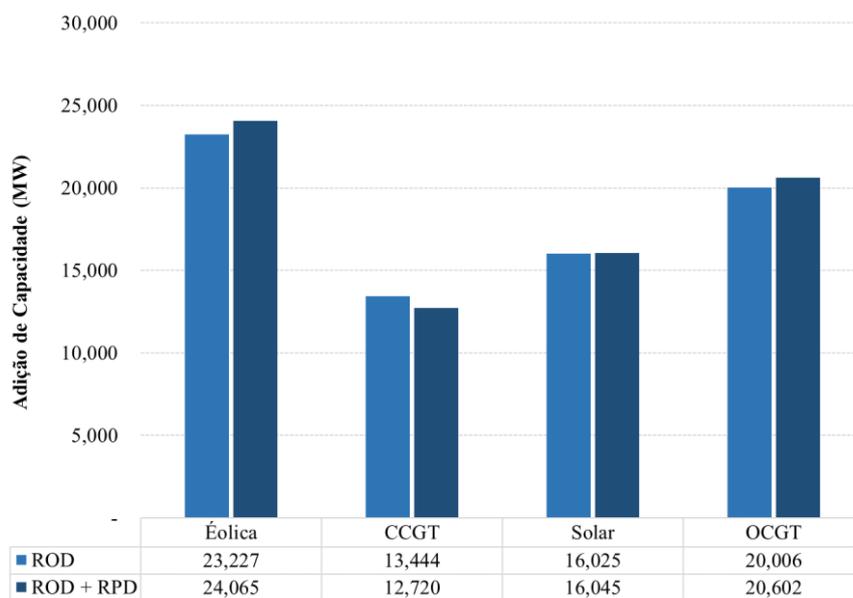


Figura 60 - Expansão total por tecnologia no EC 2 até o ano de corte 2038.

No entanto, a introdução do requisito de RPD faz com que o modelo redistribua as usinas *OCGT* entre as regiões, situação apresentada na Figura 61. Na alternativa de expansão com ROD a maior concentração dessas usinas estava em Oriental, na região de transmissão 37 (Coatzacoalcos), com aproximadamente 7500 MW instalados. No caso ROD e RPD, o modelo opta por investir em montante semelhante a esse (aproximadamente 7800 MW), mas em Noreste, devido à combinação de inserção eólica e SFV dessa região. A região de transmissão escolhida pelo modelo para alocar as usinas foi a 19 (Huasteca), um ponto estratégico, pois a partir dele é possível exportar energia tanto para *Occidental*, quanto para Oriental, conforme já apresentado na Figura 47 do Estudo de Caso 1.

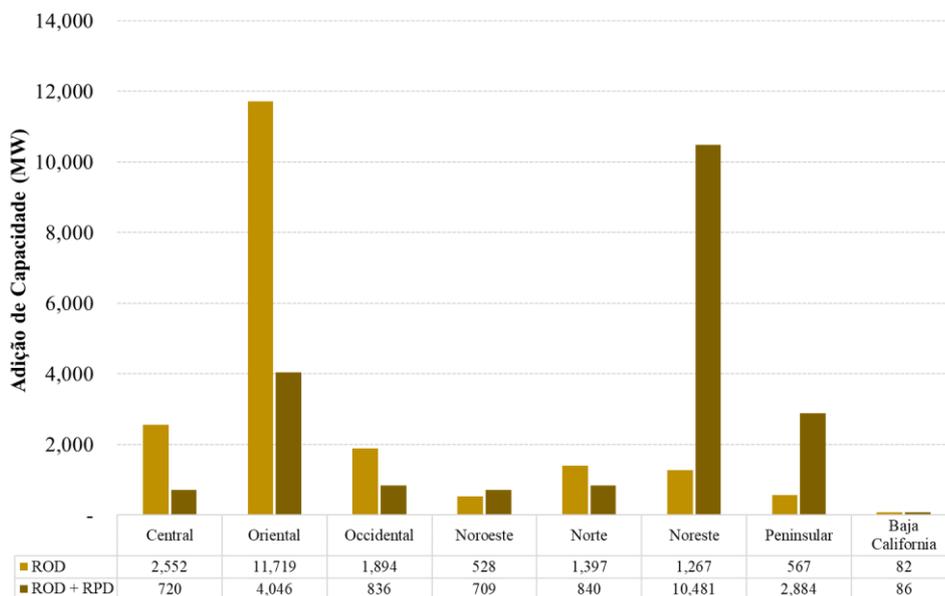
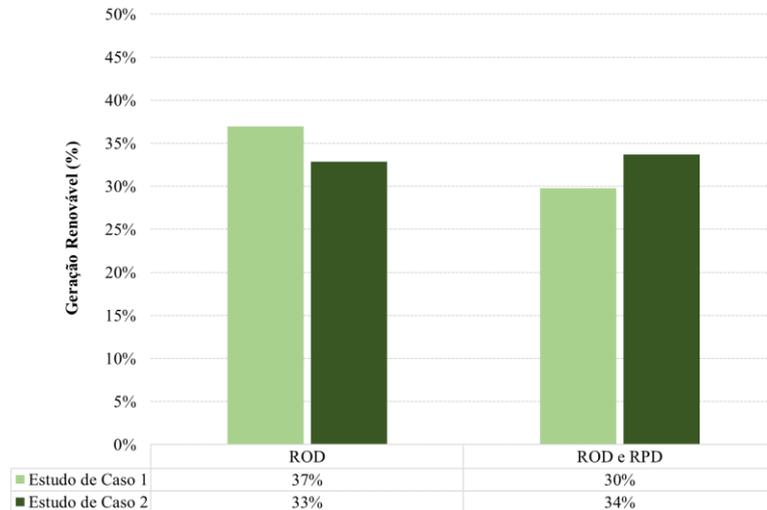


Figura 61 - Expansão *OCGT* no EC 2, por região de controle.

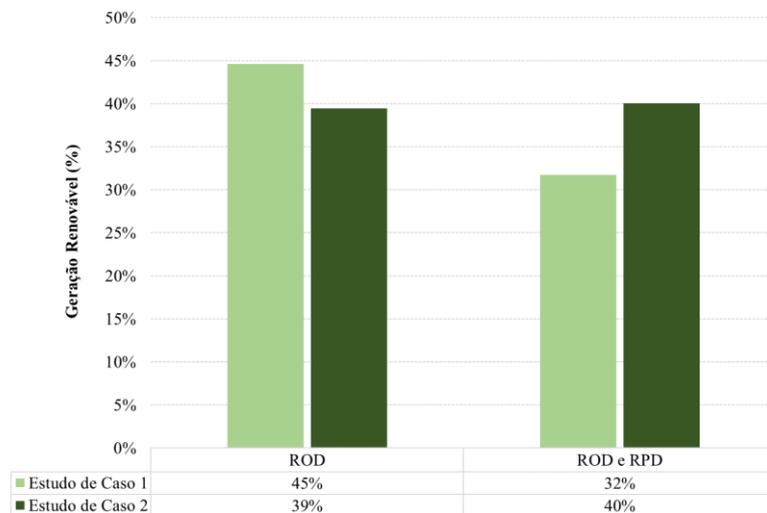
Conforme apresentado na Figura 57, as metas de geração renovável para 2028 e 2038 são iguais a 36% e 41% da demanda do sistema, respectivamente. No Estudo de Caso 1, na alternativa de expansão em que há apenas o requisito de ROD, nota-se que por razões econômicas o plano resultante apresenta uma geração renovável superior à meta traçada, em ambos os anos, com atendimento igual a 45% da demanda em 2038. No entanto, conforme explicado anteriormente, o modelo calcula um plano com menor inserção renovável quando o requisito de RPD é considerado. Portanto, nessa alternativa de expansão, quando não há restrições de EF, o plano resultante não é capaz de atender a meta em nenhum dos anos.

Ao introduzir as restrições de EF, nota-se que o modelo ainda não é capaz de atingir a meta, porém fica muito próximo do resultado almejado, sobretudo ao final do

horizonte, com 39% de geração limpa para o caso ROD e 40% para o caso ROD e RPD. O motivo disso pode ser explicado pela forma como as restrições foram calculadas, ao se basearem em uma estimativa de geração média das usinas renováveis ao longo do ano. A Figura 62 apresenta uma comparação do atendimento percentual de demanda via fontes limpas, para os dois estudos de caso.



(a)



(b)

Figura 62 - Comparação do atendimento à demanda para as duas alternativas de expansão e para os dois estudos de caso no ano de 2028 (a) e 2038 (b)

Ao analisar os custos das duas alternativas de expansão, não se percebe diferenças significativas. Como o modelo deve atender às restrições de PF e EF, que são baseadas na projeção de demanda sistema, o fato de haver uma reserva operativa além da ROD apenas muda a alocação geográfica de algumas usinas.

Isso acaba por não impactar o montante de capacidade adicionada ao sistema quando há a restrição de RPD, como observado anteriormente no Estudo de Caso 1, onde

o modelo tinha a liberdade de reduzir o montante de fontes intermitentes de forma que não houvesse um aumento expressivo dos custos de expansão em relação ao caso com ROD apenas. A Figura 63 apresenta a comparação dos custos de expansão para as duas alternativas discutidas no Estudo de Caso 2.

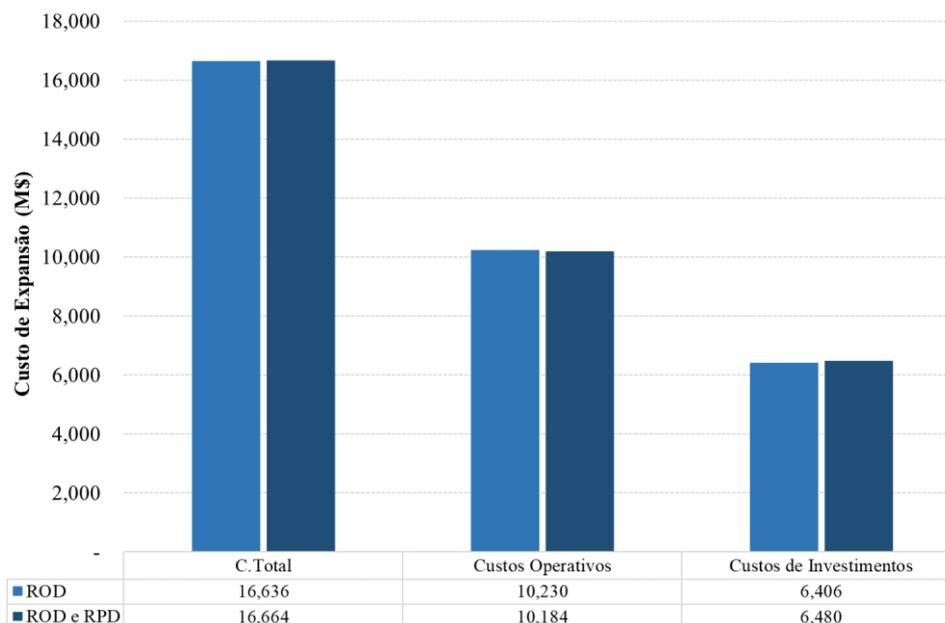


Figura 63 - Comparação dos custos de expansão para as duas alternativas apresentadas no EC 2

Por fim, uma comparação dos custos de expansão, para as duas alternativas apresentadas em cada estudo de caso foi realizada. Esse cálculo mostrou que quando não há restrições de capacidade firme, os custos de expansão tendem a ser mais elevados no caso com RPD, sobretudo os custos operativos. Porém, quando essas restrições estão presentes no modelo de otimização, não se observou uma diferença significativa nos custos de expansão do sistema.

Além disso, comparando os custos dos dois estudos de caso, observa-se uma diferença que pode ser definida como o custo das metas pré-estabelecidas pelo planejador do sistema local. Assim, cabe ao planejador do sistema o ajuste dessas metas de forma que, além de factíveis de serem cumpridas dentro da realidade econômica e social de cada país, seja possível manter qualidade e confiabilidade no suprimento de energia fazendo o possível para minimizar os custos de expansão para a sociedade. A Tabela 4 apresenta um resumo da média dos custos de expansão para os dois estudos de caso.

Tabela 4 - Comparação dos custos de expansão entre EC1 e EC2

Alternativas de Expansão	Investimento (M\$)	Operação (M\$)	Total (M\$)
ROD – EC 1	5,935	9,203	15,138
ROD e RPD - EC 1	5,839	9,742	15,580
ROD - EC 2	6,406	10,230	16,636
ROD e RPD – EC 2	6,480	10,184	16,664

Capítulo 6

Conclusões

6.1 – Considerações Finais

O objetivo deste trabalho foi apresentar um modelo de otimização aplicado ao planejamento de expansão da geração. Nesse modelo, um requisito de Reserva Probabilística Dinâmica (RPD) foi considerado como forma de calcular um plano ótimo de expansão capaz de capturar os efeitos que a variabilidade e incerteza inerentes à geração intermitente causam na oferta de energia de um sistema elétrico de potência.

Com o intuito de demonstrar a aplicação do modelo, dois estudos de caso envolvendo o sistema mexicano foram realizados, tendo como alvo dois anos de corte (2028 e 2038) onde uma parcela significativa do mercado fosse atendida por meio de fontes intermitentes.

No Estudo de Caso 1 o modelo foi empregado no cálculo de duas alternativas de expansão, a primeira apenas considerando a reserva operativa calculada como uma parcela da demanda e a segunda onde foi adicionado o requisito de RPD. Observou-se que ao considerar a variabilidade na oferta devido às fontes intermitentes, o modelo deve adaptar o plano de expansão, de forma a acomodar essas usinas no sistema, sem aumentar os custos de expansão demasiadamente. As análises dos resultados mostraram que o modelo reduz o montante de capacidade de fontes intermitentes adicionado ao sistema, quando comparado ao caso em que não há RPD, além de redistribuir as usinas despacháveis geograficamente, de forma a atender a esse novo requisito ao menor custo possível.

Também foi observado que houve mudança na expansão do sistema de transmissão, pois ao calcular o plano de expansão ótimo com RPD e realocar as usinas despacháveis geograficamente, o modelo pode calcular uma solução ótima que mude o perfil de importação/exportação de energia de uma região.

No Estudo de Caso 2 foi calculado um plano de expansão que reflete as metas de segurança de suprimento e geração renovável vigentes no sistema simulado. Além das mudanças acima discutidas, foi demonstrado a competitividade das usinas eólicas no longo prazo, uma vez que a inserção dessas fontes no Estudo de Caso 1 (sem restrições

de capacidade) foi muito semelhante ao que foi observado no Estudo de Caso 2 (com restrições de capacidade).

6.2 – Trabalhos Futuros

Na metodologia apresentada neste trabalho, a reserva referente à variabilidade da demanda é tratada de maneira separada da reserva referente à variabilidade causada pela intermitência das fontes renováveis não convencionais. Sugere-se como trabalho futuro a modificação da restrição de RPD para incorporar a variabilidade inerente à demanda líquida a ser atendida pelas fontes despacháveis do sistema.

Ao invés de tratar a reserva referente à demanda de maneira separada e determinística, nessa proposta de modificação da metodologia, o erro de previsão deve considerar também a variabilidade da demanda líquida, ao calcular um perfil de demanda para cada estação, tratada nesse caso de maneira estocástica. Como forma de ilustrar o conceito, uma modificação ao diagrama da Figura 26 pode ser realizada, conforme apresentado na Figura 64.

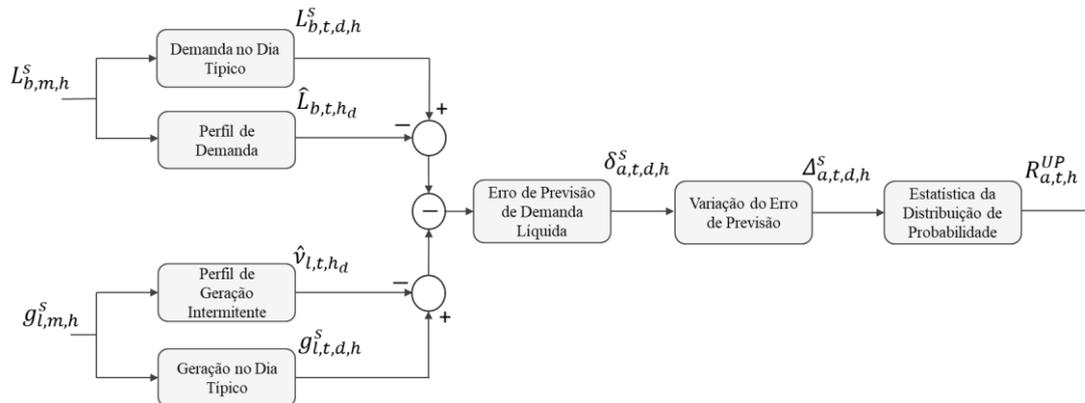


Figura 64 - Sugestão de mudança metodológica no cálculo da Reserva Probabilística Dinâmica

Outra sugestão de trabalho futuro é utilizar o resultado da expansão ótima calculada pelo modelo para realizar estudos de estabilidade dinâmica. O objetivo é entender como a inserção de fontes intermitentes pode afetar a estabilidade do sistema e qual a porcentagem dessa inserção o sistema em estudo tem capacidade de absorver, sem ter problemas associados à redução de inércia ou à regulação de frequência.

Na metodologia sugerida, deve-se calcular um plano de expansão ótimo com o modelo de otimização da expansão, e com esse plano, simular algumas situações de contingência no sistema ou momentos em que a geração intermitente corresponda a uma parcela muito elevada da demanda. Caso problemas de estabilidade sejam observados,

uma restrição de capacidade mínima/máxima deve ser adicionada ao modelo de expansão, de forma que um novo plano ótimo deve ser calculado visando atender a essa realidade. Os impactos em termos de restrições a serem incorporadas no modelo de expansão que capturem estes efeitos vistos nos estudos elétricos seriam o maior produto deste trabalho.

Por fim, sugere-se um estudo que contemple os efeitos de se considerar tecnologias de armazenamento de energia na expansão do sistema. O objetivo é entender como essas tecnologias influenciam na inserção de fontes intermitentes, visto seu potencial em deslocar energia entre um instante com muita oferta e baixa demanda (e/ou restrições de escoamento de energia no sistema de transmissão) para situações críticas de suprimento, além das contribuições que essas tecnologias poderiam aportar para a reserva operativa e os consequentes impactos no plano ótimo de expansão contemplando RPD.

Referências Bibliográficas

- [1] International Energy Agency (IEA), “Renewables 2017 Market Report”, IEA, Londres, 2017.
- [2] International Renewable Energy Agency (IRENA), “Power Costs”, IRENA, 2018.
- [3] National Renewable Energy Laboratory (NREL), “NREL 2018 Annual Technology Baseline”, NREL, Washington, 2018.
- [4] J. Deign, “Green Tech Media”, 21 November 2017. [Online]. Disponível em: https://www.greentechmedia.com/articles/read/mexico-auction-bids-lowest-solar-wind-price-on-the-planet#gs.n_hPFHU. [Acesso em 03 04 2018].
- [5] W. Freire, “Canal Energia”, 18 Dezembro 2017. [Online]. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53045554/dominado-por-solar-leilao-a-4-termina-com-contratacao-de-2287-mw-medios>. [Acesso em 03 04 2018].
- [6] J. L. Sawin, Renewable 2017 – “Global Status Report, REN21 Secretariat”, Paris, 2017.
- [7] European Parliament, “Council of the European Union”, *Directive 2009/28/EC*, Bruxelas, 2009.
- [8] Sandbag e Agora Energiewende, “The European Power in 2017”, Sandbag e Agora Energiewende, Londres e Berlin, 2018.
- [9] Federal Ministry for Ministry of Affairs, “Making a success of the energy transition”, BMWi, Berlim, 2015.
- [10] AGEE, “Energy Charts”, 02 Maio 2018. [Online]. Disponível em: https://www.energy-charts.de/power_inst.htm?year=all&period=annual&type=inc_dec. [Acesso em 25 05 2018].
- [11] Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), “Boletim Mensal de Geração Solar”, ONS, Rio de Janeiro, 2018.
- [12] Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), “Boletim Mensal de Geração Eólica”, ONS, Rio de Janeiro, 2018.
- [13] M. Godoi, “Brazil Windpower”, 07 Agosto 2017. [Online]. Disponível em: <http://www2.ctee.com.br/brazilwindpower/2016/zpublisher/materia/?url=fonte-eolica-ganha-modelo-de-previs-o-de-gerac-o-com-mais-de-90-de-acerto-20170807>. [Acesso em 11 05 2018].
- [14] CAISO, “California ISSO”, 10 Junho 2018. [Online]. Disponível em: <http://www.caiso.com/TodaysOutlook/Pages/default.aspx>. [Acesso em 29 Junho 2018].
- [15] International Renewable Energy Agency (IRENA), “Planning for the Renewable Future”, IRENA, 2018.
- [16] I. Pyc, “Erneuerbare Energie braucht flexible - Szenarien bis 2020”, VDE, 2012.
- [17] International Energy Agency, “The Power of Transformation”, IEA, Paris, 2014.
- [18] International Renewable Energy Agency (IRENA), “Planning for the Renewable Future”, IRENA, 2017.

- [19] P. Kundur, “Power System Estability and Control”, California: McGraw-Hill, 1994.
- [20] M. Milligan, “Operating Reserves and Wind Power Integration: An International Comparison”, em *9th International Workshop on large-scale integration of wind power into power systems*, Québec, 2010.
- [21] E. Ela, “Operating Reserves and Variable Generation”, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, Colorado, 2011.
- [22] EirGrid, “Annual Renewable Energy Constraint and Curtailment Report”, EirGrid, Dublin, 2017.
- [23] Y. Ma, “Virtual Synchronous Generator Control of Full Converter Wind Turbines With Short-Term Energy Storage”, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, pp. 8821 - 8831, 13 Abril 2017.
- [24] O. Anaya-Lara, “Contribution of DFIG-based wind farms to power system short-term frequency regulation”, *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, pp. 164 - 170, 2006.
- [25] J. Brisebois, “Wind Farm Inertia Emulation to Fulfill Hydro-Québec's specific need”, em *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Detroit, 2011.
- [26] X. V. Filho, “Operação de Sistemas de Potência com Controle Automático de Geração”, Rio de Janeiro: Editora Campus, 1984.
- [27] T. C. César, “Expansão da Geração via Leilões Considerando o Custo Marginal de Operação Obtido Levando em Conta Aversão ao Risco”, PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2015.
- [28] R. Hemmit, “Comprehensive review of generation and transmission expansion planning”, *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 7, pp. 955-964, 2013.
- [29] S. Pineda, “Chronological time-period clustering for optimal capacity expansion planning with storage”, *IEEE Power & Energy Society*, pp. 1-1, 2018.
- [30] N. E.Koltsaklis, “A multi-period, multi-regional generation expansion planning model incorporating unit commitment constraints”, *Applied Energy*, pp. 310-331, 2015.
- [31] Y. Dvorkin, “Ensuring Profitability of Energy Storage”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, n° 1, pp. 611-623, 2016.
- [32] H. Holttinenn, “Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power”, International Energy Agency (IEA), Helsinki, 2009.
- [33] G. R. Pudaruth, “Capacity Credit Evaluation: A literature Review”, em *2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, Nanjing, 2008.
- [34] “Banco Mundial”, 2018. [Online]. Disponível em: <https://datos.bancomundial.org/pais/mexico?view=chart>. [Acesso em 31 Julho 2018].
- [35] Secretaría de Energía, “Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional” (PRODESEN), SENER, Cidade do México, 2018.

- [36] Centro Nacional de Control de Energía, “Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista”, CENACE, Cidade do México, 2017.
- [37] Centro Nacional de Control de Energía, “Diagramas Unifilares del Sistema Eléctrico Nacional 2017-2022”, CENACE, Cidade do México, 2018.
- [38] “Centro de Control de Energía (CENACE)”, 04 2018. [Online]. Disponível em: <https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-33462>. [Acesso em 05 06 2018].
- [39] PSR, “Manual do Usuário”, PSR, Rio de Janeiro, 2016.
- [40] “Lazard’s Levelized Cost Of Energy Analysis”, Lazard, Nova Orleães, 2017.
- [41] Banco Mundial, “World Bank Commodities Price Forecast”, Banco Mundial, Washington, 2018.
- [42] Asociación Mexicana de Energía, “El Potencial Eólico Mexicano”, AMDEE, Cidade do México, 2012.
- [43] Forbes, “Forbes”, 06 Agosto 2017. [Online]. Disponível em: <https://www.forbes.com.mx/energia-solar-fotovoltaica/>. [Acesso em 10 Junho 2018].
- [44] Cenace, “Mercado para el Balance de Potencia”, CENACE, Cidade do México, 2016.
- [45] SENER, “Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios”, SENER, Cidade do México, 2016.
- [46] Bloomberg, “New Energy Outlook 2018”, Bloomberg, 2018.
- [47] D. A. Gandelman, “Uma Metodologia para Expansão do Sistema Elétrico Brasileiro Considerando Incertezas”, *COPPE*, Março 2015.
- [48] Advancing Reanalyses, R²eanalyses.org”, 6 Junho 2010. [Online]. Disponível em: <https://reanalyses.org/>. [Acesso em 30 Julho 2018].
- [49] M. V. Pereira, “Stochastic Optimization of a Multireservoir Hydroelectric System: a Decomposition Approach”, *Water Resources Research*, vol. 21, p. 6, 1985.
- [50] EUETS, “Emission-EUETS”, Agosto 2018. [Online]. Disponível em: <https://www.emissions-euets.com/internal-electricity-market-glossary/794-frequency-restoration-reserve-frr>. [Acesso em 10 Agosto 2018].
- [51] C. Morris, “The German Energiewende Book”, Berlim, Heinrich Böll Foundation, 2016

Anexo A – Formulação do Modelo de Otimização da Expansão de Sistemas Elétricos

Lista de Símbolos

Dados de Entrada

- p_s : Probabilidade associada ao cenário s
 D_d^t : Duração do dia típico, em dias
 TR : Taxa de desconto, em %
 \bar{G}_j : Geração máxima da termoeletrica j , em MW
 \underline{G}_j : Geração mínima da termoeletrica j , em MW
 c_j : Custo de geração da termoeletrica j , em MW
 sc_j : Custo para acionar a termoeletrica j , em \$
 c_i : Custo de O&M da hidroeletrica i , em \$
 $c_{\delta v_{i,t}}$: Custo da penalidade de violação do volume mínimo, em \$
 $c_{\delta u_{i,t}}$: Custo da penalidade de violação do turbinamento mínimo, em \$
 $c_{\delta us_{i,t}}$: Custo da penalidade de violação da defluência mínima, em \$
 $c_{\delta r_a}$: Custo de violação da reserva, em \$
 c_ψ : Custo de déficit, em \$
 I_j : Custo de investimento da termoeletrica j , em \$
 I_i : Custo de investimento da hidrelétrica i , em \$
 I_l : Custo de investimento da usina renovável l , em \$
 I_k : Custo de investimento da interconexão k , em \$
 Δr_j^{up} : Máxima variação em que uma termoeletrica pode aumentar sua geração, em MW/min
 Δr_j^{down} : Máxima variação em que uma termoeletrica pode reduzir sua geração, em MW/min
 ρ_i : fator de produção médio associado à usina hidrelétrica i , $MW/m^3/s$
 \bar{V}_i : volume máximo do reservatório da usina hidrelétrica i , em Hm^3
 \bar{U}_i : turbinamento máximo da usina hidrelétrica i , em m^3/s
 US_i : Defluência mínima associada a hidrelétrica i , em m^3/s
 $\hat{e}_{l,t,d,h}^s$: fator de capacidade associado à usina renovável l , em $p.u$
 \bar{G}_l : Geração máxima da usina renovável l , em MW
 \bar{F}_k^+ : Fluxo máximo na interconexão k , no sentido positivo, em MW
 \bar{F}_k^- : Fluxo máximo na interconexão k , no sentido negativo, em MW
 $L_{b,t,d,h}^s$: Demanda na barra b , em MW
 $PF_{j,\tau}$: Potência firme da termoeletrica j , em MW
 $PF_{i,\tau}$: Potência firme da hidrelétrica i , em MW
 $PF_{l,\tau}$: Potência firme da usina renovável l , em MW
 $EF_{j,\tau}$: Energia firme da termoeletrica j , em MW
 $EF_{i,\tau}$: Energia firme da hidrelétrica i , em MW

$EF_{l,\tau}$: Energia firme da usina renovável l , em MW
 $\overline{PF}_{\max\tau}$: Requisito de Potência Firme máximo, em MW
 $\overline{PF}_{\min\tau}$: Requisito de Potência Firme mínimo, em MW
 $\overline{EF}_{\max\tau}$: Requisito de Energia Firme máximo em MW
 $\overline{EF}_{\min\tau}$: Requisito de Energia Firme mínimo, em MW
 \hat{L}_{b,t,h_d} : Perfil de demanda total da barra b , na estação t , em MW
 \hat{v}_{l,t,h_d} : Perfil de geração da usina renovável l , na estação t , em MW

Índices

a : Área
 t : Estação
 m : Mês
 d : Dia típico
 h : Hora
 τ : Indexa o ano de estudo
 s : Cenário
 j : Termoelétrica
 i : Hidrelétrica
 l : Usina renovável
 k : Interconexão
 ξ : Usina hidrelétrica a montante

Conjuntos

J : Termoelétricas existentes e candidatas
 J_x : Termoelétricas candidatas
 I : Hidrelétricas existentes e candidatas
 I_x : Hidrelétricas candidatas
 L : Usinas renováveis existentes e candidatas
 L_x : Usinas renováveis candidatas
 K : Interconexões existentes e candidatas
 K_x : Interconexões candidatas
 T_t : Número de meses que pertencem a estação t
 H_{h_d} : Número de horas do mês que pertencem a hora do dia h_d
 S : Cenários
 T : Horizonte de estudo
 U_i : Usinas hidrelétricas a montante da hidrelétrica i

Variáveis de decisão

$x_{j,\tau}$: Variável de investimento da termoelétrica j
 $x_{i,\tau}$: Variável de investimento da hidrelétrica i
 $x_{l,\tau}$: Variável de investimento da usina renovável l
 $x_{k,\tau}$: Variável de investimento da interconexão k
 $g_{j,t,d,h}^s$: Geração da termoelétrica j
 $g_{i,t,d,h}^s$: Geração da hidrelétrica i
 $\delta v_{i,t}^s$: Violação do volume mínimo da hidrelétrica i
 $\delta u_{i,t}^s$: Violação do turbinamento mínimo da hidrelétrica i

$\delta us_{i,t}^S$: Violação da defluência mínima da hidrelétrica i
 $\Psi_{b,t,d,h}^S$: Déficit, em MW
 $\gamma_{j,t,d,h}^S$: Variável que indica os momentos em que a usina termoeletrica j está sendo despachada
 $st_{j,t,d,h}^S$: Decisão do momento em que a termoeletrica j deve ser acionada
 $v_{i,t}^S$: Vertimento da usina hidrelétrica i , em Hm^3
 $u_{i,t}^S$: Turbinamento da usina hidrelétrica i , em m^3/s
 $s_{i,t}^S$: Vertimento da usina hidrelétrica i , em m^3/s
 $f_{k,t,d,h}^{+S}$: Fluxo na direção positiva da interconexão k , em MW
 $f_{k,t,d,h}^{-S}$: Fluxo na direção negativa da interconexão k , em MW
 $\delta_{a,t,d,h}^S$: Erro de previsão de demanda líquida, em MW
 $\Delta_{a,t,d,h}^S$: Variação do erro de previsão de demanda líquida, em MW
 $R_{a,t,h}^{UP}$: Requisito de Reserva Probabilística Dinâmica, em MW
 $r_{j,t,d,h}^S$: Despacho da termoeletrica j para atendimento do requisito de reserva, em MW
 $r_{i,t,d,h}^S$: Despacho hidrelétrico i para atendimento do requisito de reserva, em MW
 $\delta r_{a,t,d,h}^S$: Variável *slack* de reserva, equivalente a um “déficit de reserva”, em MW

Formulação Completa

Função Objetivo

$$\begin{aligned}
Z_\tau = \min & \sum_{t,d,h,s} \frac{p_s D_d^t}{(1+TR)^{t-1}} \left[\sum_{j \in J} (c_j g_{j,t,d,h}^s + s c_j s t_{j,t,d,h}^s) + \sum_{i \in H} c_i g_{i,t,d,h}^s \right] \\
& + \sum_{t,d,s} \frac{p_s D_d^t}{(1+TR)^{t-1}} \left[\sum_{i \in H} c_{\delta v_{i,t}} \delta v_{i,t}^s + c_{\delta u_{i,t}} \delta u_{i,t}^s + c_{\delta us_{i,t}} \delta us_{i,t}^s \right] \\
& + \sum_{a,t,d,h,s} \frac{p_s D_d^t}{(1+TR)^{t-1}} c_{\delta r_a} \delta r_{a,t,d,h}^s \\
& + \sum_{b,t,d,h,s} \frac{p_s D_d^t}{(1+TR)^{t-1}} c_\psi \Psi_{b,t,d,h}^s \\
& + \sum_{j \in J_x} I_j x_{j,\tau} + \sum_{j \in J_x} I_i x_{i,\tau} + \sum_{j \in J_x} I_l x_{l,\tau} + \sum_{k \in K_x} I_k x_{k,\tau} \quad \forall \tau \quad (A.1)
\end{aligned}$$

Sujeito a:

1) Representação do Sistema de Geração

Usinas Termoeletricas

$$\underline{G}_j \gamma_{j,t,d,h}^s x_{j,\tau} \leq g_{j,t,d,h}^s \leq \bar{G}_j \gamma_{j,t,d,h}^s x_{j,\tau} \quad \forall j, t, d, h, s \quad (A.2)$$

$$s t_{j,t,d,h}^s \geq \gamma_{j,t,d,h}^s - \gamma_{j,t,d,h-1}^s \quad \forall j, t, d, h, s \quad (A.3)$$

$$\gamma_{j,t,d,h}^s \leq x_{j,\tau} \quad \forall j, t, d, h, s \quad (A.4)$$

$$g_{j,t,d,h+1}^s - g_{j,t,d,h}^s \leq \Delta r_j^{up} \quad \forall j, t, d, h, s \quad (A.5)$$

$$g_{j,t,d,h}^s - g_{j,t,d,h+1}^s \leq \Delta r_j^{down} \quad \forall j, t, d, h, s \quad (A.6)$$

Usinas Hidrelétricas

$$v_{i,t+1}^s = v_{i,t}^s + a_{i,t}^s - (u_{i,t}^s + s_{i,t}^s) + \sum_{\xi \in U_i} (u_{\xi,t}^s + s_{\xi,t}^s) \quad \forall i, t, s \quad (A.7)$$

$$v_{i,T}^s = v_{i,0}^s \quad \forall i, s \quad (A.8)$$

$$\sum_{t,d,h} D_d^t g_{i,t,d,h}^s = \rho_i u_{i,t}^s \quad \forall i, t, s \quad (A.9)$$

$$v_{i,t}^s \leq \bar{V}_i x_{i,\tau} \quad \forall i, t, s \quad (A.10)$$

$$u_{i,t}^s \leq \bar{U}_i x_{i,\tau} \quad \forall i, t, s \quad (A.11)$$

$$g_{i,t,d,h}^s \leq \bar{G}_i x_{i,\tau} \quad \forall i, t, s \quad (A.12)$$

$$v_{i,t}^s + \delta v_{i,t}^s = \underline{V}_i x_{i,\tau} \quad \forall i, t, s \quad (\text{A.13})$$

$$u_{i,t}^s + \delta u_{i,t}^s = \underline{U}_i x_{i,\tau} \quad \forall i, t, s \quad (\text{A.14})$$

$$u_{i,t}^s + s_{i,t}^s + \delta u s_{i,t}^s = \underline{US}_i x_{i,\tau} \quad \forall i, t, s \quad (\text{A.15})$$

$$\delta u_{i,t}^s \geq 0 \quad \forall i, t, s \quad (\text{A.16})$$

$$\delta v_{i,t}^s \geq 0 \quad \forall i, t, s \quad (\text{A.17})$$

$$\delta u s_{i,t}^s \geq 0 \quad \forall i, t, s \quad (\text{A.18})$$

Usinas Renováveis

$$g_{l,t,d,h}^s \leq \hat{e}_{l,t,d,h}^s \bar{G}_l x_{l,\tau} \quad \forall l, t, d, h, s \quad (\text{A.19})$$

2) Representação do Sistema de Transmissão

Fluxo nas Interconexões

$$f_{k,t,d,h}^{+s} \leq \bar{F}_k^+ x_{k,\tau} \quad \forall k, t, d, h, s \quad (\text{A.20})$$

$$f_{k,t,d,h}^{-s} \leq \bar{F}_k^- x_{k,\tau} \quad \forall k, t, d, h, s \quad (\text{A.21})$$

$$f_{k,t,d,h}^{+s} \geq 0 \quad \forall k, t, d, h, s \quad (\text{A.22})$$

$$f_{k,t,d,h}^{-s} \geq 0 \quad \forall k, t, d, h, s \quad (\text{A.23})$$

3) Balanço Geração/Demanda

$$\begin{aligned} & \sum_{j \in B_j^b} g_{j,t,d,h}^s + \sum_{i \in B_i^b} g_{i,t,d,h}^s + \sum_{l \in B_l^b} g_{l,t,d,h}^s + \sum_{k \in B_{to}^b} (f_{k,t,d,h}^{+s} - f_{k,t,d,h}^{-s}) - \\ & \sum_{k \in B_{from}^b} (f_{k,t,d,h}^{+s} + f_{k,t,d,h}^{-s}) + \Psi_{b,t,d,h}^s = L_{b,t,d,h}^s \quad \forall b, t, d, h, s \end{aligned} \quad (\text{A.24})$$

4) Restrições de Capacidade Mínima e Máxima

Restrição de Potência Firme

$$\sum_{j \in J} PF_{j,\tau} x_{j,\tau} + \sum_{i \in H} PF_{i,\tau} x_{i,\tau} + \sum_{l \in L} PF_{l,\tau} x_{l,\tau} \leq \overline{PF}_{max_\tau} \quad (\text{A.25})$$

$$\sum_{j \in J} PF_{j,\tau} x_{j,\tau} + \sum_{i \in H} PF_{i,\tau} x_{i,\tau} + \sum_{l \in L} PF_{l,\tau} x_{l,\tau} \geq \overline{PF}_{min_\tau} \quad (\text{A.26})$$

Restrição de Energia Firme

$$\sum_{j \in J} EF_{j,\tau} x_{j,\tau} + \sum_{i \in H} EF_{i,\tau} x_{i,\tau} + \sum_{l \in L} EF_{l,\tau} x_{l,\tau} \leq \overline{EF}_{max_\tau} \quad (\text{A.27})$$

$$\sum_{j \in J} EF_{j,\tau} x_{j,\tau} + \sum_{i \in H} EF_{i,\tau} x_{i,\tau} + \sum_{l \in L} EF_{l,\tau} x_{l,\tau} \geq \overline{EF}_{min_\tau} \quad (\text{A.28})$$

5) Restrição Investimento

$$x_{j,\tau} \geq x_{j,\tau-1} \quad \forall j \in J_x \quad (A.29)$$

$$x_{i,\tau} \geq x_{i,\tau-1} \quad \forall i \in H_x \quad (A.30)$$

$$x_{l,\tau} \geq x_{l,\tau-1} \quad \forall l \in L_x \quad (A.31)$$

6) Restrições de Reserva

$$g_{j,t,d,h}^s + r_{j,t,d,h}^s \leq \bar{G}_j x_{j,\tau} \quad \forall j, t, d, h, s \quad (A.32)$$

$$g_{i,t,d,h}^s + r_{i,t,d,h}^s \leq \bar{G}_i x_{i,\tau} \quad \forall i, t, d, h, s \quad (A.33)$$

$$\hat{v}_{l,t,h_d} = \frac{1}{|T_t| |H_{h_d}| |S|} \sum_{m \in T_t} \sum_{h \in H_{h_d}} \sum_{s \in S} g_{l,m,h}^s \quad \forall l, m, h \quad (A.34)$$

$$\delta_{a,t,d,h}^s = \sum_{l \in A_t^a} (g_{l,t,d,h}^s - \hat{v}_{l,t,h}) x_{l,\tau} \quad \forall a, t, d, h, s \quad (A.35)$$

$$\Delta_{a,t,d,h}^s \geq \delta_{a,t,d,h}^s - \delta_{a,t,d,h-1}^s \quad \forall a, t, d, h, s \quad (A.36)$$

$$R_{a,t,h}^{UP} \geq \Delta_{a,t,d,h}^s \quad \forall a, t, d, h, s \quad (A.37)$$

Equações de balanço de reserva:

$$\sum_{j \in A_j^a} r_{j,t,d,h}^s + \sum_{i \in A_i^a} r_{i,t,d,h}^s + \delta r_{a,t,d,h}^s \geq R_{a,t,h} \quad \forall a, t, d, h, s \quad (A.38)$$

$$\sum_{j \in A_j^a} r_{j,t,d,h}^s + \sum_{i \in A_i^a} r_{i,t,d,h}^s + \delta r_{a,t,d,h}^s \geq R_{a,t,h}^{UP} \quad \forall a, t, d, h, s \quad (A.39)$$

Anexo B – Dados sobre a Expansão do Sistema de Transmissão

Tabela 5 - Expansão das interconexões entre as regiões de transmissão planejada pelo CENACE até 2023

Ano	Região de Transmissão DE	Região de Transmissão PARA	Expansão da Interconexão (MW)
2018	16	21	1800
2018	19	21	1800
2018	16	17	2500
2019	10	24	350
2019	6	10	700
2019	3	4	1230
2019	23	22	1380
2019	17	24	1500
2019	4	5	1750
2019	8	9	950
2020	40	36	3000
2020	14	16	1980
2021	40	34	3000
2021	46	48	800
2022	31	34	5500
2023	1	48	1500
2023	39	43	1500

Tabela 6 - Interconexões candidatas a expansão e custo associado

Região de Transmissão DE	Região de Transmissão PARA	Capacidade (MW)	Custo (Milhões de Dólares)
24	26	510	573.03
26	30	460	529.52
15	14	152	364.82
14	13	121	353.68
24	26	632	324.76
26	30	553	323.24
15	14	569	288.86
46	47	498	287.71
14	13	645	251.14
30	31	607	240.30

33	36	553	238.97
19	18	581	214.51
41	44	683	213.02
23	28	546	210.92
28	26	594	202.42
46	47	498	202.34
30	31	832	201.90
33	36	702	200.73
48	47	589	198.69
32	34	603	196.79
30	25	166	194.10
19	18	560	193.96
33	32	165	193.42
41	44	652	189.17
23	28	862	188.54
39	37	558	186.83
25	24	150	184.91
22	23	131	184.32
28	26	615	184.13
10	24	704	180.54
39	38	632	179.84
02	01	750	176.95
35	34	543	175.16
48	47	641	174.84
32	34	681	174.20
42	43	698	171.68
27	23	536	171.44
30	25	502	168.39
19	16	530	166.97
33	32	626	166.47
12	16	760	162.80
26	31	777	162.48
12	13	707	160.61
19	20	587	160.53
41	42	634	159.77
39	37	872	158.99
23	24	612	158.76
29	28	505	158.43
25	24	633	155.06
22	23	657	154.13
10	24	610	152.97
39	38	629	150.54
02	01	623	150.37
35	34	751	149.72

20	30	577	149.51
19	32	712	146.12
37	36	614	144.32
29	35	638	144.06
42	43	181	140.44
27	23	166	140.10
11	10	564	139.43
06	05	551	136.38
33	34	637	134.92
23	26	786	134.28
19	16	685	133.29
12	16	144	132.92
06	10	698	132.10
26	31	550	131.82
02	08	677	131.78
12	13	165	131.31
19	20	153	130.72
36	35	592	129.91
41	42	640	129.63
36	34	570	128.63
23	24	642	125.96
29	28	620	123.56
11	17	812	121.97
23	29	131	121.93
32	31	209	121.43
39	36	637	121.38
29	31	182	121.29
06	22	575	118.12
20	30	206	117.75
18	25	193	117.70
19	32	733	117.21
29	35	742	117.11
11	10	166	116.07
06	05	221	114.15
33	34	162	113.89
23	26	143	112.21
06	10	629	111.57
02	08	197	111.31
36	35	177	111.28
42	44	753	110.57
36	34	742	110.30
09	11	132	109.43
29	26	716	108.73
20	31	692	108.62

38	41	574	108.59
11	17	175	107.76
23	29	732	107.22
32	31	783	107.17
39	36	210	106.98
29	31	190	106.80
06	22	558	104.43
18	25	182	104.35
12	09	576	103.82
42	44	141	103.35
09	11	787	101.71
29	26	167	101.66
20	31	208	100.17
38	41	204	100.13
12	09	167	100.05
24	26	139	99.64
26	30	669	98.67
15	14	660	98.28
14	13	188	97.86
46	47	192	97.73
30	31	154	97.02
33	36	649	96.32
23	26	558	95.90
29	26	165	94.75
41	44	679	92.75
39	36	180	92.15
24	26	502	91.52
02	01	923	91.48
26	30	152	91.25
15	14	164	91.06
14	13	133	90.95
48	47	705	90.94
32	34	187	89.75
30	25	203	89.45
33	32	645	88.81
37	36	869	88.68
25	24	669	88.05
22	23	224	87.91
09	11	191	87.04
10	24	194	86.99
46	47	208	86.65
35	34	709	85.73
30	31	161	84.50
33	36	180	84.33

42	43	196	84.03
27	23	145	83.72
19	20	178	83.31
12	16	812	83.30
26	31	148	82.83
12	13	212	82.81
23	29	189	82.21
19	18	145	81.23
29	31	207	80.66
41	44	167	80.46
23	28	831	80.41
39	38	0	78.86
11	17	156	77.83
28	26	169	77.65
20	30	180	76.77
19	18	150	75.44
28	26	190	74.82
48	47	915	74.51
32	34	783	74.14
11	10	260	73.25
19	16	211	72.27
06	05	242	71.47
33	34	151	69.98
23	28	732	68.30
06	10	151	68.17
41	42	192	67.69
36	35	165	67.01
30	25	190	64.53
33	32	221	63.80
36	34	907	63.76
19	32	218	63.32
23	24	824	63.20
32	31	1042	62.01
39	37	259	60.88
39	37	233	59.12
29	28	176	59.08
25	24	174	58.47
22	23	738	58.33
06	22	185	58.07
10	24	151	57.92
39	38	224	57.61
18	25	132	57.57
02	01	1058	57.30
35	34	213	56.08

42	43	606	56.05
27	23	664	55.99
19	16	234	55.45
42	44	178	55.21
12	16	185	54.96
26	31	939	54.63
02	08	203	54.59
29	35	275	53.60
12	13	817	52.21
19	20	186	51.36
20	31	147	50.99
38	41	169	50.98
41	42	219	50.77
23	24	953	50.41
29	28	1023	50.08
20	30	226	49.89
19	32	176	48.89
37	36	1042	46.23
29	35	206	45.46
12	09	154	45.42
11	10	259	44.37
06	05	242	43.26
33	34	546	42.89
23	26	921	42.09
06	10	273	41.07
02	08	192	39.42
36	35	939	38.85
36	34	217	38.17
11	17	310	36.47
23	29	248	34.67
32	31	247	34.58
39	36	315	33.62
29	31	270	33.03
06	22	251	31.86
18	25	175	31.02
42	44	215	30.07
09	11	305	27.17
29	26	257	25.66
20	31	242	25.12
38	41	310	25.08
12	09	247	23.19
37	36	143	22.29

Anexo C – Projeção de Demanda

Tabela 7 - Projeção de demanda para o SEN, com base em dados publicados no PRODESEN 2018-2032.

Ano	SIN							BC	BCS	Total
	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular			
2018	1.8%	2.5%	2.9%	3.6%	2.8%	2.9%	2.9%	2.8%	3.2%	2.7%
2019	1.9%	2.6%	3.0%	3.2%	3.0%	3.0%	3.1%	3.0%	3.7%	2.8%
2020	1.7%	2.3%	2.8%	3.0%	2.7%	2.7%	3.3%	2.7%	3.5%	2.5%
2021	2.1%	2.7%	3.4%	3.1%	3.0%	3.2%	3.8%	3.0%	4.1%	3.0%
2022	1.8%	2.6%	3.2%	2.9%	2.8%	2.9%	3.5%	2.9%	4.0%	2.7%
2023	1.8%	2.6%	3.1%	3.0%	2.7%	2.9%	3.5%	2.9%	3.9%	2.7%
2024	1.6%	2.3%	2.8%	2.9%	2.4%	2.6%	3.3%	2.7%	3.7%	2.5%
2025	2.2%	2.7%	3.4%	3.0%	2.8%	3.1%	3.7%	3.0%	4.1%	2.9%
2026	1.9%	2.4%	3.0%	2.9%	2.6%	2.8%	3.5%	2.8%	3.9%	2.7%
2027	1.9%	2.4%	3.0%	2.7%	2.5%	2.8%	3.5%	2.7%	3.9%	2.6%
2028	1.7%	2.1%	2.6%	2.5%	2.3%	2.5%	3.3%	2.6%	3.6%	2.4%
2029	2.2%	2.7%	3.1%	3.0%	2.7%	2.9%	3.9%	2.8%	4.0%	2.8%
2030	1.9%	2.4%	2.8%	2.7%	2.4%	2.7%	3.6%	2.7%	3.8%	2.6%
2031	1.9%	2.4%	2.8%	2.7%	2.4%	2.6%	3.6%	2.4%	3.7%	2.5%
2032	1.9%	2.4%	2.8%	2.7%	2.4%	2.6%	3.6%	2.4%	3.6%	2.5%
2033	1.9%	2.4%	2.8%	2.7%	2.4%	2.6%	3.6%	2.4%	3.6%	2.5%
2034	1.9%	2.4%	2.8%	2.7%	2.4%	2.6%	3.6%	2.4%	3.6%	2.5%
2035	1.9%	2.4%	2.8%	2.7%	2.4%	2.6%	3.6%	2.4%	3.6%	2.5%
2036	1.9%	2.4%	2.8%	2.7%	2.4%	2.6%	3.6%	2.4%	3.6%	2.5%
2037	1.9%	2.4%	2.8%	2.7%	2.4%	2.6%	3.6%	2.4%	3.6%	2.5%
2038	1.9%	2.4%	2.8%	2.7%	2.4%	2.6%	3.6%	2.4%	3.6%	2.5%

Anexo D – Custo de Investimento por Tecnologia

Tabela 8 - Custo de investimento e parâmetros utilizados para o cálculo do custo anualizado, por tecnologia. Fonte [40]

	Carvão	GN Ciclo Combinado	GN Ciclo Aberto	Diesel	Vapor	Solar	Eólica	Geotérmica
Custo de Investimento (\$/kW)	3000	700	600	700	800	900	1200	3800
Anos de Construção	4	3	2	1	1	2	2	3
Cronograma de desembolso (%)	20-30-30-20	30-40-30	50-50	100	100	50-50	50-50	30-40-30
Vida útil (anos)	30	20	20	20	20	25	25	25
Custo de O&M (\$/kW.ano)	38	25	15	12	45	16	25	20
Eficiência (%)	38%	56%	41%	45%	40%	100%	100%	100%
Consumo próprio e perdas (%)	6%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	10%	0%	0%
Taxa de falhas (%)	5%	2%	2%	2%	2%	1.50%	1.50%	17.20%
Calendário de manutenção (dias/ano)	18	7.2	7.2	7.2	7.2	5.4	5.4	61.9
Taxa de retorno (% ano)	7.50%	7.50%	7.50%	7.50%	7.50%	7.50%	7.50%	7.50%

Anexo E – Projeção de Preço de Combustível

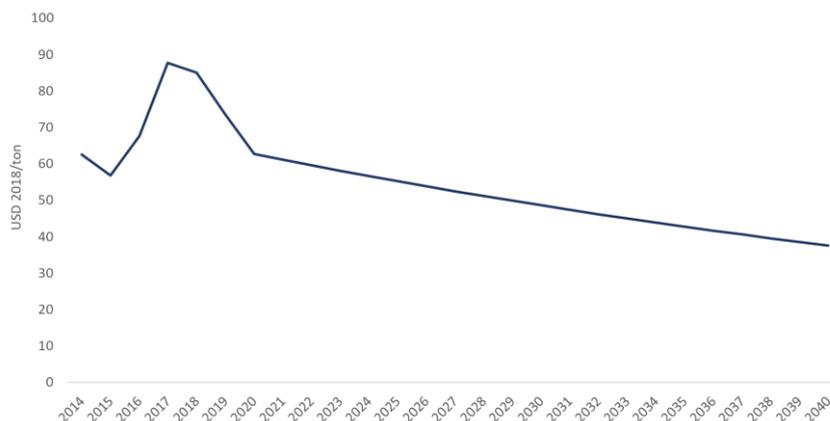


Figura 65 - Projeção de preço para o carvão

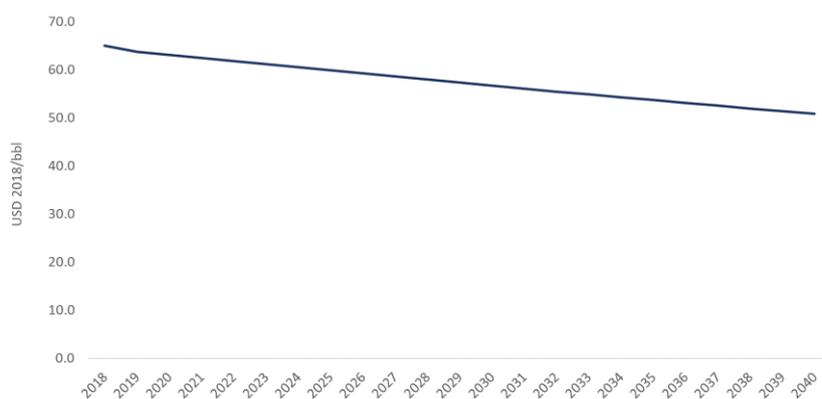


Figura 66 - Projeção de preço para óleo combustível

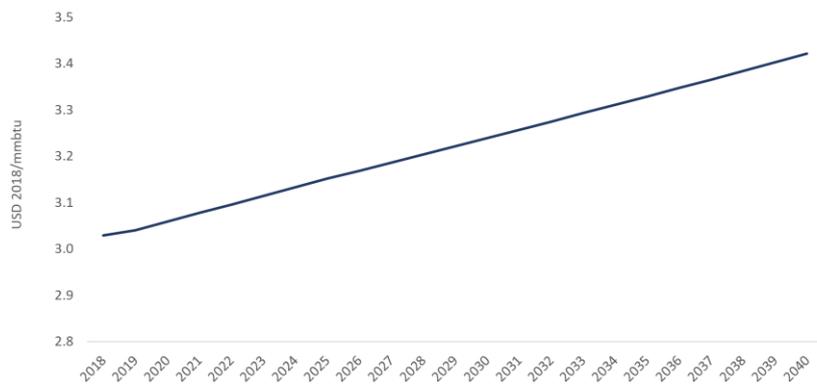


Figura 67 - Projeção de preço para gás natural Henry Hub

Anexo F – Fatores Percentuais para Cálculo da Potência Firme

Tabela 9 - Fator Percentual para cálculo da potência firme de cada usina existente e candidata. Adaptado de [35].

Tecnologia	Fator Percentual	
GN Ciclo Combinado	89%	
GN Ciclo Aberto	88%	
Eólica	15%	
Solar	3%	
Vapor	89%	
Combustão Interna	90%	
	Com Reservatório	79%
	Central	78%
	Occidental	77%
Hidrelétrica	Noroeste	80%
	Norte	25%
	Noreste	82%
	Baja California	82%