

UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO  
CENTRO TECNOLÓGICO  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

CARLA JACOBSEN ESPINDULA

**RESOLUÇÃO DO PROBLEMA DE MERCADO DE ENERGIA  
ELÉTRICA BRASILEIRO E ANÁLISE DE REMUNERAÇÃO DOS  
SERVIÇOS ANCILARES DE COMPENSAÇÃO SÍNCRONA E  
RESERVA OPERATIVA**

VITÓRIA - ES

2021

CARLA JACOBSEN ESPINDULA

**RESOLUÇÃO DO PROBLEMA DE MERCADO DE ENERGIA  
ELÉTRICA BRASILEIRO E ANÁLISE DE REMUNERAÇÃO DOS  
SERVIÇOS ANCILARES DE COMPENSAÇÃO SÍNCRONA E  
RESERVA OPERATIVA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.  
Orientador: Prof. Dr. Augusto César Rueda Medina.

VITÓRIA - ES

2021

Ficha catalográfica disponibilizada pelo Sistema Integrado de Bibliotecas - SIBI/UFES e elaborada pelo autor

---

E77r Espindula, Carla Jacobsen, 1994-  
Resolução do problema de mercado de energia elétrica brasileiro e análise de remuneração dos serviços ancilares de compensação síncrona e reserva operativa / Carla Jacobsen Espindula. - 2021.  
101 f. : il.

Orientador: Augusto César Rueda Medina.  
Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) -  
Universidade Federal do Espírito Santo, Centro Tecnológico.

1. Serviços de eletricidade - Custos. 2. Otimização matemática. 3. Energia elétrica - Transmissão. I. Medina, Augusto César Rueda. II. Universidade Federal do Espírito Santo. Centro Tecnológico. III. Título.

CDU: 621.3

---

**CARLA JACOBSEN ESPINDULA**

**RESOLUÇÃO DO PROBLEMA DE MERCADO DE ENERGIA  
ELÉTRICA BRASILEIRO E ANÁLISE DE REMUNERAÇÃO DOS  
SERVIÇOS ANCILARES DE COMPENSAÇÃO SÍNCRONA E  
RESERVA OPERATIVA**

Dissertação submetida ao programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

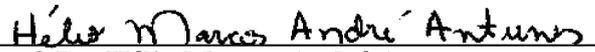
Aprovada em 14 de outubro de 2021.

**COMISSÃO EXAMINADORA**



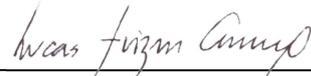
---

**Prof. Dr. Augusto César Rueda Medina**  
Universidade Federal do Espírito Santo  
Orientador



---

**Prof. Dr. Hélio Marcos André Antunes**  
Universidade Federal do Espírito Santo  
Examinador Interno



---

**Prof. Dr. Lucas Frizera Encarnação**  
Universidade Federal do Espírito Santo  
Examinador Interno



---

**Prof. Dr. Joel David Melo Trujillo**  
Universidade Federal do ABC  
Examinador Externo

A Deus, à minha família, ao meu namorado e aos meus amigos.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente a Deus por ter me dado força e capacitado para vencer todos os desafios e obstáculos de minha vida. Agradeço aos meus pais, Telma e Carlos, por sempre acreditarem em mim e sempre se esforçarem para oferecer as melhores coisas possíveis a mim. Sou grata aos meus irmãos, Luis Paulo e Ana Paula, que são minha inspiração e sempre estão ao meu lado não importa qual decisão eu tome. Agradeço, também, meu namorado e parceiro de engenharia Felipe, por todo o apoio dado durante nossa trajetória.

Gostaria de agradecer ao meu orientador e amigo Prof. Augusto César Rueda Medina por todo suporte, confiança e paciência concedidos a mim neste trabalho. Incluo agradecimentos a todos os colegas e professores do laboratório LEPAC e do PPGEE, especialmente ao meu amigo Odair de Barros Junior. Vocês foram fonte de conhecimento, motivação e companheirismo durante o período do mestrado.

Por fim, agradeço à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - CAPES pela concessão da minha bolsa de estudos, sem a qual essa jornada não seria possível.

*“E você aprende que realmente pode suportar... que realmente é forte, e que pode ir muito mais longe depois de pensar que não se pode mais. E que realmente a vida tem valor e que você tem valor diante da vida! Nossas dúvidas são traidoras e nos fazem perder o bem que poderíamos conquistar se não fosse o medo de tentar.”*

***William Shakespeare (O Menestrel)***

## RESUMO

A sociedade evoluiu e com ela as novas invenções tecnológicas e digitais tornaram-se extremamente importantes na vida das pessoas. Com isso, a garantia do fornecimento contínuo de energia elétrica, de forma segura e confiável, tornou-se um serviço essencial para o consumidor. Serviços ancilares, tais como o controle de frequência e de tensão do sistema elétrico, por exemplo, são necessários e, se não forem executados de forma correta, podem levar à instabilidade e até colapso total do sistema. Dada a importância desses controles e suas peculiaridades, a remuneração dos serviços ancilares deve ser feita separada dos custos de operação. A fim de minimizar os custos da operação do sistema de transmissão e de criar uma análise mais justa de remuneração dos serviços ancilares, neste trabalho, apresentam-se dois modelos matemáticos do problema de otimização do mercado de energia elétrica. Consideram-se os custos de operação para satisfazer a demanda das cargas e as perdas de potência ativa do sistema elétrico de potência, junto aos custos dos serviços ancilares de reserva de potência operativa e compensação síncrona. Os modelos desenvolvidos neste trabalho são baseados nas regras e procedimentos de operação do Operador Nacional do Sistema Elétrico e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica do Brasil. A diferença entre as modelagens está na proposta do segundo modelo, que estipula uma nova forma de remuneração da geração de potência reativa, na qual os esquemas de remuneração são mais estruturados e atrativos para o mercado de energia elétrica e as recentes mudanças no setor elétrico. Para demonstrar a eficácia do novo esquema proposto, é empregado o sistema de teste IEEE 30 para simulação e análise no software AMPL, utilizando o pacote de otimização KNITRO, que aplica uma variante do método *branch and bound*. Por fim, pode-se demonstrar que o operador do sistema elétrico é melhor beneficiado com o modelo de mercado proposto na segunda modelagem, devido à redução dos custos de operação e a forma mais atrativa e transparente de precificação dos custos de potência reativa inseridos no sistema.

**Palavras-chave:** serviço ancilar; mercado de energia; modelagem matemática; otimização; reserva operativa; compensação síncrona.

## ABSTRACT

Society has evolved, and new technological and digital inventions have become extremely important in people's lives. As a result, the guarantee of a continuous supply of electricity, safely and reliably, has become an essential service for the consumer. Ancillary services, such as the control of frequency and voltage of the electrical system, for example, are necessary and, if not performed correctly, can lead to instability and even total system collapse. Given the importance of these controls and their peculiarities, the remuneration of ancillary services must be made separate from the operating costs. To minimize the transmission system operation costs and to create a fairer analysis of ancillary services remuneration, in this work, two mathematical models of the electric energy market optimization problem are presented. The operating costs to satisfy the demand of the loads and the active power losses of the electric power system are considered, together with the costs of operating power reserve and synchronous compensation ancillary services. The models developed in this work are based on the operating rules and procedures of the National Electric System Operator and the Chamber for the Commercialization of Electric Energy of Brazil. The difference between the models lies in the proposal for the second model, which stipulates a new form of remuneration for reactive power generation, in which remuneration schemes are more structured and attractive to the electricity market and recent changes in the electricity sector. To demonstrate the effectiveness of the proposed new scheme, the IEEE 30 test system is used for simulation and analysis in AMPL software, using the KNITRO optimization package, which applies a variant of the branch and bound method. Finally, it can be demonstrated that the electric system operator is better benefited by the market model proposed in the second model, due to the reduction of operating costs and the more attractive and transparent way of pricing the reactive power costs inserted in the system.

**Keywords:** ancillary service; energy market; mathematical modeling; optimization; operative reserve; synchronous compensation.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Leilões de expansão (2005 a 2018) .....	29
Figura 2 - Representatividade do consumo do SIN: Crescimento do mercado livre .....	32
Figura 3 - Evolução do número de usinas registradas de geração distribuída fotovoltaica.....	34
Figura 4 – Expansão em capacidade e em energia da geração distribuída.....	34
Figura 5 - Fluxo seguido pela CCEE para formação e cálculo do PLD.....	38
Figura 6 - Representação da Matriz Elétrica Brasileira, com ano base de 2020. ....	39
Figura 7 - Procedimento de Rede 14 do ONS: O processo de administração dos SA. ....	41
Figura 8 - Classificação dos tipos de SA.....	42
Figura 9 - Relação do Módulo 9 – Encargos com os demais das Regras de Comercialização.....	47
Figura 10 - Esquema geral da composição do Módulo 9 – Encargos. ....	48
Figura 11 - Representação de Restrição de Operação – <i>Constrained-On</i> e <i>Constrained-Off</i> .....	49
Figura 12 - Curva de capacidade da máquina síncrona: Pontos usados para linearização dos limites operativos do gerador. ....	66
Figura 13 - Curva de custo e ponto de operação: Proposta de mercado para remuneração por suporte de potência reativa. ....	69
Figura 14 - Exemplo da ilustração de uma árvore de busca MINLP. ....	72
Figura 15 – Fluxograma geral do programa desenvolvido para simulação.....	74
Figura 16 - Sistema de teste IEEE 30 barras adaptado: Sistema de transmissão com 14 geradores síncronos e cargas representadas por setas. ....	76
Figura 17 - Curva de demanda da simulação: Variação da carga demandada em um dia. ....	77
Figura 18 - Função objetivo do problema: Resultados dos custos totais do sistema para os dois modelos.....	77
Figura 19 - Encargo de reserva de potência operativa: Resultados dos custos de reserva de potência ativa para ambos os modelos. ....	78
Figura 20 - Encargo de CS: Resultados dos custos de geração de potência reativa para ambos os modelos. ....	78
Figura 21 - Potência ativa dos geradores: Variação com o tempo e com a demanda, para o modelo brasileiro. ....	81
Figura 22 - Potência reativa dos geradores: Variação com o tempo e com a demanda, para o modelo brasileiro. ....	81
Figura 23 - Potência ativa dos geradores: Variação com o tempo e com a demanda, para o modelo proposto. ....	82

Figura 24 - Potência reativa dos geradores: Variação com o tempo e com a demanda, para o modelo proposto. ....	83
Figura 25 - Nova curva de demanda da simulação: Nova variação da carga demandada em um dia. ....	84
Figura 26 - Função objetivo do problema: Resultados dos custos totais do sistema para os dois modelos, com a nova curva de demanda. ....	84
Figura 27 - Encargo de reserva de potência operativa: Resultados dos custos de reserva de potência ativa para ambos os modelos, com a nova curva de demanda. ....	84
Figura 28 - Encargo de CS: Resultados dos custos de geração de potência reativa para ambos os modelos, com a nova curva de demanda.....	85
Figura 29 - Potência ativa dos geradores: Variação com o tempo e com a nova demanda, para o modelo brasileiro. ....	87
Figura 30 - Potência reativa dos geradores: Variação com o tempo e com a nova demanda, para o modelo brasileiro. ....	88
Figura 31 - Potência ativa dos geradores: Variação com o tempo e com a nova demanda, para o modelo proposto. ....	89
Figura 32 - Potência reativa dos geradores: Variação com o tempo e com a nova demanda, para o modelo proposto. ....	89

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Parâmetros de simulação do sistema IEEE30 barras, no AMPL.....	75
Tabela 2: Parâmetro de atendimento satisfatório de cada gerador do serviço ancilar de reserva de potência.....	76
Tabela 3: Síntese dos resultados encontrados para a função objetivo, para o encargo de CS e para o encargo de reserva operativa considerando o cenário com o modelo proposto. ....	79
Tabela 4: Síntese dos resultados encontrados para a função objetivo, para o encargo de CS e para o encargo de reserva operativa considerando o cenário com o modelo proposto para a nova característica de demanda sob avaliação. ....	85
Tabela 5: Dados das curvas de demanda das simulações.....	99
Tabela 6: Dados de linhas de transmissão IEEE 30 Barras.....	100

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1- Descrição de arranjos comerciais dos SA prestados pelos agentes de geração. ....	45
Quadro 2 – Controle de tensão em vários países da UE (Parte 1 de 2). ....	56
Quadro 3 – Controle de tensão em vários países da UE (Parte 2 de 2). ....	57
Quadro 4 – Resumo de Controle de frequência e suas aquisições em vários países não pertencentes à UE (Parte 1 de 2). ....	58
Quadro 5 – Resumo de Controle de frequência e suas aquisições em vários países não pertencentes à UE (Parte 2 de 2). ....	59
Quadro 6 – Resumo de Gestão de tensão e <i>black start</i> e suas aquisições em vários países não pertencentes à UE. ....	60
Quadro 7 – Descrição do tipo de remuneração de compensação síncrona dado para cada um dos 14 geradores síncronos, simulados para o modelo proposto. ....	80
Quadro 8 - Descrição dos tipos de remuneração de compensação síncrona dado para cada um dos 14 geradores síncronos, simulados para o modelo proposto e com a nova curva de demanda projetada. ....	86

## LISTA DE SÍMBOLOS

$\Delta t$	Variação de tempo entre dois pontos de operação.
$\eta$	Tempo de resposta especificado pelo operador do sistema.
$\mu_i^{dec}, \mu_i^{cres}$	Taxa operacional da rampa decrescente e crescente do gerador localizado na barra $i$ .
$\Psi a_t, \Psi d_t$	Relação preço/potência reativa quadrática gerados para as regiões 1 e 5, na hora $t$ .
$\Psi b_t, \Psi c_t, \Psi d'_t$	Relação preço/potência reativa gerados para as regiões 2, 4 e 5, na hora $t$ .
$\Psi P_t$	Relação preço/potência ativa, gerados na hora $t$ .
$\Omega_B$	Conjunto do barramento do sistema.
$\Omega_g$	Conjunto de geradores existentes no sistema.
$\Omega_T$	Conjunto do tempo de simulação.
$Custo_1, Custo_2$	Valores dos custos totais dos dois sistemas otimizados.
$ENC\_CS_{i,t}$	Encargo de compensação síncrona pago a usina geradora na barra $i$ , na hora $t$ .
$ENC\_reserva_{i,t}$	Encargo de reserva operativa pago a usina geradora na barra $i$ , na hora $t$ .
$G_{Desph}$	Geração despachada para prestação do serviço ancilar na hora $h$ (MWh).
$G_h$	Geração medida na hora $h$ , em MWh.
$INC_{i,t}$	Custo declarado de geração, para usina geradora na barra $i$ , no tempo $t$ .
IP	Indisponibilidade Programada da usina termelétrica.
$Oferta\_Qa/b/c/d$	Valores de preço/potência reativa gerada, presente na máxima oferta de aceite do gerador $g$ , nas condições de operação das regiões 1, 2, 4 e 5.
$P_{i,t}, R_{i,t}, Q_{i,t}$	Potência ativa, ativa de reserva e reativa, respectivamente, do fluxo de potência das outras barras e das perdas operacionais, na barra $i$ , na hora $t$ .
$P_{inj_{i,t}}, Q_{inj_{i,t}}$	Potência ativa e reativa injetadas na barra $i$ , na hora $t$ .

$P_{L,i,t}, Q_{L,i,t}$	Potência ativa e reativa demandadas na barra $i$ , na hora $t$ .
$P_{i,t,g}^{DG}, Q_{i,t,g}^{DG}$	Potência ativa e reativa geradas na barra $i$ , na hora $t$ .
$P_{OP,i,t}$	Potência ativa advinda da operação e das perdas na barra $i$ , no tempo $t$ .
$P_{1,g}, P_{2,g}, P_{3,g}, P_{4,g}$	Potência ativa geradas na barra $i$ , na hora $t$ , no gerador $g$ , respectivamente, dos pontos 1, 2, 3 e 4 da curva de capacidade do gerador síncrono.
$PLD_{i,t}$	Preço de liquidação das diferenças horário, estipulado para usina geradora na barra $i$ , no tempo $t$ .
$PRECO\_of\_res_{i,t}$	Preço ofertado a usina geradora, localizada na barra $i$ , para despacho de reserva de potência, na hora $t$ .
$PRECO\_res_{i,t}$	Preço para valoração do encargo referente ao despacho de reserva na geração na barra $i$ , na hora $t$ .
$Qa/b/c/d_{i,t}$	Potência reativa produzida nas regiões 1,2,4,5, respectivamente, na barra $i$ , na hora $t$ .
$\bar{Q}_g, \underline{Q}_g$	Potência reativa mensurada quando o gerador $g$ não gera potência ativa, e possui característica indutiva (+) e capacitiva (-), respectivamente.
$Q_{1,g}, Q_{2,g}, Q_{3,g}, Q_{4,g}$	Potência reativa geradas na barra $i$ , na hora $t$ , no gerador $g$ , respectivamente, dos pontos 1, 2, 3 e 4 da curva de capacidade do gerador síncrono.
$Q_{CS,i,t}$	Potência reativa injetada/absorvida para compensação síncrona, na barra $i$ , na hora $t$ .
$Qrefp_{i,t}$	Potência reativa referencial menor que zero, na barra $i$ , na hora $t$ .
$Qrefi_{i,t}$	Potência reativa referencial maior que zero, na barra $i$ , na hora $t$ .
$R_{i,t}^{max}$	Reserva de potência ativa máxima do gerador na barra $i$ , na hora $t$ .
$R_{req_t}$	Potência ativa de reserva total requerida na hora $t$ .
TEIF	Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada da usina termelétrica.
TSA	Tarifa de Serviços Ancilares anual.
$V_{i,t}, V_{i,t}^{min}, V_{i,t}^{max}$	Tensão instantânea, mínima e máxima, respectivamente, na barra $i$ e na hora $t$ .

## LISTA DE SIGLAS E ABREVIACÕES

ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ACL	Ambiente de Contratação Livre
AMPL	software A Mathematical Programming Language
ANEEL	Agencia Nacional de Energia Elétrica
ASMAE	Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica
Cade	Conselho Administrativo de Defesa Econômica
CAG	Controle Automático de Geração
CCAT	Corrente Contínua de Alta Tensão
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis
CCE2003	Contrato de Comercialização de Energia anterior a 2003
CCE500LP	Contrato de Comercialização de Energia a partir de Licitação Pública
CCE500SUP	Contrato de Comercialização de Energia com Agente Supridor
CCEAL	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente de Contratação Livre
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCEproinfra	Contrato de Comercialização de Energia do Proinfra
CCESI	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Sistema Isolado
CCESI2009	Contrato de Comercialização de Energia no Sistema Isolado anterior a 2009
CCV	Contrato para Comercialização Varejista
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CER	Contrato de Energia de Reserva
CGD	Contato de Geração Distribuída
CIE	Contrato de Importação ou Exportação de Energia Elétrica
CLE	Contrato de Leilão de Ajustes
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CMO	Custo Marginal de Operação
COVID-19	Doença contagiosa causada pelo vírus SARS-CoV-2
CP	Custos por Perdas
CPO	Custo por Perda de Oportunidade
CPSA	Contratos de Prestação de Serviços Ancilares
CS	Compensação Síncrona

CVU	Custo Variável Unitário
ECE	Esquemas de Controle de Emergência
ECS	Esquemas de Controle de Segurança
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	Encargos de Serviços do Sistema
FGV	Fundação Getúlio Vargas
GCE	Câmara da Gestão da Crise de Energia Elétrica
GSF	Generation Scaling Factor
HQG	Programação Quesada-Grossman Híbrido
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
LP	Programação Linear
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MCP	Mercado de Curto Prazo
MCSD	Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits
MFK	Multiple Frequency Keeping
MINLP	Programação Não Linear Inteira Mista
MISQP	Programação Quadrática Sequencial Inteira Mista
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OSD	Operadores do Sistema de Distribuição
OST	Operadores do Sistema de Transmissão
PLD	Preços de Liquidação das Diferenças
PMO	Programa Mensal de Operação
PRODIST	Procedimentos de Rede e os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
Proinfa	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
Re-Seb	Projeto Reestruturação do Setor Elétrico Brasil
RGR	Reserva Global de Reversão
SA	Serviços Ancilares
SEP	Sistema Especial de Proteção
SFK	Single Frequency Keeping
SIN	Sistema Interligado Nacional
QP	Programação Quadrática

SQP	Programação Quadrática Sequencial
TCmcsd	Termo de Cessão no MCSD
TSA	Tarifa de Serviços Ancilares
UE	União Européia

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO.....</b>	<b>20</b>
1.1 Objetivos.....	23
1.2 Estrutura do trabalho .....	24
<b>2 MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO.....</b>	<b>25</b>
2.1 Histórico do mercado de energia elétrica brasileiro .....	25
2.1.1 Abertura e começo do mercado brasileiro .....	26
2.1.2 Racionamento de energia elétrica na crise brasileira de 2001.....	27
2.1.3 Mudanças pós-acionamento.....	28
2.1.4 Consolidação e amadurecimento do mercado brasileiro de energia elétrica	28
2.1.5 Mudanças do futuro mercado com as tecnologias disruptivas.....	33
2.2 Contratos de comercialização de energia elétrica no Brasil.....	35
2.3 PLD Horário e o impacto no mercado de energia elétrica brasileiro.....	37
2.4 Conclusão .....	40
<b>3 SERVIÇOS ANCILARES .....</b>	<b>41</b>
3.1 Classificação dos tipos de serviço ancilar.....	42
3.2 Arranjo comercial .....	43
3.3 Encargos segundo as Regras de Comercialização da CCEE.....	46
3.3.1 Encargos por Restrição de Operação .....	48
3.3.2 Encargo de Segurança Energética .....	50
3.3.3 Encargo por Importação.....	50
3.3.4 Encargo de Deslocamento Hidráulico.....	51
3.3.5 Encargos de Serviços Ancilares.....	52
3.4 Serviços ancilares prestados e apurados em outros países.....	52
3.5 Conclusão .....	61
<b>4 MODELAGEM E OTIMIZAÇÃO DO PROBLEMA DE MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA DE POTÊNCIA .....</b>	<b>62</b>
4.1 Modelo atual do sistema elétrico brasileiro .....	63
4.1.1 Restrições de balanço de potência.....	63

4.1.2	Restrição de reserva requerida .....	64
4.1.3	Restrição de rampa de operação .....	64
4.1.4	Restrição de resposta no tempo.....	64
4.1.5	Restrição de limites de tensão.....	65
4.1.6	Restrição de encargo de compensação síncrona .....	65
4.1.7	Restrição de encargo de reserva operativa.....	65
4.1.8	Restrições de limites de operação dos geradores síncronos .....	66
4.1.9	Função objetivo.....	67
4.2	Modelo proposto de remuneração para o sistema elétrico brasileiro .....	68
4.2.1	Restrições de mercado de suporte de potência reativa .....	68
4.2.2	Função objetivo.....	70
4.3	<i>Softwares</i> e metodologias de otimização .....	70
4.4	Conclusão .....	73
5	<b>TESTES E ANÁLISES DOS RESULTADOS .....</b>	<b>74</b>
5.1	Conclusão .....	90
6	<b>CONCLUSÕES FINAIS .....</b>	<b>91</b>
	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>93</b>
	<b>APÊNDICE A – PRODUÇÃO CIENTÍFICA.....</b>	<b>98</b>
	<b>APÊNDICE B – DADOS DAS CURVAS DE DEMANDA DAS SIMULAÇÕES .....</b>	<b>99</b>
	<b>ANEXO A – DADOS DO SISTEMA IEEE 30 BARRAS .....</b>	<b>100</b>

# 1 INTRODUÇÃO

Atualmente, devido aos avanços progressivos de diferentes tecnologias, a sociedade se tornou dependente do acesso à energia elétrica para manter a comodidade e praticidade em suas vidas cotidianas. Devido a isso, viver sem o acesso à energia elétrica para alimentar essa demanda tornou-se inaceitável para os consumidores. A eletricidade, além de prover conforto, proporciona também bem-estar e segurança, mostrando-se essencial para o funcionamento de hospitais e para o armazenamento de alimentos, por exemplo. Por isso sua continuidade e sua confiabilidade são de extremo interesse e importância, e a perda desse suprimento causa colapsos em todos os sistemas econômico e social, como foi o caso do apagão ocasionado pela perda dos transformadores que alimentavam o estado do Amapá, em meio a pandemia do COVID-19, no final de 2020 [1]. Foram gastos dias para começar a recompor a energia no estado e meses para estabilizar e reestruturar a distribuição novamente. Controlar o sistema elétrico e recuperá-lo, como no caso crítico de isolamento total, é uma tarefa complexa e requer um robusto sistema para manter o funcionamento desse importante serviço público.

A geração de energia elétrica no Brasil é predominantemente centralizada e, para controlar sua vasta estrutura, há o chamado Sistema Interligado Nacional (SIN), que liga, através de linhas de transmissão, quase todas as grandes centrais geradoras do país a centros de distribuição de norte a sul. A interação entre os agentes participantes da geração é baseada em princípios econômicos de mercados competitivos de acesso aberto. Inicialmente, a remuneração da produção do sistema estava relacionada somente com a quantidade de potência ativa gerada, perdida e fornecida pelo sistema [2]. Porém, a fim de fomentar mais a concorrência do mercado e melhorar a qualidade, confiabilidade e segurança do sistema, surgiu a necessidade de desenvolver métodos de remuneração de mercado mais eficientes.

O controle de frequência e de tensão do sistema de transmissão, por exemplo, são necessários para os sistemas elétricos e, se não forem executados de forma correta, podem levar à instabilidade e até colapso do sistema. Dada a importância desses controles e suas peculiaridades, a remuneração dos serviços ancilares (SA) deve ser feita separada dos custos de operação. É importante a existência de uma análise robusta que englobe os custos de oportunidade e de operação dos SA, a fim de valorizar tanto a capacidade de reserva das usinas geradoras, quanto o desempenho, em tempo real, do despacho [3].

O trabalho apresentado em [4] examina os SA de controle de frequência e tensão de oito sistemas de energia de diferentes países. Os autores discutem as características econômicas essenciais levadas em consideração para o projeto de mercado para SA. Segundo esse artigo, os SA de controle de frequência geralmente são remunerados por pagamento de capacidade e de utilização, e os SA de controle de tensão geralmente são remunerados usando pagamentos fixos e por disponibilidade. Pagamentos por custo de oportunidade ou frequência de chamadas raramente são usados. Os custos dos SA variam muito entre os países, dependendo, principalmente, da tecnologia usada para prestar o serviço e da política do operador do sistema.

Na literatura, muitos trabalhos desenvolveram otimização de SA com diferentes abordagens do mercado de energia. Os problemas de reservas para regulação de frequência e contingência são, geralmente, analisados para instantes de tempo de uma hora, ou para períodos mais curtos de cinco minutos. Os autores de [5] utilizam recursos de armazenamento de energia de curto prazo para regular o despacho dos SA com reserva, em tempo real, e levam em consideração a resposta à demanda para melhor desenvolver o sistema de precificação do mercado. Outro exemplo de regulação em curto prazo, desenvolvida em [6], é a estratégia de dimensionamento e operação ideal para um sistema de armazenamento de energia em baterias, que participa do mercado de SA, integrando o gerador virtual síncrono responsável por emular a inércia e o comportamento amortecedor de um gerador síncrono real para, assim, fornecer serviço de regulação instantânea de frequência. Esse método não apenas gera benefícios econômicos, mas também aumenta efetivamente a robustez da rede e acomoda ainda mais recursos de energia renovável no sistema elétrico de transmissão [7]. Há, ainda, trabalhos capazes de reunir todas essas tecnologias emergentes (energia renovável, armazenamento de energia e resposta à demanda) para criar estruturas de mercado de SA com análise simultânea em múltiplos critérios [8]. Existem estudos desenvolvidos sobre a utilização de microrredes para geração de SA, como [9], e sobre como fornecer e agregar esses serviços à rede principal do sistema [10]. Os estudos com as microrredes se tornam cada vez mais interessantes, visto o iminente crescimento do mercado de veículos elétricos e a crescente preocupação com a instabilidade do sistema elétrico. O trabalho [11] aborda o problema de programação ideal de veículos elétricos tipo *plug-in* no mercado de eletricidade, considerando as incertezas de preços de mercado, disponibilidade de veículos e a capacidade de utilizá-los no mercado de reservas.

A Resolução nº 697 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), de 16 de dezembro de 2015, estabeleceu os procedimentos relacionados à prestação de SA realizados pelos agentes geradores de energia elétrica, integrantes do SIN [12]. Dentre as atribuições do Operador

Nacional do Sistema Elétrico (ONS) estão a contratação e a administração dos SA necessários para a operação do SIN. Em decorrência dessas atribuições e da regulamentação da ANEEL, o ONS deve estabelecer os critérios relativos aos arranjos comerciais dos SA prestados pelos agentes de geração para a celebração e administração dos Contratos de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA) e para a apuração dos SA [13-14].

Para valorar os volumes de energia liquidados, é calculado o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Os custos que não estão incluídos no PLD e são incorridos na manutenção da confiabilidade e estabilidade do sistema para atender a demanda de energia no SIN, são denominados encargos. No âmbito dos Encargos de Serviços do Sistema (ESS), os valores a serem pagos pela prestação dos SA são apurados mensalmente, além das demais remunerações. No Módulo 9 das regras de comercialização da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), encontramos as equações que relacionam a produção de energia aos valores atualmente pagos no sistema elétrico brasileiro [15].

O mercado brasileiro de energia elétrica e a estrutura e operação do sistema de energia elétrica estão passando por muitas mudanças. Em janeiro de 2021, a alteração do preço da energia elétrica passa a valer por meio do cálculo do PLD Horário. Anteriormente, o PLD era apurado semanalmente, de acordo com os níveis de demanda do sistema (leve, médio e pesado) e submercados. Em cenários de mercado, os preços de longo prazo (*forward market*) são menos voláteis do que os preços de curto prazo (*spot market*), os quais dependem diretamente do cronograma de geração hidrotérmica. A exemplo do mercado à vista, temos, por exemplo, os países da Europa Centro-Oeste, que permitem a comercialização de volumes de energia para o dia seguinte (*day-ahead*), com ofertas dadas a cada hora. Este último cenário de mercado pode ser implementado com o novo PLD por hora [16]. Além disso, com o PLD Horário, será possível reduzir as diferenças entre a projeção e a real operação do sistema, uma vez que a alta penetração de fontes intermitentes, como eólica e solar, tem aumentado a variabilidade na produção de energia, causando impactos em custos marginais de sistemas não capturados em preços por nível de carga. Junto com esse novo ambiente de preços por hora, a tendência é que o mercado livre cresça cada vez mais, a ponto de os consumidores poderem escolher seu fornecedor de energia, o que demandará mercados mais competitivos com preços mais justos e atraentes [17].

Até o presente momento, não foram encontrados trabalhos que envolvessem a modelagem da estrutura centralizada de geração do mercado brasileiro com a otimização dos SA. Com isso,

vista a necessidade de analisar os custos do sistema elétrico de potência e os SA separadamente, neste trabalho, apresenta-se a resolução do problema de mercado de energia no sistema elétrico brasileiro considerando a remuneração dos SA de compensação síncrona (CS) e reserva de potência operativa, através de um esquema de otimização, em conjunto com os custos de operação para geração de potência ativa demandada pelas cargas e por causa das perdas do sistema de transmissão. Adicionalmente, nesta dissertação, é apresentada uma proposta de remuneração diferente, baseada nos mercados nacional e internacional, na qual a remuneração da geração de potência reativa seja estruturada de forma mais fidedigna com a realidade operacional e atrativa para o mercado de energia elétrica. Para verificar a viabilidade das duas modelagens e compará-las, foram realizadas simulações com o sistema de teste modificado IEEE 30 barras, disponível em [18], no software *A Mathematical Programming Language* (AMPL) [19].

## 1.1 Objetivos

O objetivo principal deste trabalho é resolver o problema de otimização do mercado de energia elétrica, através da esquematização dos modelos matemáticos do mercado atual brasileiro e de um novo modelo proposto de remuneração dos SA, sendo que, este último modelo, visa minimizar os custos de operação do sistema de transmissão e bonificar de forma mais justa e atraente a prestação dos SA de CS e de reserva de potência operativa. A fim de alcançar esse objetivo, pretende-se:

- Realizar revisões bibliográficas do mercado de energia elétrica brasileiro, para entender o funcionamento do atual gerenciamento do sistema e da operação;
- Realizar revisões bibliográficas de SA no Brasil e no mundo;
- Entender as regulações vigentes segundo as estipulações do órgão regulatório e do órgão comercial;
- Apresentar modelagens matemáticas, que representem a atual operação e mercado de energia elétrica nacional, propondo um modelo com nova remuneração de SA, de acordo com referências internacionais;
- Minimizar os custos do sistema de transmissão através de simulações computacionais, utilizando o sistema de teste IEEE 30 barras e o pacote de otimização KNITRO.

## **1.2 Estrutura do trabalho**

Este trabalho foi organizado em 6 capítulos, cujos escopos e finalidades estão descritos a seguir: no Capítulo 2, encontra-se uma revisão geral sobre o mercado de energia elétrica no Brasil, começando pela história do sistema em vigor e, depois, explicitando quais contratos existem e as novidades e mudanças mais impactantes da atualidade; no Capítulo 3, são definidos e classificados os SA, fala-se também sobre os arranjos comerciais dos SA no Brasil, quais são os encargos do sistema e como são remunerados os SA e, no final, há um resumo sobre como funciona a estrutura e a remuneração dos SA em outros países; no Capítulo 4, é descrita a modelagem do mercado de energia brasileiro, baseada no funcionamento do atual sistema elétrico e na comercialização de energia elétrica e, também, é proposto um novo modelo de remuneração de SA; no Capítulo 5, são mostrados os resultados e as análises das simulações feitas com os dois modelos no sistema de teste IEEE 30 barras; e, finalmente, no Capítulo 6, são apresentadas as conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

## **2 MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO**

Quando se diz “mercado”, compreendem-se as transações comerciais no atacado (entre geradores, distribuidores e comercializadores) e no varejo (o que inclui os usuários finais no chamado mercado livre). Na atual estrutura do setor elétrico brasileiro, as relações comerciais se estabelecem em dois ambientes: Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL) [20].

Os leilões de energia elétrica realizados pela CCEE, por delegação da ANEEL, são essenciais para o ACR, pois nesse âmbito são registrados os contratos que formalizam as relações comerciais entre compradores e vendedores de energia participantes dos leilões. Os contratos realizados no ACR possuem regulação específica em alguns aspectos como preço da energia, submercado de registro do contrato e vigência de suprimento, e esses aspectos não podem sofrer alterações bilaterais por parte dos agentes. A energia gerada pela usina de Itaipu e a energia associada ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) estão inseridas no ACR (contratação regulada em condições específicas pela ANEEL), mas elas não são contratadas em leilões [20].

As diferenças entre os montantes de energia contratados, gerados e consumidos no ACR e no ACL são contabilizadas e liquidadas no Mercado de Curto Prazo (MCP), segundo medições e registros da CCEE, e essas diferenças encontradas são contabilizadas e valoradas ao PLD. O MCP pode, então, ser definido como o segmento da CCEE de apuração das diferenças de montantes contratados de energia elétrica e gerados e consumidos. Nesse segmento ocorre apenas a contratação multilateral, conforme as Regras de Comercialização da CCEE [20].

### **2.1 Histórico do mercado de energia elétrica brasileiro**

Essa seção traz o panorama cronológico da história do Mercado nacional de energia elétrica, demonstrando os planos e grupos que foram criados de acordo com a situação política e econômica do Brasil em cada cenário. Todo conteúdo apresentado a seguir, foi baseado nas informações do livro [21].

### 2.1.1 Abertura e começo do mercado brasileiro

A Lei nº 9.074 de 1995 trouxe a criação do consumidor livre e do produtor independente e, somente em 1999, surgiu o mercado de energia elétrica no Brasil, trazendo, nesse ano, os dois primeiros consumidores livres do país (Carbochloro e Volkswagen) e constituindo a Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (ASMAE). A consultoria Coopers&Lybrand elaborou o Projeto Reestruturação do Setor Elétrico Brasil (Re-Seb) e, com base nele, o governo do presidente Fernando Henrique Cardoso elaborou leis para atrair o capital privado a fim de expandir a oferta de energia e incentivar o mercado livre na indústria e no comércio. Com isso, seria viabilizado capital para uma reforma do sistema elétrico.

Para tal reforma acontecer, em 1997, criou-se a ANEEL para fiscalizar e regular a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Em 1998, estabeleceu-se pela Lei nº 9.648 que a União concederia a construção e operação de usinas de energia e de instalações de transmissão em leilões e, com isso, criou-se o ONS para administrar o começo da desverticalização do sistema elétrico.

Em seguida, no ano de 1999, foi criado o Mercado Atacadista de Energia (MAE) que substituiu o sistema anterior de preços e contratos e se tornou um mercado de curto prazo regulado pelos próprios agentes do setor. Em 2000, a ANEEL publicou a Resolução nº 290 que homologava as regras da MAE em três etapas: a primeira, com a definição dos preços ex-ante de energia em base mensal; a segunda, com a dupla contabilização de preços contabilizados ex-ante e ex-post com base semanal; e, a terceira, com definição dos preços e quantidades em intervalos de uma hora com a dupla contabilização.

Entre os anos de 1998 e 2000, os agentes elaboraram regras e procedimentos que tinham algumas fragilidades devido à falta de acordo com relação ao sistema de garantias para as transações realizadas no mercado *spot*, às penalidades a serem aplicadas e à adoção de arbitragem como mecanismo de solução de controvérsia. O destravamento da liquidação só foi ocorrer em 2002, depois do racionamento de energia e acordo financeiro após a crise energética brasileira.

### **2.1.2 Racionamento de energia elétrica na crise brasileira de 2001**

No período de maio de 2001, o Brasil enfrentou uma crise energética devido aos baixos níveis dos reservatórios de água nas hidrelétricas, fontes geradoras predominantes do sistema elétrico. Criou-se, com isso, a Câmara da Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE) com a missão de propor e implementar medidas de natureza emergencial a fim de evitar interrupções intempestivas ou, ainda, imprevistas de suprimento de energia elétrica. Para solucionar a crise, estipulou-se uma meta de racionamento para reduzir, em média, 20% de consumo a partir da adoção de cotas e da imposição de multas em caso de excesso. A região Sul do Brasil não participou do racionamento, visto que apresentava sobras na geração e limitação de transporte na transmissão de energia para outras regiões.

Devido ao racionamento, a ANEEL decretou intervenção na administração do ASMAE, suspendendo o acordo que definia a autorregulação do mercado pelos agentes e substituindo o conselho do MAE por profissionais sem vínculo com os agentes. A ANEEL também estabeleceu garantias e penalidades para a comercialização de energia elétrica no MAE, com multas que podiam chegar a R\$ 100 mil no primeiro dia de inadimplência, sendo que o valor poderia atingir até 10% da receita, permitiria proibição na participação dos leilões de geração e linha de transmissão e, em caso de reincidência, surgiria processo no Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade) para aplicação de penalidade ao administrador.

Não houve apenas prejuízos para o mercado trazidos pelo racionamento de energia, as regras estipuladas pelo governo, por exemplo, incentivavam os consumidores que superavam a meta de redução e os autoprodutores e produtores independentes com excedentes de geração a comercializar as sobras. Essa transação era apenas para os consumidores do Grupo A, com demanda acima de 2,5 MW. Esse excedente era comercializado de duas formas: as companhias podiam comprar ou vender a energia por contratos bilaterais diretamente com outras empresas, ou havia a possibilidade de negociações por leilões, promovidos pela MAE diariamente, pela internet. Os leilões duraram entre junho de 2001 e fevereiro de 2002, acabando com o fim do racionamento, sendo que foram realizados 155 leilões, com mais de 300 clientes e foram comercializados 52.930 MWh. O preço médio mensal por MWh iniciou em R\$ 577 e terminou em R\$ 70 em 2002.

O governo anunciou, em abril de 2002, mudanças na forma de atuação do MAE, aumento tarifário para recompor a receita de geradoras e distribuidoras e a criação de leilões públicos para que as geradoras sob controle federal, estadual e municipal pudessem comercializar, no mínimo, 50% da energia elétrica em leilões públicos.

### **2.1.3 Mudanças pós-acionamento**

A Lei nº 10.433, de 24 de abril de 2002, encerrou de vez a autorregulação do mercado pelos agentes e o mercado atacadista se tornou uma entidade jurídica de direito privado, regulado e fiscalizado pela ANEEL. Extinguiu-se a ASMAE e suas tarefas foram atribuídas à MAE, tais como registrar os contratos de comercialização de energia, calcular o PLD e promover a contabilização e liquidação financeira das transações do MCP. Essa legislação ainda estipulou que eventuais conflitos no MAE poderiam ser dirimidos pela Câmara de Conciliação e Arbitragem da Fundação Getúlio Vargas (FGV). O superintendente do MAE passou a ser Lindolfo Paixão, que foi coordenador nos estudos do projeto Re-Seb.

Sobre a questão financeira, o Acordo Geral do Setor Elétrico, presente na Lei nº 10.438, estabeleceu recomposição tarifária extraordinária (aumento de 2,9% para classes residencial, rural e iluminação pública, e de 7,9% para as demais, com isenção para os consumidores de baixa renda e para os suprimentos entre empresas), com prazo médio de sete anos.

### **2.1.4 Consolidação e amadurecimento do mercado brasileiro de energia elétrica**

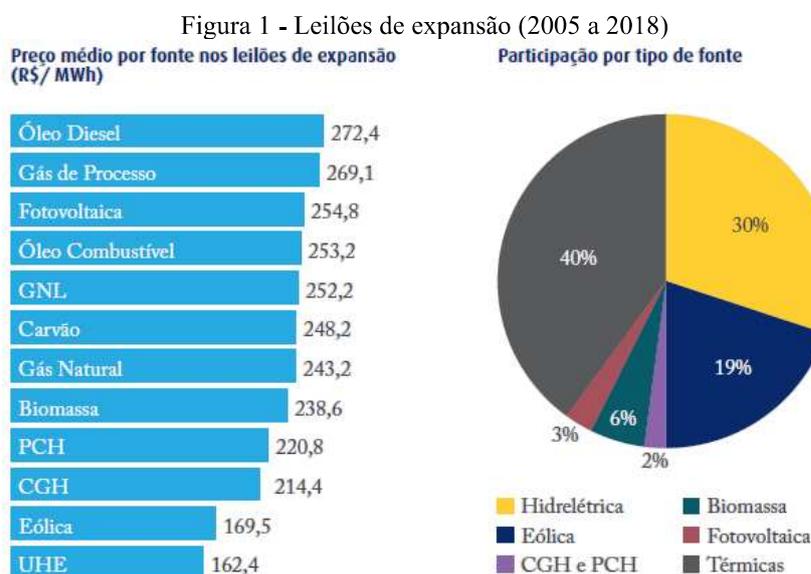
Em 2004, segundo a Lei nº 10.848, novas regras foram criadas para o mercado e era priorizado a contratação regulada de energia com valores de compras definidos para períodos pré-estabelecidos, por meio de licitações, na modalidade de leilões de compras provenientes de empreendimentos de geração existente e de novos empreendimentos. O Decreto nº 5.163 regulou a comercialização de energia, com regras gerais de negociações. E foram criados dois ambientes de negociações: ACR, para mercado mais estável, em termos de fornecimento de energia, que assegura garantia adicional de fornecimento e consumidores cativos; e o ACL, que seria um mercado voltado a consumidores livres e empresas de comercialização, que permite certo grau de concorrência.

Nessa mesma época, foi criada a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com missão de planejar a oferta e a demanda do setor, e também a CCEE, uma associação civil sem fins

lucrativos cuja missão é atuar da medição de energia gerada e consumida até a liquidação financeira dos contratos de compra e de venda do MCP. Além disso, a CCEE era responsável por promover os leilões de energia sob delegação da ANEEL. Em outras palavras, a CCEE sucedia a ASMAE e o MAE.

Em relação aos agentes do setor elétrico, houve mudanças nas quais os geradores poderiam participar dos ambientes ACR e ACL, as distribuidoras continuaram obrigatoriamente no ACR e os consumidores livres no ACL. Estipulou-se que consumidores livres seriam os que tivessem demanda superior a 3 MW, com tensão mínima de 69 kV ou, ainda, qualquer nível de tensão desde que o suprimento tenha se iniciado depois de julho de 1995. Com a portaria nº 514 de 2018, esse limite de potência foi reduzido progressivamente entre os anos 2019 e 2023, de modo que qualquer consumidor com carga igual ou superior a 0,5 MW poderá optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do SIN a partir de 1º de janeiro de 2023 [22]. Vale ressaltar que os consumidores livres que optaram por mercado livre e queriam voltar ao mercado regulado, deveriam, necessariamente, notificar a distribuidora local com, no mínimo, 5 anos de antecedência, sendo que a distribuidora poderia reduzir esse prazo para 180 dias para seus clientes especiais. Nos anos de 2005, 2006, 2007 e 2010, a demanda das distribuidoras de energia foram 100% atendidas, já para as demandas dos anos de 2008 e 2009 faltaram para atendê-las apenas 1,2% e 4,5%, respectivamente.

Até dezembro de 2018, a CCEE realizou 76 leilões. Está representado, na Figura 1, a expansão dos leilões, de acordo com o tipo de fonte e seu preço médio.



Fonte: [21]

A consolidação do mercado de energia elétrica e a realização periódica de leilões de contratação permitiram uma forte expansão dos consumidores especiais. Criou-se um ambiente propício para empreendimentos de geração movidos por centrais hidrelétricas de pequeno porte, eólicas, biomassa e, posteriormente, energia solar. Com a Resolução nº 247 de 2006 da ANEEL, consolidou-se um mercado competitivo, voltado apenas para as fontes renováveis, descentralizadas e de médio porte, o que permitia aos consumidores especiais, com demanda acima de 500 kW, escolher livremente os fornecedores.

No ano de 2008, com o objetivo de garantir a segurança no suprimento energia elétrica, regulamentou-se a primeira contratação de empreendimentos de energia de reserva. O primeiro leilão, voltado para esse tipo de contrato, direcionou-se especificamente para termelétricas movidas a biomassa, comprando assim energias de usinas a bagaço de cana e capim elefante. Posteriormente, a energia de reserva teve contratos com parques eólicos, pequenas centrais hidrelétricas e a usina nuclear de Angra III.

Com o avanço das fontes de energia intermitentes, e também com a diversificação da matriz energética brasileira, geraram-se novas discussões na precificação e negociações do mercado. Em 2009, o governo realizou um leilão voltado exclusivamente para usinas eólicas. Para esse leilão, estavam habilitadas para disputa 339 usinas, que somavam 10 GW de capacidade instalada, e a oferta inicial foi de R\$ 189/MWh. Com o fim das negociações, o que realmente ocorreu foi a contratação de 1,8 GW em usinas a serem erguidas na Bahia, Ceará, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul e Sergipe, e o preço médio de venda foi de R\$ 148,39/MWh, um deságio de 21,49% sobre o que tinha sido estabelecido inicialmente.

Em 2010, a CCEE realizou, pela primeira vez, a liquidação financeira que incluía transações comerciais fechadas por agentes de Acre e Rondônia, e o início das operações selou o processo de interligação desses estados ao SIN. Anteriormente, esses estados tinham o fornecimento de energia elétrica isolados, vindo exclusivamente de usinas térmicas.

Segundo a Lei nº 12.783 de 2013, as geradoras que renovassem suas concessões teriam de abandonar o regime de preços livres praticado nos últimos anos e se submeteriam a tarifas-teto fixadas pela ANEEL, sendo agora remuneradas por cotas de geração, definidas anualmente e rateadas por todos os consumidores do SIN. Essas cotas transferiram os riscos hidrológicos dos geradores diretamente para os consumidores. O maior impacto dessa lei deu-se, em sua maioria,

sobre as geradoras estatais como Eletrobras, Cesp, Cemig e Copel. Essa lei visava reduzir, em média, 20% das tarifas aos consumidores.

As contas de energia trouxeram uma novidade em 2015: o Sistema de Bandeiras Tarifárias, com três cores (verde, amarela e vermelha) para indicar se haverá ou não acréscimo no valor da conta do consumidor, considerando as condições de geração da eletricidade. Com isso, a CCEE passou a gerenciar as contas.

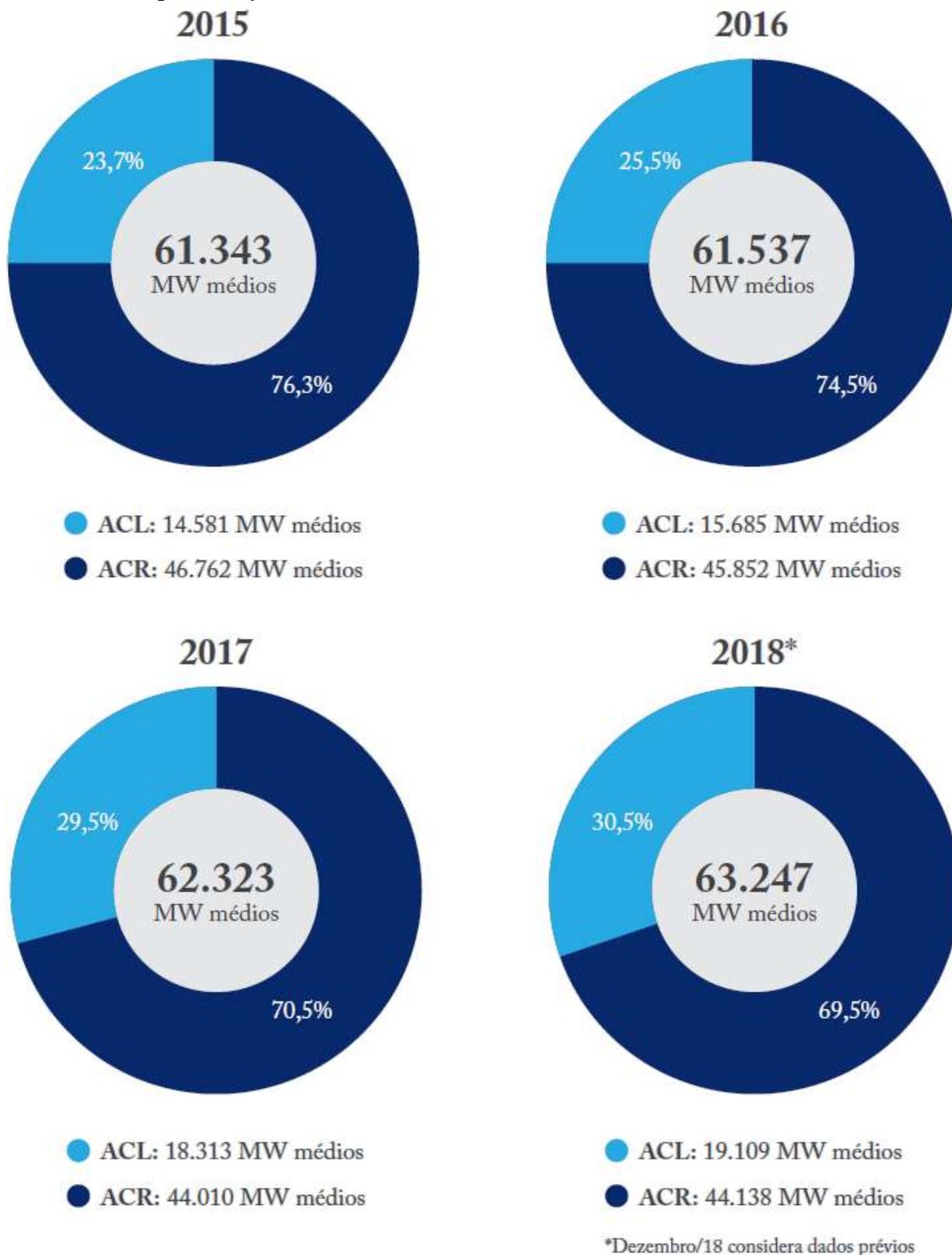
Em 2016, a fim de proporcionar maior transparência aos encargos do sistema, transferiu-se a gestão da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) para a CCEE, que era anteriormente administrada pela Eletrobras, e também a gestão da Reserva Global de Reversão (RGR) e a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC). A Lei nº 13.360 possibilitou a venda de excedentes contratuais pelas distribuidoras no ACL, através do mecanismo implementado pela CCEE, em 2018. O mecanismo negociou 270,3 MW médios, em contratos de três meses, com a participação de 17 distribuidoras e 363 compradores.

O setor elétrico brasileiro é composto, em sua maioria, por despachos centralizados de usinas hidrelétricas, organizados pelo ONS. Nos períodos de seca os despachos das hidrelétricas diminuem e aumenta-se a geração das termelétricas, a fim de assim se preservar os reservatórios de água, atender a demanda do país e aumentar a segurança energética do SIN. Para medir o risco hidrológico e para permitir o compartilhamento entre os geradores participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), criou-se o *Generation Scaling Factor* (GSF), que é uma relação entre a quantidade de energia gerada num determinado mês e a garantia física das usinas (ou seja, a capacidade de geração atendendo determinados critérios de segurança). Essa diferença precisa ser comprada no MCP, sendo que essa despesa é rateada entre todas as empresas pertencentes ao MRE.

O GSF ficou inferior a 100% por três anos consecutivos devido às chuvas fracas que gerou déficit na geração hídrica, principalmente em 2014 e 2015. Para atender a demanda do SIN e garantir suprimento e segurança, aumentou-se a geração térmica nesse período. Com isso, o PLD atingiu seu valor teto de R\$ 822,83 em fevereiro de 2014. Com o aumento dos preços no ambiente regulado, refletiu-se a maior migração histórica de consumidores cativos para o mercado livre de energia, ACL, com destaque para o segmento de consumidores especiais. Essa migração dos agentes para o mercado livre aumentou 25 vezes entre 2015 e 2016. Na Figura 2,

está representado a tendência de crescimento e a potencial expansão que o mercado livre tem apresentado nos últimos anos no Brasil.

Figura 2 - Representatividade do consumo do SIN: Crescimento do mercado livre



Fonte: [21].

### 2.1.5 Mudanças do futuro mercado com as tecnologias disruptivas

As abruptas mudanças tecnológicas eminentes no setor elétrico, tais como, *smartgrids*, microgeração distribuída, alta capacidade de armazenamento de energia elétrica, iluminação pública inteligente e veículos elétricos, terão forte impacto sobre o mercado, os agentes e os consumidores, no futuro do setor elétrico mundial e nacional. Os consumidores passarão a ser prosumidores (produzir e consumir para com a rede) e, no futuro próximo, eles ganharão maior poder de escolha e negociação com essas tecnologias disruptivas, isso junto à tendência do mercado livre em continuar a aumentar.

Atrelado a isso, a demanda do sistema elétrico brasileiro também mudará devido ao aumento do consumo de energia elétrica no país. Segundo a EPE, o consumo total de eletricidade vai crescer 45% a mais que a economia brasileira até 2030. O consumo final de energia crescerá à taxa média de 2,2% anuais entre 2019 e 2030 [23].

Além da estrutura do sistema suportar as mudanças do setor, é preciso cada vez mais medidores inteligentes para controlar um grande volume de dados da operação do sistema e, assim, coordenar de forma eficaz e segura o sistema. A China já instalou mais de 300 milhões de medidores inteligentes, a Itália já desenvolve a troca da segunda geração de aparelhos, e o Brasil possui apenas 5% de medidores inteligentes, dentre os 65 milhões de medidores instalados à rede [21].

Os avanços das fontes renováveis no Brasil tendem a crescer cada vez mais. De acordo com a EPE, as usinas eólicas terão sua capacidade instalada aumentada de 16 GW para 32 GW, em 2030, e os parques solares deverão crescer de 3 GW para 8 GW [23].

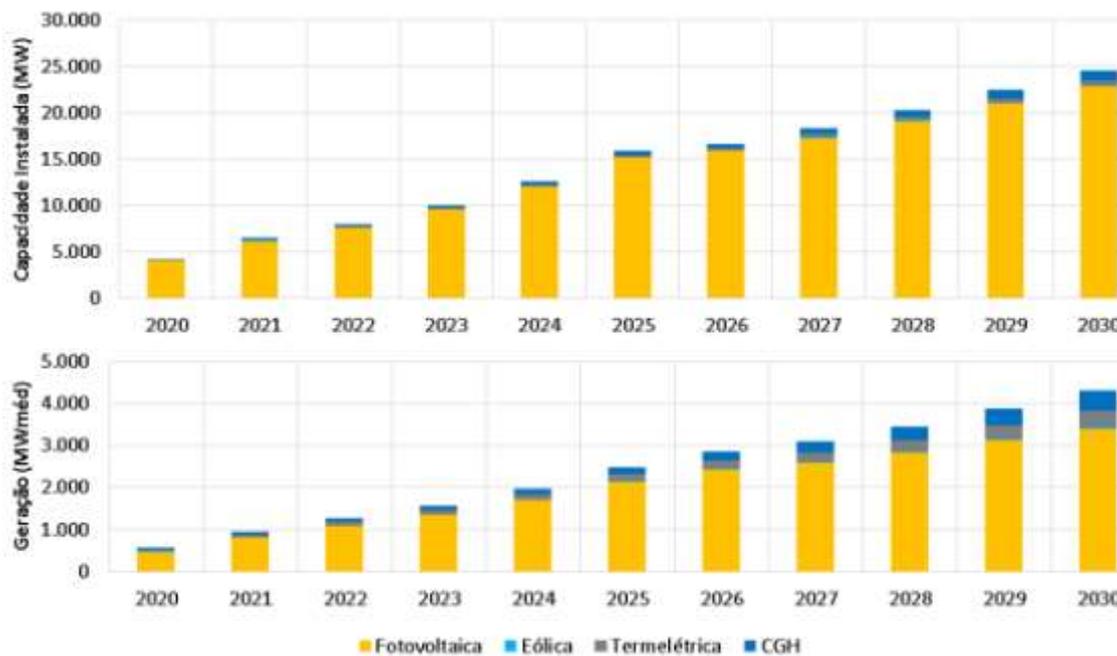
Em relação à geração distribuída fotovoltaica, é possível observar o aumento dela na Figura 3, a qual representa-se o avanço da geração das usinas registradas no Brasil, entre os anos de 2014 e 2018 [21]. Além disso, observa-se na Figura 4 que a tecnologia solar fotovoltaica mantém-se como a principal fonte no segmento de micro e minigeração distribuída, respondendo por cerca de 93% de toda essa expansão [23].

Figura 3 - Evolução do número de usinas registradas de geração distribuída fotovoltaica.



Fonte: [21].

Figura 4 – Expansão em capacidade e em energia da geração distribuída



Fonte: [23].

Junto a esses avanços, são necessárias tecnologias com maior capacidade de armazenamento e preços acessíveis para viabilidade da geração. E isso já está se tornando realidade, visto que as tecnologias de armazenamento terão seus preços reduzidos pela metade nos próximos 5 anos, segundo a previsão do governo brasileiro. Um exemplo atual disso é a bateria de lítio com capacidade de 200 kWh de energia, que foi instalada em uma usina hidrelétrica em São Paulo no ano de 2018, e já tem o ONS acompanhando seus impactos na rede. Além disso, essas baterias futuramente podem servir como serviços ancilares, por exemplo, para abastecer

indústrias que requerem linhas que operem sempre na mesma frequência e não sejam perturbadas por oscilações.

Todas essas mudanças requerem novas regulamentações do sistema e nova forma de precificação e contabilização de uso do sistema. Este é o grande desafio dessas mudanças.

## **2.2 Contratos de comercialização de energia elétrica no Brasil**

Os contratos de comercialização de energia elétrica têm seus critérios e procedimentos de controle estabelecidos pela ANEEL através da Resolução Normativa nº 783, de 26 de setembro de 2017 [24]. Segundo essa norma, os procedimentos de controle passam pelas etapas de aprovação, elaboração dos contratos, homologação, prestação de informação e registro. Enquanto os tipos de contrato podem ser definidos conforme os itens seguintes:

- Contrato de Comercialização de Energia a partir de Licitação Pública (CCE500LP): serve para comercialização de energia elétrica entre agente vendedor e distribuidora integrante do SIN com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano. Isso ocorre através de licitação pública realizada pela própria distribuidora. O agente vendedor é da CCEE e pertence à categoria de geração e à classe de agentes comercializadores.
- Contrato de Comercialização de Energia anterior a 2003 (CCE2003): também para agente vendedor e distribuidora, porém para vigência com início anterior a 11 de dezembro de 2003.
- Contrato de Comercialização de Energia com Agente Supridor (CCE500SUP): serve para comercialização de energia elétrica entre agente supridor e distribuidora integrante do SIN com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano. O agente supridor é definido como aquele que fornece energia a um agente de distribuição de energia.
- Contrato de Comercialização de Energia do Proinfa (CCEproinfa): destinado à aquisição de energia elétrica no âmbito do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA).
- Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Sistema Isolado (CCESI): é celebrado por distribuidora compradora e concessionária ou autorizada de geração

vencedora de processo licitatório. É usado para comercialização de energia elétrica nos sistemas isolados, proveniente de empreendimentos de geração existentes ou futuros.

- Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente de Contratação Livre (CCEAL): é destinado a comercialização de energia elétrica entre agentes de geração, comercializadoras e consumidores livres ou especiais, perante preços negociáveis livremente, e incluindo a cessão de montantes de energia por consumidores.
- Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR): é destinado a comercialização de energia elétrica no SIN, celebrado entre concessionária ou autorizada de geração vencedora de processo licitatório com cada distribuidora compradora, proveniente de empreendimentos de geração existentes ou futuros, e mensurados por disponibilidade ou quantidade.
- Contrato de Comercialização de Energia no Sistema Isolado anterior a 2009 (CCESI2009): destinado à comercialização de energia elétrica entre autorizada ou concessionária de geração e distribuidora, para atendimento de sistema isolado, em contratos com vigência anterior a 30 de julho de 2009.
- Contrato de Energia de Reserva (CER): utilizado para comercialização de energia elétrica de reserva no SIN, quantificado por disponibilidade ou quantidade, proveniente de empreendimentos de geração existentes ou futuros, celebrado pela CCEE, cuja a responsabilidade é firma-lo em representação dos usuários de energia de reserva, com cada autorizada ou concessionária de geração vencedora de processo licitatório.
- Contrato de Geração Distribuída (CGD): para aquisição de energia elétrica proveniente de empreendimentos elegíveis à condição de geração distribuída, por distribuidoras integrantes do SIN, perante a realização de chamada pública ou ainda resultante do processo de desverticalização.
- Contrato de Importação ou Exportação de Energia Elétrica (CIE): é a comercialização de energia elétrica própria da exportação e importação, efetuada por intercâmbio ou ressarcimento. É celebrada por agente devidamente autorizado com ente estrangeiro autorizado.

- Contrato de Leilão de Ajustes (CLA): utilizado para comercialização de energia elétrica no SIN, mensurado por quantidade, celebrado por cada concessionária ou autorizada de geração, comercializador e importador vencedor de processo licitatório com cada distribuidora compradora.
- Contrato para Comercialização Varejista (CCV): para comercialização de energia elétrica no SIN, e tem como característica específica a representação continuada de um representado não submetido à adesão própria à CCEE, e sim por um Varejista habilitado.
- Termo de Cessão no Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD (TCmsd): celebrado por distribuidora cedente e por cessionária no SIN, no âmbito do mecanismo de compensação de sobras e déficits de energia elétrica provenientes de CCEAR por empreendimentos de geração existentes.

### **2.3 PLD Horário e o impacto no mercado de energia elétrica brasileiro**

Desde sua implantação, o PLD é calculado pela CCEE baseado no Custo Marginal de Operação (CMO) determinada pelo ONS, e este custo é limitado em seus valores segundo a ANEEL. Em suma, o CMO é a valoração do custo de se produzir energia, para atender em curto prazo e menor preço, a uma nova unidade acrescida a demanda padrão do sistema. Visto isso, o PLD é utilizado no MCP para averiguar as diferenças entre o volume de energia contratado e o montante realmente gerado e consumido durante o mês, e essa diferença é cobrada ou ressarcida segundo as determinações da CCEE.

Até dezembro de 2020, o PLD era calculado semanalmente pela CCEE, para três patamares de carga (leve, médio e pesado) e para quatro submercados do SIN (Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste). O cálculo do PLD é feito com base em modelos computacionais que consideram algumas variáveis inerentes do sistema elétrico como, por exemplo, previsão de chuva, volume dos reservatórios das hidrelétricas, estimativa de consumo do sistema, preços dos combustíveis das usinas termelétricas e disponibilidade de transmissão e de geração. O PLD é limitado a um valor mínimo e um valor máximo, anualmente, para controle da variação do preço, o que garantirá um preço real factível [25].

A fim de operar o sistema elétrico, o ONS utiliza três modelos computacionais para auxiliar na coordenação e no planejamento: DESSEM, DECOMP e NEWAVE [25]. A definição e a utilização deles podem ser dadas da seguinte forma:

- DESSEM – modelo usado para curtíssimo prazo, com horizonte de uma semana, e com dados de meia em meia hora;
- DECOMP – modelo usado para curto prazo, com horizonte de dois meses, e com dados em base mensal;
- NEWAVE – modelo usado para médio prazo, com horizonte de cinco anos, e com dados em base mensal.

Esses modelos são utilizados também pela CCEE, entretanto de forma e propósito diferentes aos do ONS. O ONS utiliza os modelos para o despacho operacional do sistema, suprindo a demanda com o menor custo possível. Enquanto a CCEE utiliza os modelos para calcular o PLD, alterando anteriormente os dados de entrada encaminhados pelo ONS para o cálculo do CMO. Essa alteração deve-se ao fato da CCEE não considerar as limitações da representação da rede elétrica. Em suma, o processo para cálculo do PLD ocorre conforme a representação da Figura 5 [25].

Figura 5 - Fluxo seguido pela CCEE para formação e cálculo do PLD.



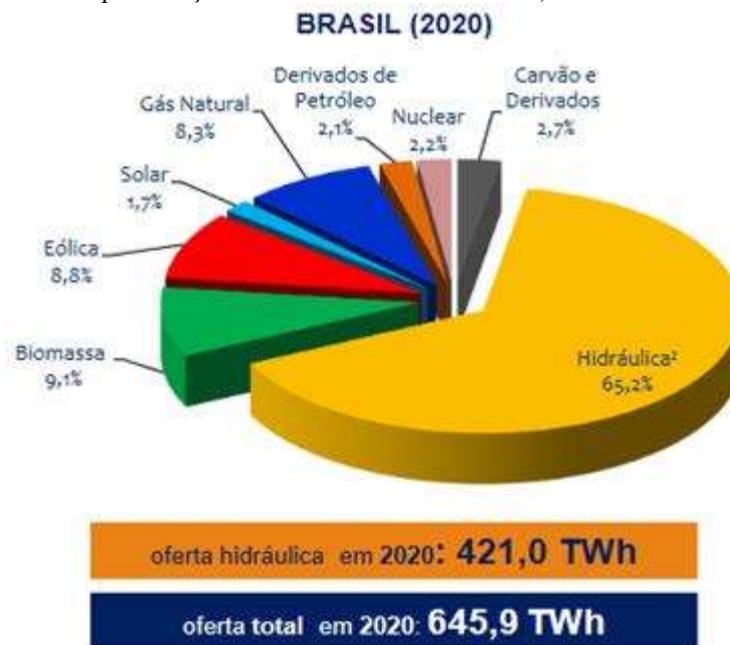
Fonte: [25]

Dentre as grandes mudanças que o setor elétrico brasileiro atravessa atualmente, encontra-se as mudanças na apuração e no cálculo do PLD. Desde janeiro de 2021, o PLD deixa de ser calculado semanalmente e por patamar de carga e passa a ser precificado diariamente e com base horária, e por isso começa a ser chamado de PLD Horário. Com o antigo PLD semanal, a CCEE apurava por mês 48 preços de energia, agora com a implantação do PLD Horário, calcula-se aproximadamente 2880 preços por mês.

A necessidade da nova estrutura de precificação surgiu, principalmente, devido à mudança na matriz elétrica brasileira. Nos anos 90, quando a energia elétrica era proveniente cerca de 90% das usinas hidrelétricas, o preço era fácil de mensurar devido ao comportamento previsível das

usinas hidrelétricas e do perfil dos consumidores. Em contrapartida, hoje em dia, as fontes hidráulicas representam 65,2% da matriz brasileira, segundo [26], e outras fontes, como solar, eólica e biomassa, passaram a ter grande representatividade na matriz elétrica brasileira, conforme a representação do gráfico da Figura 6. Há estudos da EPE que preveem, em 2029, um aumento na matriz da fonte solar de 1,7% para 8%, e também da eólica de 8,8% para 16%. Visto isso, ficou evidente a necessidade do PLD Horário para obter um preço mais aderente a realidade operativa com fontes intermitentes, que dependem muito do clima e horário para a geração de energia elétrica [25].

Figura 6 - Representação da Matriz Elétrica Brasileira, com ano base de 2020.



Fonte: [26]

O PLD Horário impacta as regras de comercialização para os consumidores e também para todos os agentes do setor elétrico, conforme ponderado nas observações de [25]. Entre as principais mudanças, podemos citar:

- Impacto financeiro na variação da soma de energia comercializada, influenciado a modulação dos contratos de energia (seja para contratos por *flat*, geração, carga, MRE ou declarado);
- Maior variação no Balanço Energético, que será afetado pelas oscilações dos valores horários de preço e de consumo com os valores contratos, e essas variações podem ser positivas ou negativas para os consumidores. Por esse motivo, os consumidores que possuem capacidade de modulação, poderão alcançar melhores resultados utilizando

mecanismos como resposta a demanda, gestão integrada de energia e venda de produtos diferenciados;

- Variação de preços entre submercados, influenciando na apuração do Tratamento de Exposições;
- Os créditos provenientes da geração de Energia de Reserva serão influenciados pela variação do PLD Horário, principalmente no submercado do Nordeste que possui grandes usinas eólicas;
- Os encargos para a manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema não estão inclusos no PLD Horário, mas mesmo assim possuem alguns dos seus custos calculados com base nele. Com a projeção horária a diferença entre o projetado e o realizado diminui e assim os encargos, rateado entre os consumidores para cobrir essa diferença, serão menores;
- Maior competitividade, transparência e benefícios para o Mercado Livre de Energia;
- Mudança no perfil de consumo, principalmente das empresas que possuem flexibilidade para consumir em horários com menor preço. Alguns exemplos disso são algumas empresas japonesas que aumentaram o turno da madrugada para pagar mais barato na energia (visto que, o PLD Horário já é empregado no Japão) e algumas empresas que já pesquisam a utilização de baterias em horários de pico.

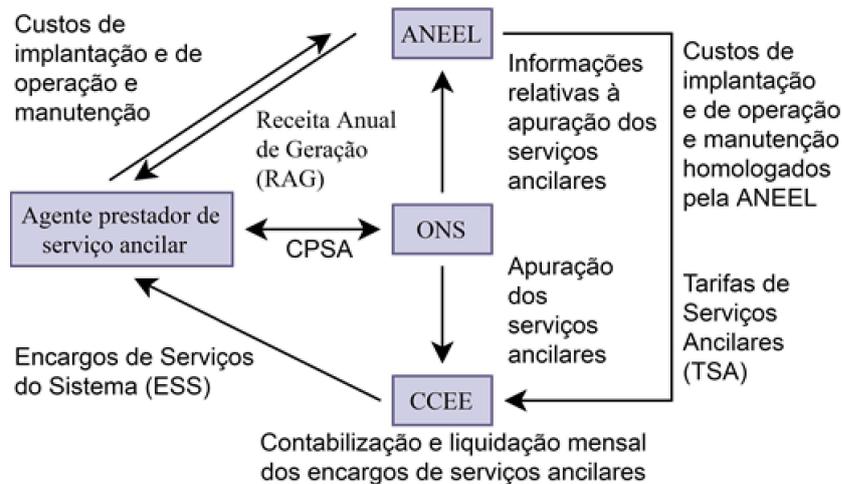
## **2.4 Conclusão**

Neste capítulo discorreu-se sobre o mercado de energia elétrica brasileiro, retratando a sua história desde os anos 90, analisando os principais marcos que o desenvolveram e os impactos das crises hídricas neste contexto, até as evoluções atuais dos contratos de comercialização vigentes. As mudanças nas tendências de consumo e nos perfis de geração de energia elétrica possuem previsão de continuarem abruptas, visto a crescente inserção de tecnologias disruptivas e o início da remuneração com o PLD Horário. O PLD Horário impacta as regras de comercialização para os consumidores e para todos os agentes do setor elétrico. Por consequência, há impacto nos encargos nacionais, na competitividade do mercado livre e na competitividade da prestação dos serviços operacionais do sistema elétrico brasileiro. No próximo capítulo será introduzido a temática dos SA no Brasil e no mundo, bem como as suas formas de administração e remuneração.

### 3 SERVIÇOS ANCILARES

Segundo [27], SA podem ser definidos como os serviços suplementares aos prestados pelos agentes de geração e de distribuição, conforme regulamentação pertinente, e têm o objetivo principal de contribuir para operacionalidade do SIN. A Figura 7 é um diagrama que contém a estrutura de controle do mercado de SA no Brasil.

Figura 7 - Procedimento de Rede 14 do ONS: O processo de administração dos SA.



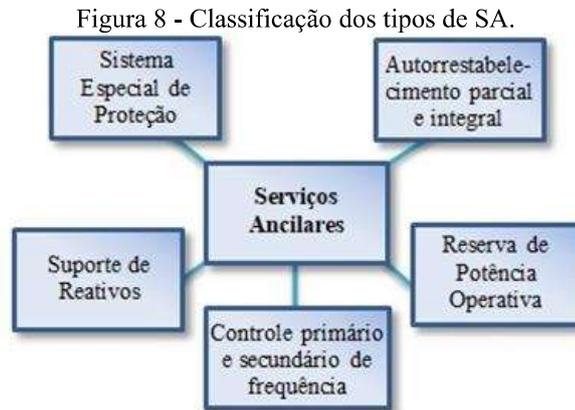
Fonte: [13] modificado.

No Brasil, a contratação e administração dos SA empregados na operação do SIN são atribuições do ONS, sob regulamentação da ANEEL. Especificamente, é dever do ONS criar os critérios relativos aos arranjos comerciais dos SA, prestados pelos agentes participantes do SIN e, assim, administrar os CPSA e apurar os SA [13].

Além de ser responsável pela parte de regulamentação, a ANEEL é responsável por estabelecer a receita anual de geração da operação e homologar custos e taxas vinculadas à geração do sistema. Já a CCEE é o órgão responsável por avaliar e estipular as regras utilizadas para pagamento de encargos pelos serviços prestados e não contabilizados pela ANEEL. Todas as equações que relacionam a geração de serviço ancilar e a remuneração relacionada a ele, estão no módulo 9 das Regras de Comercialização da CCEE (2019).

### 3.1 Classificação dos tipos de serviço ancilar

De acordo com [13] e com a regulamentação vigente, os SA são constituídos pela classificação que é representada na Figura 8:



Fonte: elaborado pela autora.

De acordo com a classificação dos tipos de SA, disponível em [13], o controle primário de frequência é responsável por regular a velocidade das unidades geradoras, limitando a variação da frequência quando houver ocorrência de alterações no sistema que provoquem desequilíbrios entre carga e geração. Esse controle é realizado por meio de reguladores automáticos de velocidade das unidades geradoras. O controle secundário de frequência é realizado por unidades geradoras participantes do Controle Automático de Geração (CAG) e objetivam restabelecer a frequência do sistema ao seu valor nominal e manter e/ou restabelecer os limites de intercâmbio de potência ativa aos valores programados durante a operação dos subsistemas, em tempo real.

O despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa é realizado por usinas termelétricas despachadas centralizadamente, com finalidade de preservar a reserva de potência operativa das usinas hidráulicas participantes do CAG [12]. O ONS deve despachar as usinas termelétricas para atender esse serviço, de forma a minimizar os custos operacionais totais do sistema elétrico e respeitar as restrições operativas (tempo de rampa, curva de tomada de carga, tempo mínimo de operação e potência mínima de operação) para que o nível de segurança requerido do sistema seja atendido. O despacho programado das usinas termelétricas pode ser do tipo carga plena, carga reduzida ou acompanhamento de carga.

O autorrestabelecimento integral (também conhecido como *black start*) é a capacidade que uma usina geradora tem de sair de uma condição de parada total para uma condição de operação, independente de fonte externa para alimentar seus serviços auxiliares. Já o autorrestabelecimento parcial é definido como a capacidade de uma usina geradora alimentar seus próprios serviços auxiliares a partir da tensão no terminal de seus próprios geradores, com a permanência de giro mecânico e da excitação. Esses serviços contribuem com o processo de recomposição do sistema elétrico e o ONS deve identificar quais centrais geradoras estão aptas a esse serviço e registrá-las no seu sítio eletrônico [12].

O Sistema Especial de Proteção (SEP) serve para a realização da proteção do sistema via usinas geradoras com equipamentos adequados para tal função. Abrange os Esquemas de Controle de Emergência (ECE) e os Esquemas de Controle de Segurança (ECS), que direcionam ações automáticas para preservar o sistema elétrico, quando está sob condição de risco [12].

O serviço ancilar de suporte de reativos é aquele provindo de usinas geradoras que estejam fornecendo potência ativa, ou que operam como compensadores síncronos [13]. O suporte reativo é destinado ao controle de tensão da rede, a fim de manter o nível de tensão dentro dos limites de operação da rede, segundo os Procedimentos de Rede e os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), através da injeção ou absorção de potência reativa [12].

### **3.2 Arranjo comercial**

Os arranjos comerciais são feitos entre os agentes participantes do SIN e o administrador do sistema elétrico brasileiro, ONS. As responsabilidades dos agentes, que prestam SA ao sistema, são celebrar os CPSA com o ONS e prestar os serviços conforme regulamentação vigente. Já as responsabilidades do ONS envolvem: estabelecer minuta dos CPSA; obter da ANEEL informações necessárias para estabelecimento dos arranjos comerciais; realizar a análise técnica dos requisitos de sistema relativos aos SA a serem prestados por novas usinas ou usinas atualmente em operação; celebrar os CPSA com os agentes de geração que prestam os serviços de suporte de reativos, cujas as unidades geradoras atuam como compensadores síncronos de controle secundário de frequência, de despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa, de autorrestabelecimento integral e/ou parcial e de SEP; e por fim disponibilizar pelo sítio eletrônico do ONS e encaminhar para a ANEEL, até o dia 30 de abril

de cada ano, relatório referente ao ano anterior, com os resultados da avaliação de desempenho dos agentes prestadores de SA de controle secundário de frequência, de despacho complementar para manutenção de reserva de potência operativa, de autorrestabelecimento e de SEP [14].

O controle primário de frequência deve ser realizado por todas as unidades geradoras participantes do SIN, sem ônus para os demais agentes. Em contrapartida, o controle secundário de frequência deve ser realizado, quando solicitado pelo ONS, pelos agentes participantes do CAG, sem ônus para os demais agentes. As unidades geradoras com desempenho satisfatório no CAG, conforme avaliação do ONS, receberão anualmente a receita para controle secundário de frequência, com valor definido pela resolução da ANEEL, e por celebração CPSA entre o ONS e os agentes de geração. Além disso, a ANEEL poderá autorizar, sob solicitação do agente de geração, a implantação de equipamentos para prestação de serviço ancilar de controle secundário de frequência, com ressarcimento dos custos incorridos, mediante estudo do ONS que demonstre a necessidade e a viabilidade técnica da prestação do serviço e do orçamento elaborado pelo agente de geração [14].

O suporte de reativos, de uma maneira geral, deve ser disponibilizado por todas as unidades geradoras integrantes do SIN que forneçam potência ativa, sem ônus para os demais agentes. Porém, há uma exceção nesse acordo, pois as unidades geradoras, que são solicitadas para operar como compensador síncrono e cujos serviços são prestados de forma obrigatória e remunerados pela Tarifa de Serviços Ancilares (TSA), celebram CPSA com o ONS. As unidades geradoras, quando operarem como compensador síncrono, terão seu consumo de potência ativa absorvida do SIN tratado como perda sistêmica (ou seja, é uma perda inerente à operação do sistema elétrico). Assim, como mencionado anteriormente para o controle secundário de frequência, a ANEEL poderá autorizar a implantação de equipamentos para a prestação da compensação síncrona, com o ressarcimento dos custos incorridos, mediante o mesmo tipo de estudo do ONS e do respectivo orçamento elaborado pelo agente gerador [14].

O serviço de autorrestabelecimento parcial deve ser prestado por todas as unidades geradoras integrantes do SIN, que possuam equipamentos para essa finalidade, sempre que solicitado pelo ONS, sem ônus para os demais agentes. Os agentes geradores que venham a prestar o serviço ancilar de autorrestabelecimento integral, por determinação da ANEEL, perante estudos do ONS, deve celebrar CPSA com ONS. Sob as mesmas condições apresentadas anteriormente,

há a possibilidade da ANEEL autorizar a implantação de equipamentos para prestação do serviço ancilar de autorrestabelecimento integral com ressarcimento dos custos incorridos [14].

As usinas que prestam serviço ancilar de SEP, sob respaldo dos estudos realizados pelo ONS, necessitam de autorização prévia da ANEEL para o ressarcimento dos custos incorridos para a implantação dos equipamentos, devendo ser celebrado CPSA entre o ONS e os agentes de geração. As unidades geradoras com desempenho satisfatório em relação às atuações no SEP, conforme avaliação do ONS, receberão anualmente a receita para sistema especial de proteção, com valor definido em resolução homologatória específica da ANEEL. Nesse caso também há o ressarcimento dos custos de implementação dos equipamentos, conforme apresentado nos outros casos [14].

Por fim, os agentes de geração, que prestam serviço ancilar de despacho complementar para manutenção de reserva de potência operativa, devem solicitar celebração de CPSA com o ONS. Além disso, as usinas termelétricas despachadas centralizadamente em operação, que podem prestar esse serviço, serão identificadas e o registro será divulgado no sítio eletrônico do ONS [14].

No Quadro 1, são detalhados e resumidos os arranjos comerciais de cada tipo de serviço ancilar prestado pelos agentes de geração e suas respectivas relações de custos a serem recuperados, que são quantificados pelos custos fixos e variáveis (operação, manutenção e perdas adicionais).

Quadro 1- Descrição de arranjos comerciais dos SA prestados pelos agentes de geração.

Tipo de Serviço Ancilar	Celebração de CPSA (sim/não)	Custos fixos	Custos Variáveis	
			Operação & Manutenção	Perdas Adicionais
Controle primário de frequência	NÃO	-	-	-
Controle secundário de frequência	SIM	X	X	-
Suporte de reativos	NÃO	-	-	-
Compensação Síncrona	SIM	X	X	X
Autorestabelecimento Integral	SIM	X	X	-
Autorestabelecimento Parcial	NÃO	-	-	-
SEP	SIM	X	X	-
Reserva de potência operativa	SIM	-	-	-

Fonte: [14] modificado.

### **3.3 Encargos segundo as Regras de Comercialização da CCEE**

Entende-se por encargos os custos incorridos na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do atendimento a demanda do SIN, que não estão incluídos no PLD estabelecido ex-ante pela CCEE para cada semana e patamar de carga. Os encargos são apurados mensalmente pela CCEE, segundo o documento Módulo 9 das Regras de Comercialização, e consistem em valores estabelecidos como Encargos de Serviço do Sistema (ESS), de acordo com as formas de rateio e alívio desses montantes [15]. Em outras palavras, os ESS correspondem aos valores monetários destinados a cobertura dos custos dos serviços do sistema, que abrangem a geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de transmissão dentro de cada submercado.

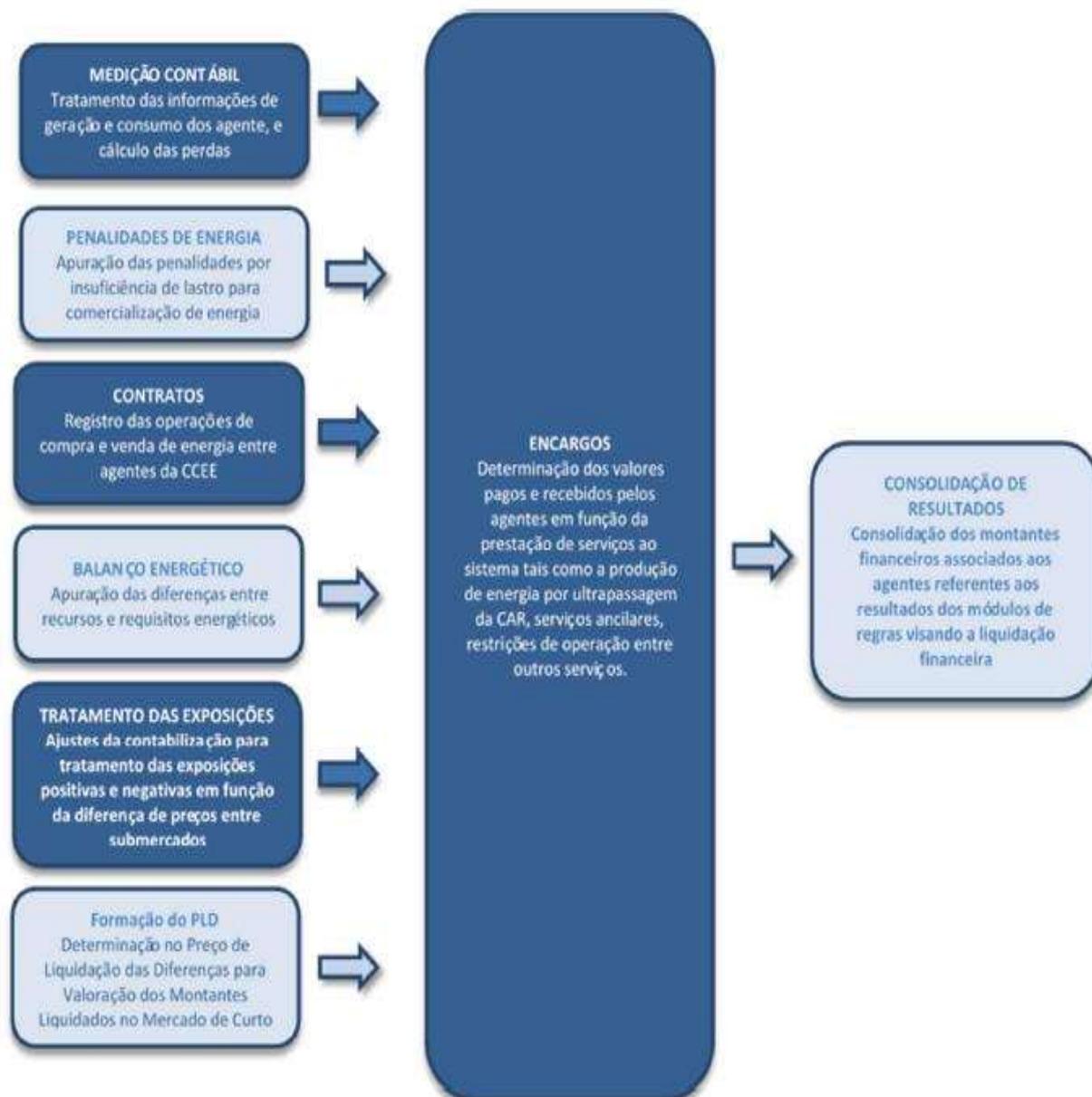
Os chamados Encargos de Segurança Energética determinam os encargos vindos das usinas despachadas por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), com o objetivo de manter o suprimento energético, e dos encargos advindos do deslocamento hidráulico de origem energética, proporcionado pela geração por segurança energética e por importação de energia sem garantia física associada. O CMSE sob a coordenação direta do Ministério de Minas e Energia (MME), sob a Lei nº 10.848/2004, tem como objetivo acompanhar e avaliar permanentemente a segurança e a continuidade do suprimento eletroenergético brasileiro. Os demais encargos dos ESS são rateados diretamente pelos agentes de consumo e possuem direito a alívio retroativo [15].

Basicamente, para a formação dos encargos pagos aos agentes geradores, são utilizadas informações da ANEEL, do ONS e de outros módulos das regras da CCEE, conforme os detalhes consolidados na Figura 9.

A Figura 10 representa um esquema de como se relacionam os encargos calculados e apurados pelo Módulo 9.

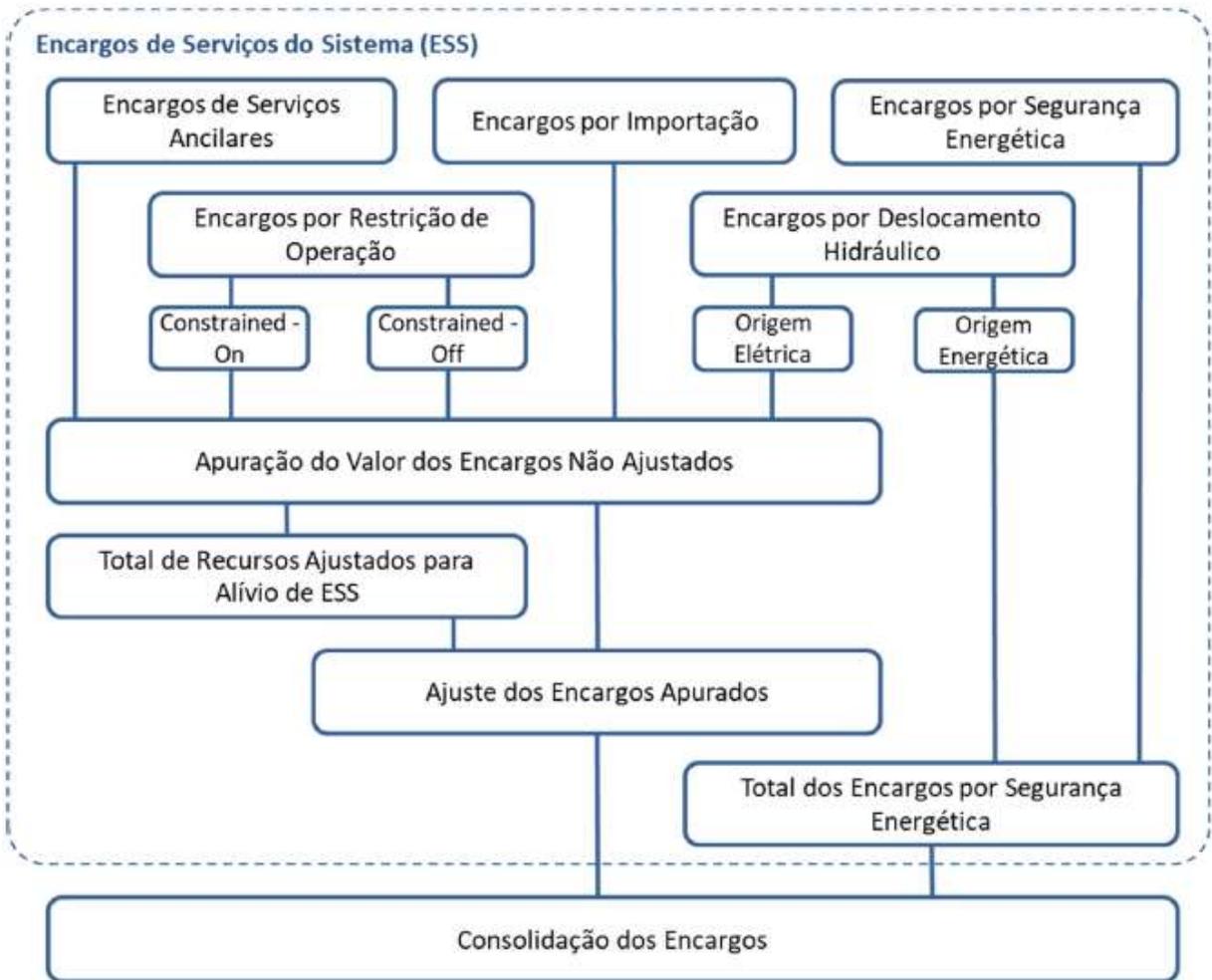
A consolidação dos encargos determina o total a ser recebido pelos agentes, segundo os encargos calculados a cada mês de apuração. Esses encargos são bem definidos nas subseções seguintes, conforme [15].

Figura 9 - Relação do Módulo 9 – Encargos com os demais das Regras de Comercialização.



Fonte:[15].

Figura 10 - Esquema geral da composição do Módulo 9 – Encargos.



Fonte:[15].

### 3.3.1 Encargos por Restrição de Operação

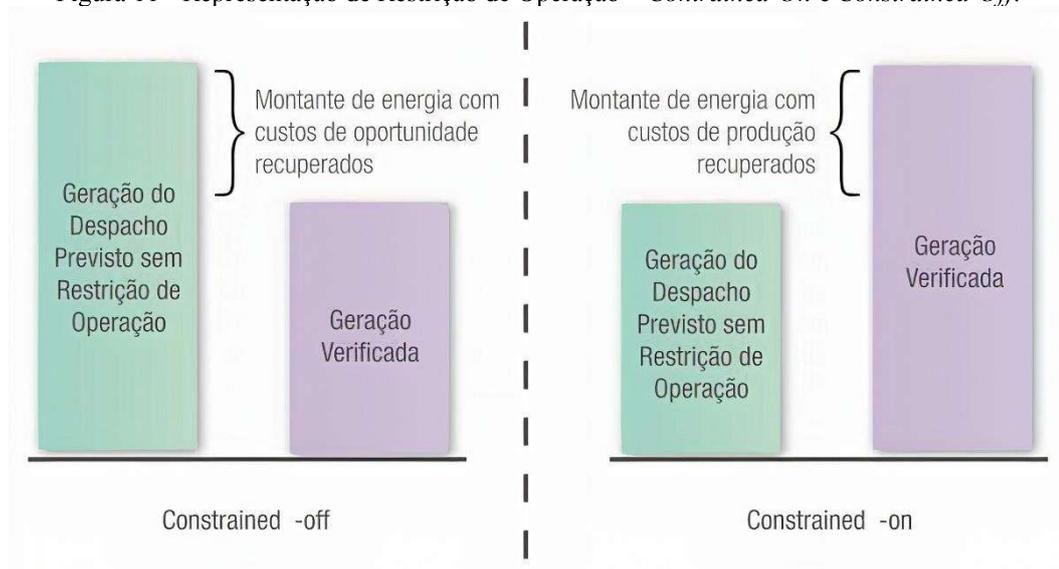
O modelo de despacho adotado no Brasil é o despacho centralizado (*tight pool*), devido à predominância da matriz hidráulica no país. Nesse contexto, o ONS despacha as usinas integrantes do SIN baseado nos modelos de otimização de uso de água estocada em reservatórios. Esses mesmos modelos de otimização são usados pela CCEE a fim de determinar o PLD. Entretanto, na definição do CMO, o ONS considera no modelo as restrições de transmissão internas a cada submercado, enquanto a CCEE calcula um PLD para todo o submercado, como se a energia estivesse igualmente disponível em todos os pontos de consumo de cada submercado. Logo, existe uma diferença entre o despacho econômico da CCEE e o despacho elétrico do ONS e, com isso, as usinas podem ser despachadas de forma diferente da previsão estabelecida da programação. O despacho real realizado pelo ONS considera variáveis

não previstas no despacho ex-ante da CCEE, tais como alterações nas configurações das linhas de transmissão, perdas das linhas, problemas climatológicos, dentre outras eventualidades.

O Encargo por Restrição de Operação é composto pelo montante da diferença entre a geração instruída pelo ONS e a geração prevista na programação sem restrições da CCEE, para as usinas não hidráulicas. Esse encargo resulta de três possíveis situações: *Constrained-On*, *Constrained-Off* e *Unit Commitment* [15].

O *Constrained-On* ocorre quando a usina termelétrica é despachada fora da ordem de mérito para atender a critérios energéticos ou operacionais. Já o *Constrained-Off* acontece com a redução da geração da usina termoeletrica em relação a ordem de mérito, também para atender a critérios energéticos ou operacionais. Para atender as restrições técnicas de operação dos critérios de tomada de descida de carga e de tempo mínimo de acionamento, as usinas termelétricas são despachadas fora da ordem de mérito na situação de *Unit Commitment*. A Figura 11 traz uma ilustração dos dois primeiros tipos de Restrição de Operação.

Figura 11 - Representação de Restrição de Operação – *Constrained-On* e *Constrained-Off*.



Fonte:[15].

Vale ressaltar que apenas as usinas termelétricas com Custo Variável Unitário (CVU) não nulo têm direito a receber os encargos por restrição de operação. O CVU representa o valor mínimo, em reais por megawatt hora, necessário para compensar todos os custos de operação e manutenção de usinas geradoras não hidráulicas.

As restrições de *Unit Commitment* são modeladas no DESSEM (Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo), modelo criado em 2020 pelo ONS com a finalidade de otimizar o despacho da operação do SIN, considerando os aspectos da rede elétrica e também da operação das usinas hidroelétricas, termoeletricas e demais integrantes do setor elétrico [28]. Entre as restrições que constituem esse modelo, há as restrições relacionadas a operação das usinas termelétricas. São elas: restrição de tempo mínimo de acionamento das usinas termelétricas, restrição de tomada de carga e restrição de descida de carga (rampa de subida e descida de carga, respectivamente). Sendo ainda necessário respeitar o nível de geração máximo e mínimo do atendimento a demanda pelas usinas, já que elas precisam de tempo para serem acionadas antes do momento de atendimento da potência e precisam de tempo para retornar à condição de desligamento total da usina. Por fim, há ainda o tempo mínimo de desligamento da usina até um novo acionamento, também observado como um parâmetro do DESSEM, mas esse tempo não tem direito a recebimento do encargo de operação [15].

### **3.3.2 Encargo de Segurança Energética**

Engloba os custos das usinas despachadas pelo CMSE para garantir, tanto o suprimento energético, quanto os encargos oriundos do deslocamento hidráulico proporcionado pela geração por segurança energética e por importação de energia, no caso sem garantia física associada. A Resolução nº 8 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) de dezembro de 2007 estabelece que o ONS pode despachar, nesse caso, recursos foram da ordem de mérito econômico ou mudar o sentido de intercâmbio entre os submercados, por decisão do CMSE.

A Lei 13.360/2016 estabelece que o montante financeiro a ser pago para as usinas despachadas adicionalmente para a garantia de suprimento energético é rateado pelos consumidores. Isso ocorre visto que esse tipo de despacho não considera o custo de operação declarado das usinas para a formação do PLD, e assim o despacho para garantia de suprimento energético é feito fora da ordem de mérito.

### **3.3.3 Encargo por Importação**

Determinado pelos montantes advindos das usinas de importação de energia entre o Brasil e seus países vizinhos, despachadas segundo ordem do ONS. Essas usinas são utilizadas a fim de garantir a redução dos custos operativos do SIN, conforme estabelecido na Portaria nº 339 do MME em 15 de agosto de 2018. Essa importação de energia elétrica pode ser autorizada por

um ou mais agentes comercializadores perante a CCEE, desde que eles estejam adimplentes e autorizados nos termos da Portaria MME nº 596, de 19 de outubro de 2011.

O ONS determina os montantes e os preços de energia a serem importados por meio de ofertas, visando o MCP e recebendo a entrega de energia no centro de gravidade do SIN. Esses montantes e preços de importação não são considerados no planejamento operacional do Programa Mensal de Operação (PMO), e também não são utilizados na formulação do PLD [15].

### **3.3.4 Encargo de Deslocamento Hidráulico**

As usinas hidrelétricas participantes do MRE, por terem função de deslocamento de geração, fora da ordem de mérito, e de importação de energia elétrica sem garantia física associada, de acordo com a Lei 13.360/2016, elas têm o direito a dois tipos de encargos: Encargo associado ao Deslocamento Hidráulico Energético e Encargo associado ao Deslocamento Hidráulico Elétrico. O encargo relacionado ao ramo energético remunera os custos da redução de geração das usinas hidrelétricas, em função da geração por segurança energética e da importação de energia sem lastro associado. Enquanto o Encargo associado ao Deslocamento Hidráulico Elétrico, remunera as usinas hidrelétricas pelos custos da redução de geração das usinas do MRE, derivada da necessidade de geração termelétrica por restrição elétrica, através de critérios estabelecidos pelo ONS.

A Resolução Normativa nº 764 da ANEEL, de 18 de abril de 2017, estabelece as regras que determinam os montantes de energia utilizado como deslocamento hidráulico, a forma de apurar os custos e de ressarcir os participantes do MRE. Os montantes de deslocamento hidráulico apurados são rateados entre as usinas participantes do MRE e o custo para cada usina é calculado pelo produto do montante e pela diferença entre o valor do PLD, da hora e do submercado em que houve o deslocamento, e o valor de PLD\_X. O PLD\_X é um valor relacionado ao custo de oportunidade de geração, em função do armazenamento incremental nos reservatórios das usinas hidrelétricas decorrente do deslocamento de geração hidrelétrica. Por fim, os custos desse encargo, para o caso de ordem energética, são assumidos por todos os consumidores do SIN e, para o caso de ordem elétrica, os custos são assumidos pelos mesmos consumidores que utilizaram o encargo da restrição de operação, que deu origem ao deslocamento hidráulico [15].

### 3.3.5 Encargos de Serviços Ancilares

São os encargos pagos pelos custos dos SA prestados pelos agentes, a fim de garantir a qualidade e segurança do SIN, conforme Resolução nº 697, de 16 de dezembro de 2015 [15]. Para ressarcimento pelo serviço ancilar de Compensação Síncrona, o agente de geração recebe pela energia reativa segundo a TSA, tarifa anual atualizada pela ANEEL. Para remunerar as usinas termelétricas que realizam o despacho complementar para Manutenção de Reserva de Potência Operativa, a energia é valorada de duas formas: quando o atendimento do despacho é satisfatório, segundo cálculos contidos na Resolução nº 697, paga-se o encargo com o preço da oferta realizada, e quando insatisfatório paga-se o seu CVU para despacho na ordem de mérito.

Há ainda os agentes prestadores de SA ressarcidos pelos ESS, que têm provimento pela ANEEL e têm autorização para reposição dos equipamentos e peças destinadas à prestação de SA. No caso de reposição de equipamentos e peças, os custos de implantação ou reposição são auditados e aprovados pela própria agência, e posteriormente são ressarcidos pelo ESS. As remunerações desses serviços são classificadas, segundo [15], como:

- Ressarcimento por investimentos para prestação de SA;
- Ressarcimento pelo custo fixo de usinas emergenciais;
- Ressarcimento pelo custo de operação e manutenção dos equipamentos de autorrestabelecimento parcial e integral (*black start*);
- Ressarcimento pelo Custo de Implantação, Operação e Manutenção de SEP ou por reposição dos sistemas existentes incorridos por agentes de geração, transmissão e distribuição;
- Ressarcimento pelo custo de operação e manutenção dos equipamentos de supervisão e controle e de comunicação necessários à participação da usina no CAG.

### 3.4 Serviços ancilares prestados e apurados em outros países

Os geradores síncronos convencionais são comumente acionados em vários países, a fim de controlar e manter os níveis de frequência e ângulo de tensão nos sistemas de transmissão e distribuição. Cada país possui particularidades específicas na operação do sistema elétrico, tanto nas características físicas, quanto nas metodologias adotadas para prestação e remuneração de SA. Na União Europeia (UE), por exemplo, comumente os SA são divididos

entre SA de controle de frequência, SA de gestão de congestionamento da rede (tensão) e SA de controle e armazenamento de nível de tensão [29].

Os SA de controle de frequência objetivam manter o nível de operação nominal (50 Hz / 60 Hz), através do ajuste das reservas de potências ativa, em respostas rápidas e automáticas. Os Operadores do Sistema de Transmissão (OST) e os Operadores do Sistema de Distribuição (OSD) precisam se planejar com antecedência para garantir que os níveis corretos de reservas de energia ativa estejam disponíveis em tempo real. Os SA comuns utilizados para esse controle são Reservas de Contenção de Frequência (primeira ação de controle, feita de forma descentralizada e dentro de 30s), Reserva de Restauração de Frequência (controle automatizado realizado pelo OST, entre 30s e 15 min) e Reserva de Reposição (controle manual, após 15 min) [30].

Os OST devem garantir a operação do sistema elétrico dentro de uma faixa de variação de tensão, de tal forma que garanta a estabilidade do sistema e a segurança dos equipamentos geradores conectados à rede. Para garantir o nível de tensão em todos os trechos do sistema, é necessário a injeção de energia reativa em locais específicos por dispositivos controláveis, como por exemplo, reguladores automáticos de tensão e compensadores estáticos.

Vale ressaltar que o serviço de *black start* (autorrestabelecimento), além de ser capaz de injetar energia no sistema, sem qualquer fornecimento de energia elétrica externo à instalação de geração de energia, após uma interrupção geral ou parcial, possui unidades geradoras capazes de consumir e produzir energia reativa, a fim de também controlar a tensão. Em alguns países nórdicos, os OST possuem unidades geradoras próprias para serviço de *black start* [30].

Em relação ao mercado de SA, geralmente os OST são os únicos compradores no mercado, enquanto os vendedores são os geradores pré-qualificados ou algumas instalações com capacidade de armazenamento. As ofertas do mercado de SA são de longo prazo, geralmente anuais, em contrapartida a capacidade disponível é oferecida diariamente. De acordo com [31], existem três principais processos de despacho nos mercados de SA: despacho central, autodespacho baseado em portfólio e autodespacho baseado em unidade. O despacho central é um modelo de programação e despacho, onde as programações de geração e consumo são determinadas pelo OST dentro do Processo de Programação Integrado. No modelo baseado em portfólio de autodespacho, as programações de geração agregadas e as programações de consumo são determinadas pelos agentes de programação dessas instalações. Finalmente, no

modelo baseado em unidade de autodespacho, cada instalação de geração e demanda de energia segue suas próprias programações de geração ou consumo.

Segundo [4], os métodos de aquisição de SA podem ser divididos em quatro categorias:

- Disposição obrigatória (*compulsory provision*) – certa classe de geradores é contratada para fornecer reservas específicas de SA, segundo regulamentos nacionais e códigos de rede;
- Contratos bilaterais (*bilateral contracts*) – o OST negocia com cada fornecedor a quantidade e o preço do SA oferecido, esses contratos visam minimizar os custos, porém, esses contratos são majoritariamente de longo prazo e possíveis mudanças nas condições de mercado não podem ser levadas em consideração;
- Concursos (*tendering*) – é um processo de troca de SA de longo prazo, caracterizado pelo aumento da concorrência;
- Mercados à vista (*spot markets*) – é um processo de troca de SA de curto prazo, caracterizado pelo aumento da concorrência e produtos menos padronizados.

Os SA podem ser não remunerados quando são considerados funções de apoio obrigatório fornecidas pelas fontes. Quanto a remuneração dos demais SA, de acordo com [4], os serviços podem ser pagos por meio de um preço regulado (definido pelo regulador e, na maioria das vezes, não reflete perfeitamente o custo real), um preço de pagamento conforme a oferta (o provedor recebe o preço da oferta de aceite) ou um preço de compensação comum (o provedor sucedido recebe o preço da oferta aceita mais cara ou da oferta rejeitada menos cara).

O preço de compensação comum inclui diferentes componentes de custo, como o subsídio fixo e o preço de disponibilidade, que se refere ao custo do vendedor para disponibilizar uma determinada quantidade de SA. Há também o pagamento pela utilização (que reflete a real exploração do produto), o custo da frequência de utilização (custo extra que pode surgir a cada vez que o fornecedor é chamado) e o custo de oportunidade (reflete a possível perda de lucro no caso em que o fornecedor poderia ter vendido outros produtos em vez dos SA).

Em relação ao *black start*, para alguns países ele é um serviço obrigatório (principalmente nas usinas hidrelétricas e nas usinas hidrelétricas de armazenamento da UE) para usinas convencionais predefinidas e em outros países existem contratos bilaterais para negociá-lo

(entre gerador e OST). Os SA de *black start* raramente possuem definição e remuneração claras, e quando há remuneração, ela é realizada por esquemas padrões regulados, pré-pagos ou por preços marginais. Em alguns países (como a Croácia, Finlândia, França, Reino Unido, etc.), a oferta do *black start* diz respeito tanto à rede de transmissão como à distribuição [30].

O suporte de potência reativa pode ser obrigatório, no qual cada gerador deve cumprir para a sua ligação ao sistema, ou pode ser para melhoria do sistema, e neste caso os SA são remunerados em alguns países da UE. São apresentados nos Quadros 2 e 3 as relações de controle de tensão como SA em vários países da UE. Os fornecedores de controle de tensão podem ser geradores síncronos, parques eólicos, sistemas fotovoltaicos (o que ocorre na Espanha e na França), barramentos em Corrente Contínua de Alta Tensão (CCAT), dispositivos auxiliares dos OST, como banco de capacitores estáticos, FACTS, bancos de indutores, entre outros [30].

Os serviços de *Frequency Keeping* (manutenção de frequência) são necessários para gerenciar os desequilíbrios de oferta e demanda de curto prazo para garantir que a frequência do sistema seja mantida em ou perto de 50 Hz. Existem duas modalidades: *Multiple Frequency Keeping* (Manutenção de múltiplas frequências, ou MFK); e *Back-up Single Frequency Keeping* (Manutenção de frequência única de *backup*, ou *Back-Up* SFK) [32]. O serviço de MFK é prestado por uma ou mais unidades geradoras capazes de variar rapidamente sua produção em resposta às instruções do Operador do Sistema. A MFK é adquirida por uma taxa de disponibilidade e por custos variáveis por meio de pagamentos restritos de entrada e saída projetados. O serviço de *Back-Up* SFK é adquirido de fornecedores que podem monitorar a frequência de forma independente e ajustar sua saída, sem instruções do Operador do Sistema. O *Back-Up* SFK só entra em vigor se o Operador do Sistema tiver um problema com as ferramentas que fornecem MFK. O *Back-Up* SFK é adquirido com base em uma taxa de disponibilidade mensal.

Quadro 2 – Controle de tensão em vários países da UE (Parte 1 de 2).

<b>País</b>	<b>Obrigatório</b>	<b>Provedores</b>	<b>Nível de Tensão</b>	<b>Pago</b>
Alemanha	Requisitos de controle de tensão para plantas em alta e média tensão	Geradores, parques eólicos, unidades conectadas CCAT, OSD e transformadores	Transmissão e distribuição	Parcialmente
Áustria	Obrigatório para usinas no sistema de transmissão	Geradores, OSD, parques eólicos, unidades conectadas ao OSD e transformadores	Transmissão e distribuição	Parcialmente
Bélgica	Não obrigatório. Todas as unidades geradoras > 25 MVA devem ser capazes de controle de tensão	Geradores, parques eólicos e transformadores	Transmissão	Sim
Bósnia e Herzegovina	Obrigatório	Geradores	Transmissão	Não
Tchêquia	Todas as unidades conectadas a 220 kV +	Geradores e transformadores	Transmissão	Sim
Croácia	Todas as usinas de energia	Geradores, parques eólicos e transformadores	Transmissão e distribuição	Sim
Eslováquia	Controle de tensão primária obrigatório, controle de tensão secundária como um serviço pago no nível de transmissão (400 e 220 kV)	Geradores e transformadores	Transmissão	Sim
Eslovênia	Sim, obrigatório	Geradores e transformadores	Transmissão	Sim
Espanha	Serviço obrigatório para todas as usinas > 30 MW conectadas à rede de transmissão	Geradores, OSD, Consumidores industriais, parques eólicos, fotovoltaico, CCAT, unidades conectadas ao OSD e transformadores	Transmissão e distribuição	Não
Estônia	Obrigatório para todas as plantas conectadas à rede principal	Geradores, parques eólicos, CCAT e transformadores	Transmissão e distribuição	Não informado
Finlândia	Obrigatório para todas as usinas de energia	Geradores, parques eólicos, unidades conectadas ao OSD e transformadores	Transmissão e distribuição	Não
França	Controle de tensão primária obrigatório para todas as unidades no nível de transmissão e tensão secundária. Regulação para todas as unidades conectadas a > 225 kV	Geradores, parques eólicos, fotovoltaico e CCAT	Transmissão e distribuição	Parcialmente
Grã Bretanha	Obrigatório para todos os geradores convencionais e parques eólicos conectados à transmissão	Geradores e transformadores	Transmissão e distribuição	Sim

Fonte: [30] modificado.

Quadro 3 – Controle de tensão em vários países da UE (Parte 2 de 2).

País	Obrigatório	Provedores	Nível de Tensão	Pago
Grécia	Unidades de produção (exceto fontes de energia renováveis) > 2 MW (conforme regulamento técnico)	Geradores e transformadores	Transmissão	Não
Hungria	Todas as usinas de energia > 50 MW conectadas à rede de transmissão ou 132 kV	Geradores e transformadores	Transmissão e distribuição	Sim
Irlanda	Não informado	Geradores	Não informado	Não informado
Itália	Obrigatório para unidades de energia $\geq 10$ MVA	Geradores e transformadores	Transmissão	Não
Letônia	Usinas de energia	Geradores, parques eólicos e transformadores	Transmissão	Não
Lituânia	Todas as usinas em transmissão	Geradores, parques eólicos, CCAT e transformadores	Não informado	Parcialmente
Noruega	Todas as centrais elétricas	Geradores, OSD, Consumidores industriais, parques eólicos, unidades conectadas CCAT, OSD e transformadores	Transmissão e distribuição	Sim
Países Baixos	Obrigatório para geradores > 5 MW. É um serviço contratado.	Geradores, OSD, Consumidores industriais, parques eólicos, fotovoltaico, CCAT e unidades conectadas ao OSD e transformadores	Transmissão e distribuição	Parcialmente
Polônia	Todas as Unidades Geradoras e também unidades despachadas centralmente contratadas para este serviço	Geradores, parques eólicos, unidades conectadas ao OSD e transformadores	Transmissão e distribuição	Sim
Portugal	Todos os geradores convencionais	Geradores	Transmissão	Não
Romênia	Não informado	Geradores	Transmissão	Não
Sérvia	Obrigatório para todas as usinas na rede de transmissão	Geradores e transformadores	Transmissão	Sim
Suécia	Não informado	Geradores e OSD	Transmissão e distribuição	Não
Suíça	Todas as usinas conectadas à rede de transmissão com potência reativa disponível e sem comprometer a potência ativa	Geradores, OSD e transformadores	Transmissão e distribuição	Sim

Fonte: [30] modificado.

Nos Quadros 4 e 5 são apresentados as definições e estruturas do SA do controle de frequência e do controle de tensão, para países fora da Europa, sendo eles Argentina, Austrália, EUA e Nova Zelândia. No Quadro 6 são apresentados a definição e estrutura do serviço ancilar de *black start*, para esses mesmos países. Pode-se observar que cada mercado funciona de uma forma diferente em relação as definições e metodologias de contratação, dependendo das limitações e necessidades de cada região, matriz energética, entre outros.

Quadro 4 – Resumo de Controle de frequência e suas aquisições em vários países não pertencentes à UE (Parte 1 de 2).

País	Controle de frequência		
	Controle primário	Controle secundário	Controle terciário
Argentina	Descrição: o tempo de resposta varia dependendo da tecnologia (por exemplo, geradores térmicos de até 30 s, hidro até 60 s). O serviço deve ser prestado por cerca de 10 minutos.	Descrição: Uma unidade geradora deve ter uma capacidade de rampa de mais de 30 MW / min. O tempo de resposta deve ser de 10 a 15 minutos, nenhuma especificação para a duração total.	Não se aplica.
	Aquisições: Atendimento obrigatório para todos os geradores do sistema, que são responsáveis por manter a frequência em sua área de despacho. Eles não são compensados por este serviço.	Aquisições: serviço voluntário. No caso da Hidro, o sistema reconhece o custo do serviço prestado como o preço da energia que oferece, enquanto no gerador térmico esse pagamento é proporcional ao preço da hidrelétrica.	Não se aplica.
Austrália	Descrição: O controle de frequência primário é projetado para atuar dentro de vários segundos (e geralmente até aproximadamente 60 s) para fornecer uma resposta proporcional às mudanças medidas na frequência local e conter desvios.	Descrição: Aumento ou redução da potência ativa, em resposta a um sinal remoto, para restaurar a frequência do sistema para 50 Hz.	Descrição: Como o Mercado Nacional de Eletricidade (NEM) tem um intervalo de despacho relativamente curto de cinco minutos, o controle de frequência terciário, que atua para liberar as fontes de controle de frequência primária e secundária, é efetivamente alcançado por meio do processo de despacho central que reequilibra o sistema a cada cinco minutos.
	Aquisições: Mercados de Serviços Ancilares de Controle de Frequência de contingência (SACF) rápidos e lentos. Leilões competitivos. Capacidade e uso.	Aquisições: Gerenciadas no NEM por meio da utilização de serviços SACF de regulação e contingência atrasada. Leilões competitivos. Despacho em tempo real.	Aquisições: leilões competitivos. Despacho em tempo real.

Fonte: [30] modificado.

Quadro 5 – Resumo de Controle de frequência e suas aquisições em vários países não pertencentes à UE (Parte 2 de 2).

País	Controle de frequência		
	Controle primário	Controle secundário	Controle terciário
Califórnia (EUA)	Descrição: Serviço não obrigatório. Os beneficiários são decididos por meio de um mercado competitivo.	Descrição: Deve estar disponível em uma janela de 10 minutos e deve ser mantida por um mínimo de 2 horas.	Descrição: Pode ser regulação de frequência terciária síncrona ou reserva assíncrona.
	Aquisição do volume de serviço necessário para cada área de controle como uma porcentagem da carga total prevista. Valores típicos: 5–12% da demanda.	Aquisições: Semelhante à frequência primária. Valor típico: 3% da demanda máxima.	Não se aplica.
Nova Zelândia	Descrição: a reserva instantânea está gerando capacidade, ou carga interruptível, disponível para operar automaticamente. Este serviço é necessário para impedir a queda resultante na frequência. A reserva de frequência excessiva é fornecida por unidades geradoras que podem ser armadas quando necessário e automaticamente desconectadas do sistema de energia devido a um aumento repentino na frequência do sistema. <i>Back-up Single Frequency Keeping (Back-Up SFK)</i>	Descrição: <i>Multiple Frequency Keeping</i> . Este serviço é fornecido por um ou mais geradores capazes de variar rapidamente sua saída em resposta às instruções do Operador do Sistema. <i>Back-up Single Frequency</i> . Só tem efeito se o operador do sistema não puder fornecer <i>Multiple Frequency Keeping</i> .	Não se aplica.
	Aquisições: Reserva instantânea, mercado de compensação de 30 min. Reserva de frequência excessiva, contratos bilaterais. Back-Up SFK: taxa de disponibilidade mensal.	Aquisições: <i>Multiple Frequency Keeping</i> 30 min de mercado de compensação. <i>Back-up Single Frequency</i> . Contratos bilaterais com processo licitatório.	Não se aplica.

Fonte: [30] modificado.

Quadro 6 – Resumo de Gestão de tensão e *black start* e suas aquisições em vários países não pertencentes à UE.

País	Gestão de tensão	<i>Black start</i>
	Absorção/injeção de potência reativa	Reinício do sistema de energia após um apagão
Argentina	Descrição: A capacidade de energia reativa necessária é calculada pelo OST. Uma resposta instantânea e fornecimento permanente de até 90% desta potência reativa por 20 min deve ser viável.	Descrição: após um colapso parcial ou total do sistema, cada operador define uma série de ações que devem ser respeitadas por alguns usuários.
	Aquisições: Fornecido por geradores e empresas de transmissão. Multas a geradoras, distribuidoras e grandes consumidores por não manterem seus fatores de potência dentro da faixa regulamentada.	Aquisições: Serviço obrigatório, mas não requisitos específicos de tempo de resposta, duração ou esquemas de compensação.
Austrália	Descrição: AEMO (operador do mercado de energia australiano) opera o sistema de energia para manter o nível de tensão nos pontos de conexão na rede de transmissão dentro de uma faixa alvo. Isso envolve a coordenação das reservas de energia reativa disponíveis fornecidas pelos ativos de rede e unidades geradoras. (Fonte de alimentação reativa. Fator de potência entre 0,9 indutivo e 0,93 capacitivo)	Descrição: Fornecido em caso de contingência, após uma grande interrupção no fornecimento ou quando for necessário reiniciar o sistema de energia.
	Aquisições: Contratos Bilaterais	Aquisições: Contratos bilaterais em cada zona do sistema de energia. O serviço é pago com base na disponibilidade.
Califórnia (EUA)	Descrição: Fornecido por todos os Geradores com fator de potência entre 0,90 e 0,95.	Descrição: O CAISO (Operador de Sistema Independente da Califórnia), em conjunto com o Proprietário da Transmissão Participante, analisa o cumprimento da confiabilidade a fim de definir a quantidade e a localização das unidades de Geração necessárias para fornecer <i>black start</i> .
	Aquisição de energia reativa adicional necessária por meio de acordos bilaterais, com base nas necessidades em tempo real. A remuneração reflete o custo de oportunidade da produção perdida em função da capacidade e do uso.	Aquisições: As unidades geradoras podem propor um acordo bilateral à CAISO (normalmente por um ano) para compensar os custos mais benefícios adicionais.
Nova Zelândia	Descrição: O suporte de tensão é fornecido por unidades geradoras ou equipamentos estáticos capazes de produzir ou absorver energia reativa.	Descrição: Processo de restauração do sistema no caso improvável de um apagão em toda a ilha.
	Aquisições: O suporte de tensão é adquirido com base em uma quantidade firme de aquisição (por meio de uma taxa de disponibilidade mensal e / ou uma taxa de evento único para uma disponibilidade de MVAr especificada).	Aquisições: Contratos bilaterais com processo licitatório.

Fonte: [30] modificado.

### **3.5 Conclusão**

Nesse capítulo definiu-se SA e suas classificações, conforme as normas e as regulações vigentes no Brasil. Apresentou-se o funcionamento do processo administrativo e do arranjo comercial de SA, que envolve, dentre as principais instituições do setor elétrico nacional, a ANEEL, o ONS e a CCEE. Detalhou-se as remunerações dos SA, realizadas no mercado de energia elétrico brasileiro por meio de encargos, definidas e contabilizadas pela CCEE. E por fim, resumiu-se uma visão geral das diferentes formas de administração e remuneração dos SA em outros países. No próximo capítulo, além da apresentação de metodologias de otimização, serão desenvolvidos modelos matemáticos, a partir das formulações de remuneração dos encargos de CS e de reserva de potência operativa, que são os SA especificamente analisados neste trabalho.

## **4 MODELAGEM E OTIMIZAÇÃO DO PROBLEMA DE MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA DE POTÊNCIA**

O propósito desse capítulo é apresentar a modelagem matemática do problema de mercado de energia do sistema elétrico de potência, em um esquema de otimização, considerando a energia necessária para satisfazer as perdas e as demandas das cargas do sistema, assim como a remuneração dos SA. Quanto a remuneração, o foco desse trabalho é modelar, principalmente, a parte referente aos encargos dos SA de reserva de potência operativa e de compensação síncrona.

Conforme visto no capítulo anterior, o documento [15] especifica todos os cálculos e métodos utilizados na apuração dos encargos do sistema e, dentre eles, há os cálculos utilizados para apurar os montantes de encargos de serviço ancilar entre os agentes da CCEE. Visto isso, todas as restrições do mercado brasileiro, presentes nesse capítulo, são baseadas em [15].

Neste capítulo, serão apresentados dois modelos: o modelo que representa o atual cenário da remuneração e operação do sistema elétrico brasileiro, e um modelo proposto, neste trabalho, que sugere uma nova forma de remunerar os SA de compensação síncrona. As principais variáveis a serem observadas, em cada instante de tempo, no problema de otimização são: a tensão e a corrente em cada barra e ramo do sistema elétrico (respeitando os limites de operação do sistema e dos equipamentos); a injeção de potência ativa e reativa realizada por cada gerador para atender a compensação síncrona, a reserva de potência ativa, o parâmetro da demanda em cada instante de tempo e as perdas da operação; as variáveis relacionadas aos encargos que constituem a função objetivo do problema; e, para o modelo proposto, as variáveis relacionadas a variação do ponto de operação de cada gerador, de acordo com a curva de capacidade dele, que são utilizadas para a determinação do preço empregado no cálculo do encargo de compensação síncrona.

No fim desse capítulo, serão discutidas as ferramentas de otimização adotadas para serem empregadas na resolução dos problemas de otimização desenvolvidos.

## 4.1 Modelo atual do sistema elétrico brasileiro

Como suposições iniciais para a modelagem do sistema elétrico brasileiro, são admitidos que as cargas demandadas pelo sistema são representadas como potência ativa e reativa constantes a cada hora  $t$  de operação; que a rede está balanceada e é representada por um equivalente monofásico; que as perdas, referentes às linhas de transmissão, são representadas diretamente no balanço do fluxo de potência injetado nas barras; e que as grandezas aferidas do sistema não possuem existência de ruído e perdas na medição.

O modelo matemático de remuneração do sistema elétrico brasileiro é esquematizado por um sistema totalmente interligado com a presença de geradores síncronos convencionais localizados em algumas barras desse sistema, que injetam potência ativa e reativa. O modelo representa a remuneração das potências fornecidas pelas usinas geradoras ao sistema e, em suas restrições, considera as limitações de operação do sistema. As seguintes subseções detalham as restrições e a função objetivo a ser resolvida na otimização deste problema.

### 4.1.1 Restrições de balanço de potência

Considerando que o sistema elétrico de potência está equilibrado, o balanço de potência ativa e reativa é realizado em todas as barras do sistema, conforme representado em (1) e (2). São observadas, para cada barra  $i$  e instante de tempo  $t$ , todas as potências geradas, potências demandadas e todo fluxo de potência injetado e perdido. Sendo assim,  $P_{i,t}$  e  $Q_{i,t}$  representam potência ativa e reativa, respectivamente, advindas do fluxo de potência das outras barras e das perdas operacionais;  $P_{L_{i,t}}$  e  $Q_{L_{i,t}}$  representam potência ativa e reativa das cargas presentes na barra  $i$ , respectivamente; e  $P_{inj_{i,t}}$  e  $Q_{inj_{i,t}}$  representam potência ativa e reativa, respectivamente, injetadas por geração diretamente na barra  $i$ . Com isso, e fechando o balanço de potência do sistema, determina-se que o resíduo de potência calculado é zero.

$$P_{i,t} - P_{L_{i,t}} - P_{inj_{i,t}} = 0 \quad (1)$$

$$Q_{i,t} - Q_{L_{i,t}} - Q_{inj_{i,t}} = 0 \quad (2)$$

#### 4.1.2 Restrição de reserva requerida

Em relação às restrições relacionadas ao serviço ancilar de reserva de potência ativa, prestados no mercado de energia, certa quantidade de reserva é requerida pelo sistema a cada tempo  $t$ . Considera-se  $\Omega_B$  e  $\Omega_T$ , respectivamente, o conjunto de barras do sistema e o conjunto do tempo da simulação, e  $R_{i,t}$  e  $R_{req,t}$ , respectivamente, a potência ativa de reserva na barra  $i$ , na hora  $t$ , e a potência ativa de reserva total requerida do sistema, na hora  $t$ . Em (3), representa-se a condição na qual é somada a potência de reserva de todos os geradores conectados ao sistema, a fim de atender à reserva total requerida para cada momento de simulação.

$$\sum_{\substack{i \in \Omega_B \\ t \in \Omega_T}} R_{i,t} = R_{req,t} \quad (3)$$

#### 4.1.3 Restrição de rampa de operação

A restrição em (4) representa a capacidade de cada gerador em passar de um ponto de operação para outro, quando a quantidade de potência ativa demandada muda entre instantes de tempo consecutivos. Assim, considerando essa variação, cada gerador possui uma taxa característica de variação crescente e decrescente, e esses limites devem ser considerados para determinar a capacidade de operação de cada gerador. Sendo  $\mu_i^{dec}$  e  $\mu_i^{cres}$  a taxa operacional da rampa decrescente e crescente, respectivamente, do gerador localizado na barra  $i$ ;  $\Delta t$  a variação de tempo entre dois pontos de operação consecutivos do gerador; e  $P_{i,t-1}$  e  $R_{i,t-1}$  as potências ativas do fluxo e da reserva de potência, respectivamente, na barra  $i$  e no tempo anterior da simulação  $t-1$ , a expressão da restrição (4) é dada pela seguinte forma:

$$\mu_i^{dec} \Delta t \leq (P_{i,t} + R_{i,t}) - (P_{i,t-1} + R_{i,t-1}) \leq \mu_i^{cres} \Delta t \quad (4)$$

#### 4.1.4 Restrição de resposta no tempo

Para cada instante de tempo  $t$ , a reserva deve estar disponível para restaurar a estabilidade do sistema dentro de um tempo de resposta especificado pelo operador do sistema (representado por  $\eta$ ). Em (5), são quantificados esses limites, em termos das rampas crescentes de cada gerador e, como esses limites não podem ser maiores que a máxima potência reservada de cada gerador alocado na barra  $i$  (representada por  $R_{i,t}^{max}$ ), é também considerado o limite do serviço de reserva.

$$0 \leq R_{i,t} \leq \min\{\eta \cdot \mu_i^{cres}, R_{i,t}^{max}\} \quad (5)$$

#### 4.1.5 Restrição de limites de tensão

São considerados, em (6), os limites de tensão, para cada barra  $i$  e instante de tempo  $t$ , sendo  $V_{i,t}^{min}$ ,  $V_{i,t}^{max}$  e  $V_{i,t}$  a tensão mínima, máxima e instantânea, respectivamente.

$$V_{i,t}^{min} \leq V_{i,t} \leq V_{i,t}^{max} \quad (6)$$

#### 4.1.6 Restrição de encargo de compensação síncrona

A determinação do encargo de CS (definida por  $ENC_{CS_{i,t}}$ ) da usina geradora na barra  $i$ , na hora  $t$ , refere-se à remuneração pelo fornecimento ou absorção de potência reativa. Utiliza-se (7) para o cálculo desse encargo, onde o parâmetro TSA é um valor definido anualmente pela ANEEL e  $Q_{CS_{i,t}}$  representa a potência reativa injetada ou absorvida para CS.

$$ENC_{CS_{i,t}} = |Q_{CS_{i,t}}| TSA \quad (7)$$

#### 4.1.7 Restrição de encargo de reserva operativa

O encargo de reserva operativa (definido por  $ENC_{reserva_{i,t}}$ ), em (8), é determinado pela geração realizada no fornecimento desse serviço ao sistema, valorado pela diferença entre o preço determinado para essa potência ativa, com base no critério de atendimento satisfatório ao despacho, e o PLD verificado no momento da geração  $t$  e na barra  $i$  ( $PLD_{i,t}$ ). Para determinar se o despacho foi satisfatório, segundo critérios estipulados pelo ONS, é observado se a proporção da geração realizada foi superior às indisponibilidades forçada e programada de cada usina. Utiliza-se a relação em (9) para a determinação do preço de despacho para manutenção de reserva potência ( $PRECO_{res_{i,t}}$ ), sendo que, quando satisfatório remunera-se com o preço ofertado a usina geradora ( $PRECO_{of_{res_{i,t}}}$ ), localizada na barra  $i$ , para despacho de reserva de potência, na hora  $t$ , e quando não satisfatório remunera-se baseado no custo declarado de geração ( $INC_{i,t}$ ).

$$ENC_{reserva_{i,t}} = |R_{i,t}| \max(0, PRECO_{res_{i,t}} - PLD_{i,t}) \quad (8)$$

$$PRECO_{res_{i,t}} = \begin{cases} \text{Satisfatório: } PRECO_{of_{res_{i,t}}} \\ \text{Não Satisfatório: } INC_{i,t} \end{cases} \quad (9)$$

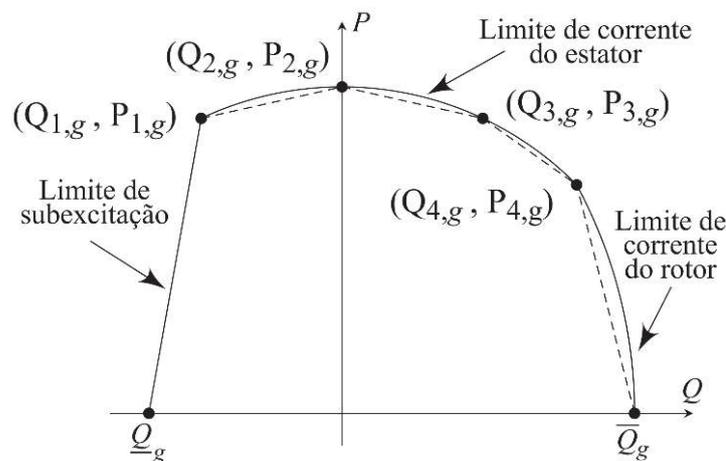
Segundo a Resolução da ANEEL nº 697, o desempenho das usinas termelétricas na prestação do serviço ancilar, do tipo despacho complementar para manutenção de reserva operativa, deve ser aferido pelo ONS de acordo com a formulação em (10) [12], sendo que,  $G_h$  representa a geração medida na hora  $h$  (equivalente a hora  $i$  da simulação), em MWh,  $G_{Desph}$  representa a geração despachada para prestação do serviço ancilar,  $TEIF$  refere-se a Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada e  $IP$  representa a Indisponibilidade Programada da usina termelétrica.

$$\frac{G_h}{G_{Desph}} \geq (1 - TEIF) \times (1 - IP) \Rightarrow \text{Atendimento Satisfatório ao Despacho} \quad (10)$$

#### 4.1.8 Restrições de limites de operação dos geradores síncronos

Geradores capazes de injetar no sistema tanto potência ativa quanto reativa, possuem restrições de capacidade de geração segundo suas curvas de capacidade. As principais características da curva do gerador síncrono são apresentadas na Figura 12. É possível observar que o gerador é limitado fisicamente, devido à corrente necessária para subexcitação e ao limite de corrente do rotor e do estator. A fim de facilitar a modelagem da curva de capacidade e diminuir o esforço computacional na otimização, são utilizadas, neste trabalho, como restrições operativas dos geradores síncronos convencionais, as equações lineares desenvolvidas no trabalho [33].

Figura 12 - Curva de capacidade da máquina síncrona: Pontos usados para linearização dos limites operativos do gerador.



Fonte: [33].

As equações, desenvolvidas e apresentadas em [33], utilizam seis pontos extremos da curva da Figura 12, representados pelas coordenadas  $(Q_{1,g}, P_{1,g})$ ,  $(Q_{2,g}, P_{2,g})$ ,  $(Q_{3,g}, P_{3,g})$ ,  $(Q_{4,g}, P_{4,g})$ ,

$(\bar{Q}_g, 0)$  e  $(\underline{Q}_g, 0)$ , com a finalidade de criar cinco retas (indicadas pela linha tracejada da figura) capazes de valorar, aproximadamente, a capacidade de operação dos geradores. Dado isso, as equações que resumem a linearização da curva de capacidade, nessas cinco retas, são dadas pelas expressões em (11), (12), (13), (14) e (15), sendo que,  $P_{i,t,g}^{DG}$  e  $Q_{i,t,g}^{DG}$  representam a potência ativa e reativa, respectivamente, gerada por cada gerador  $g$  pertencente ao conjunto  $\Omega_g$  de geradores do sistema elétrico, na barra  $i$  e no tempo de simulação  $t$ .

$$P_{i,t,g}^{DG} \leq \frac{P_{1,g}}{Q_{1,g} - \underline{Q}_g} (Q_{i,t,g}^{DG} - \underline{Q}_g) \quad \forall i \in \Omega_b, \forall t \in \Omega_t, \forall g \in \Omega_g \quad (11)$$

$$P_{i,t,g}^{DG} \leq \frac{P_{2,g} - P_{1,g}}{Q_{2,g} - Q_{1,g}} (Q_{i,t,g}^{DG} - Q_{2,g}) + P_{2,g} \quad \forall i \in \Omega_b, \forall t \in \Omega_t, \forall g \in \Omega_g \quad (12)$$

$$P_{i,t,g}^{DG} \leq \frac{P_{3,g} - P_{2,g}}{Q_{3,g} - Q_{2,g}} (Q_{i,t,g}^{DG} - Q_{3,g}) + P_{3,g} \quad \forall i \in \Omega_b, \forall t \in \Omega_t, \forall g \in \Omega_g \quad (13)$$

$$P_{i,t,g}^{DG} \leq \frac{P_{4,g} - P_{3,g}}{Q_{4,g} - Q_{3,g}} (Q_{i,t,g}^{DG} - Q_{4,g}) + P_{4,g} \quad \forall i \in \Omega_b, \forall t \in \Omega_t, \forall g \in \Omega_g \quad (14)$$

$$P_{i,t,g}^{DG} \leq \frac{P_{4,g}}{Q_{4,g} - \bar{Q}_g} (Q_{i,t,g}^{DG} - \bar{Q}_g) \quad \forall i \in \Omega_b, \forall t \in \Omega_t, \forall g \in \Omega_g \quad (15)$$

#### 4.1.9 Função objetivo

Com a finalidade de minimizar os custos totais, no modelo brasileiro, utiliza-se a função objetivo ( $Min\ Custo_1$ ) definida em (16), composta, basicamente, pela somatória dos custos de operação e encargos de CS e reserva de potência operativa. Vale ressaltar que  $P_{OP,i,t}$  equivale a potência ativa advinda da operação e das perdas do sistema, enquanto  $\Psi_{P_t}$  representa a relação preço/potência ativa, gerados na hora  $t$ .

$$Min\ Custo_1 = \sum_{\substack{i \in \Omega_B \\ t \in \Omega_T}} (\Psi_{P_t} P_{OP,i,t} + ENC_{CS_{i,t}} + ENC_{reserva_{i,t}}) \quad (16)$$

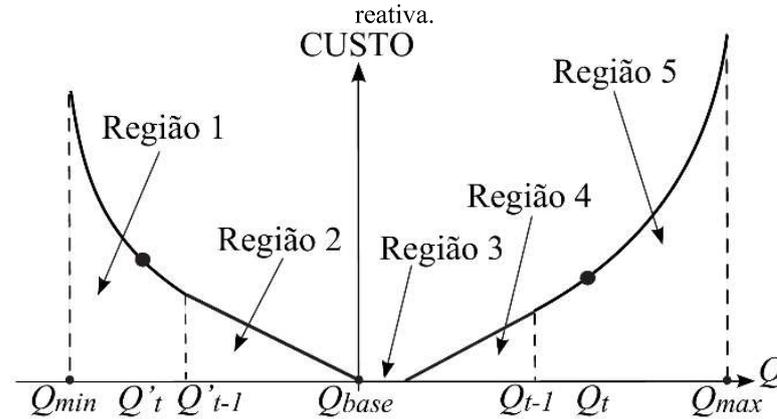
## **4.2 Modelo proposto de remuneração para o sistema elétrico brasileiro**

A remuneração dos SA de CS no sistema brasileiro é representada em (7), por uma função que considera uma taxa anual e o valor absoluto de potência reativa utilizada no sistema. Existem metodologias no mercado de energia internacional que exercem esse tipo de remuneração analisando intervalos de tempo menores (horas ou até minutos) e o nível de potência reativa gerada em relação ao ponto de operação anterior de cada usina. Essas estruturas tornam o mercado mais transparente na remuneração, competitivo nas ofertas e horizontal para os clientes e os fornecedores. Visto isso, esse trabalho propõe um novo modelo de operação e remuneração para o sistema elétrico de potência. O modelo proposto é composto por todas as restrições do modelo brasileiro, com exceção da equação (7) apresentada na Subseção 4.1.6, e pela restrição adicionada na Subseção 4.2.1. Para minimizar os custos do sistema, uma nova função objetivo foi elaborada, a qual será apresentada na Subseção 4.2.2.

### **4.2.1 Restrições de mercado de suporte de potência reativa**

Conforme visto em (7), a estrutura de mercado brasileira remunera a geração de potência reativa para CS de forma simples através de uma função linear, com uma taxa anual definida pela ANEEL. A fim de criar um mercado competitivo para a remuneração dos SA, os trabalhos feitos por [34] e [35] constroem uma estrutura de licitação para o pagamento por suporte de potência reativa e restrições para esse tipo de mercado. Nessa estrutura, os custos variáveis de potência reativa gerados na operação são divididos em custos por perdas (CP) e custos por perda de oportunidade (CPO), que são constituídos, respectivamente, pelos custos das perdas da mudança do ponto de geração e pelos custos da redução de geração de potência ativa. Baseando-se no crescimento e decrescimento da curva de capacidade do gerador síncrono convencional, ou de um gerador de indução duplamente alimentado, os trabalhos citados propõem uma curva de precificação de potência reativa que apresenta cinco regiões operacionais, como se observa na Figura 13.

Figura 13 - Curva de custo e ponto de operação: Proposta de mercado para remuneração por suporte de potência reativa.



Fonte: [35] modificado.

É observado na Figura 13 que tendo como referência o ponto de geração no instante anterior ( $Q_{t-1}$  ou  $Q_{t-1}'$ ) e conhecendo o ponto de operação atual ( $Q_t$  ou  $Q_t'$ ), determina-se o custo da potência reativa da seguinte forma: se o novo ponto estiver nas regiões 1 ou 5, o pagamento será por CPO; se estiver nas regiões 2 ou 4, o pagamento será por CP; e, se estiver na região 3, não haverá remuneração por potência reativa. Essa não remuneração estipulada para a região 3, representa uma situação em que há um fornecimento irrisório de energia reativa, perto dos valores dos custos brutos de geração desta potência e, neste caso, é difícil separar os custos operacionais e de perdas do capital total da geração [35].

Com isso, é possível saber, a cada tempo  $t$  da simulação, em qual região da curva de custo cada gerador  $g$  está operando, e, sendo assim, torna-se possível precificar com diferentes valores a geração de potência ativa. Os valores a serem pagos para a geração de potência reativa, encontram-se nas equações (17), (18), (19) e (20). Nessa formulação,  $\Psi_{a_t}$ ,  $\Psi_{b_t}$ ,  $\Psi_{c_t}$  e  $\Psi_{d_t}$  representam as relações de preço por potência reativa gerada, respectivamente, segundo remuneração das regiões 1, 2, 4 e 5, da curva da Figura 13.

Neste trabalho, foi estipulado que o preço é dado segundo a contratação da máxima oferta aceita [4]. Essa contratação é usada para mitigar o efeito do mercado de energia elétrica, uma vez que, para cada submercado, os agentes geradores possuem um limite de oferta máxima e os operadores do sistema um limite de compra, e, após análise e negociação, cada gerador possui a sua máxima oferta aceita pelo operador. Com isto, quando for remunerar a prestação de SA em algum submercado, é necessário considerar o máximo valor de oferta entre os geradores locais, a fim de não prejudicar financeiramente nenhum agente gerador. Os parâmetros

$Oferta\_Qa$ ,  $Oferta\_Qb$ ,  $Oferta\_Qc$  e  $Oferta\_Qd$  equivalem aos valores de máxima oferta aceita de cada gerador, nas condições de operação das regiões 1, 2, 4 e 5, respectivamente.

$$\Psi a_t = \max (Oferta\_Qa) \quad (17)$$

$$\Psi b_t = \max (Oferta\_Qb) \quad (18)$$

$$\Psi c_t = \max (Oferta\_Qc) \quad (19)$$

$$\Psi d_t = \max (Oferta\_Qd) \quad (20)$$

#### 4.2.2 Função objetivo

Baseando-se em (16) e na remuneração de potência reativa advinda dos cálculos das integrais sob a curva da Figura 13, apresentados em [35], define-se, em (21), a função objetivo do modelo proposto ( $Min\ Custo_2$ ), sendo  $Qa_{i,t}$ ,  $Qb_{i,t}$ ,  $Qc_{i,t}$  e  $Qd_{i,t}$  as potências reativas produzidas nas regiões 1, 2, 4 e 5, respectivamente; e, por fim,  $Qrefp_{i,t}$  e  $Qrefi_{i,t}$  as potências reativas referenciais menor e maior que zero, respectivamente, usadas para registrar o ponto de operação anterior de cada gerador, no tempo  $t-1$ . Vale ressaltar que  $\Psi d'_t$  representa a relação de preço por potência reativa na região 5 e seu valor equivale a  $\Psi d_t$ .

$$\begin{aligned} Min\ Custo_2 = & \sum_{\substack{i \in \Omega_B \\ t \in \Omega_T}} (\Psi p_t P_{i,t} + ENC\_reserva_{i,t} \\ & + \left( \frac{1}{2} \Psi a_t (Qa_{i,t} - Qrefp_{i,t})^2 - \Psi b_t Qrefp_{i,t} \right) - \Psi b_t Qb_{i,t} + \Psi c_t Qc_{i,t} \\ & + \left( \frac{1}{2} \Psi d_t (Qd_{i,t} - Qrefi_{i,t})^2 + \Psi d'_t Qrefi_{i,t} \right) \end{aligned} \quad (21)$$

#### 4.3 Softwares e metodologias de otimização

Os modelos matemáticos deste capítulo correspondem a problemas de Programação Não Linear Inteira Mista (MINLP), isto é, devido às restrições de balanço de potência ativa e reativa, há restrições com polinômios do segundo grau a serem resolvidos e há variáveis contínuas e discretas (como exemplo deste último tipo de variável, tem-se as relações de  $\Psi$ ). Para implementar essa programação e resolver os problemas de otimização formulados neste trabalho, utilizou-se a linguagem de programação.

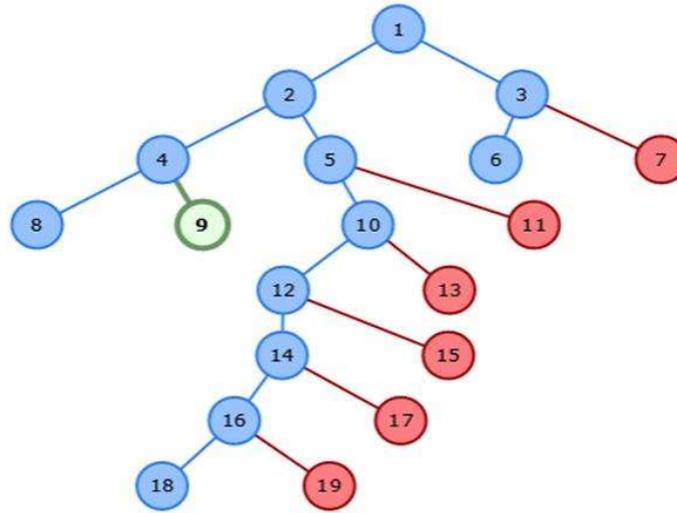
AMPL é uma linguagem de modelagem matemática feita sob medida para otimização complexa de grande escala. A linguagem é fácil de ler e escrever para usuários inexperientes, dada sua sintaxe similar à notação matemática, e fornece ferramentas integradas para expressões aritméticas, lógicas, algébricas, trigonométricas e condicionais, entre outras [36]. AMPL é um *software* comercial, mas fornece licenças para alunos gratuitamente em sua plataforma oficial [37]. O *software* AMPL oferece suporte para variados pacotes de otimização e, especificamente neste trabalho, utilizou-se o pacote comercial KNITRO [38], que possui características eficiente e robusta para problemas de pequeno até grande porte.

O KNITRO, inicialmente, foi criado pela empresa Ziena Optimizarion, em 2001, e hoje ele é desenvolvido, comercializado e apoiado pela empresa Artelys, especialista em otimização. Artelys Knitro é uma biblioteca de *software* de otimização para encontrar soluções de modelos de otimização contínuo (com ou sem restrições), e também para modelos de otimização discretos com variáveis inteiras ou binárias (programas inteiros mistos). Artelys Knitro é especializada na solução de problemas de otimização matemática não linear de grande escala. Além de resolver problemas MINLP, KNITRO soluciona também problemas irrestritos, problemas de programação linear, problema de programação quadrática (convexa e não convexa), regressão de mínimos quadrados (linear e não linear), entre outros. O código KNITRO MINLP é implementado para programação inteira mista convexa e é apenas uma heurística para problemas não convexos [39]. Isto é, se o problema e o modelo são convexos, a solução encontrada pelo KNITRO é analítica e representa o ótimo global do problema; já se o problema é não convexo, a solução é ótimo local dada por uma heurística. O KNITRO oferece três algoritmos para a MINLP: o primeiro é um método não linear de ramificação e limite (*branch and bound method*); o segundo implementa o método híbrido de Quesada-Grossman para MINLP convexo; e o terceiro implementa um método de Programação Quadrática Sequencial Inteira Mista (MISQP) [40].

O método MINLP *default* (padrão) no KNITRO é uma implementação padrão de *branch and bound* para otimização não linear e não contínua. Esse método mapeia soluções possíveis, colocando-as em uma árvore de pesquisa. A Figura 14 apresenta uma ilustração de uma árvore de busca para um problema não linear, onde é possível notar vários ramos para tomada de decisão. Nesse exemplo, os nós vermelhos são soluções infactíveis e os nós azuis são factíveis, sendo possível notar o caminho feito até o nó número 9, escolhido como solução ótima do problema. Os limites superiores e inferiores das soluções possíveis são encontrados e, caso os

limites indiquem que qualquer solução encontrada, naquele ramo, for inactivável ou não for uma solução ótima, o ramo inteiro é descartado. Esse método é utilizado, principalmente, para modelos convexos, pois em modelos não convexos, às vezes, ele pode encontrar soluções factíveis locais e ficar preso nessa resolução [40].

Figura 14 - Exemplo da ilustração de uma árvore de busca MINLP.



Fonte: [41].

Já o método híbrido Quesada-Grossman (HQG) no KNITRO é uma variante do *branch and bound* para MINLP. Ele mantém uma árvore ramificada e limitada, mas resolve subproblemas de Programação Linear (LP) na maioria dos nós, enquanto apenas ocasionalmente resolve subproblemas de otimização não linear em nós factíveis inteiros, utilizando aproximações ao problema principal. Esse método pode ser aplicado a modelos convexos, e, nesse caso, envolverá mais nós para analisar e resolver o problema, se comparado com o *branch and bound*. Entretanto os subproblemas dos nós demandam menor esforço computacional na resolução dos problemas, já que estes são LP [40].

Por fim, o método MISQP é um método amplamente heurístico que tenta estender o método Programação Quadrática Sequencial (SQP), que resolve uma sequência de subproblemas de Programação Quadrática (QP) para resolver o problema, para o caso em que existem variáveis inteiras. O MISQP é implementado para pequenos problemas e pode ser aplicado a modelos convexos ou não convexos, e, por isso, pode convergir para soluções locais. Mas, como esse algoritmo é executado de forma semelhante ao algoritmo SQP contínuo, pode-se aplicar o recurso de inicialização múltipla paralela para aumentar as chances de encontrar a solução global [40].

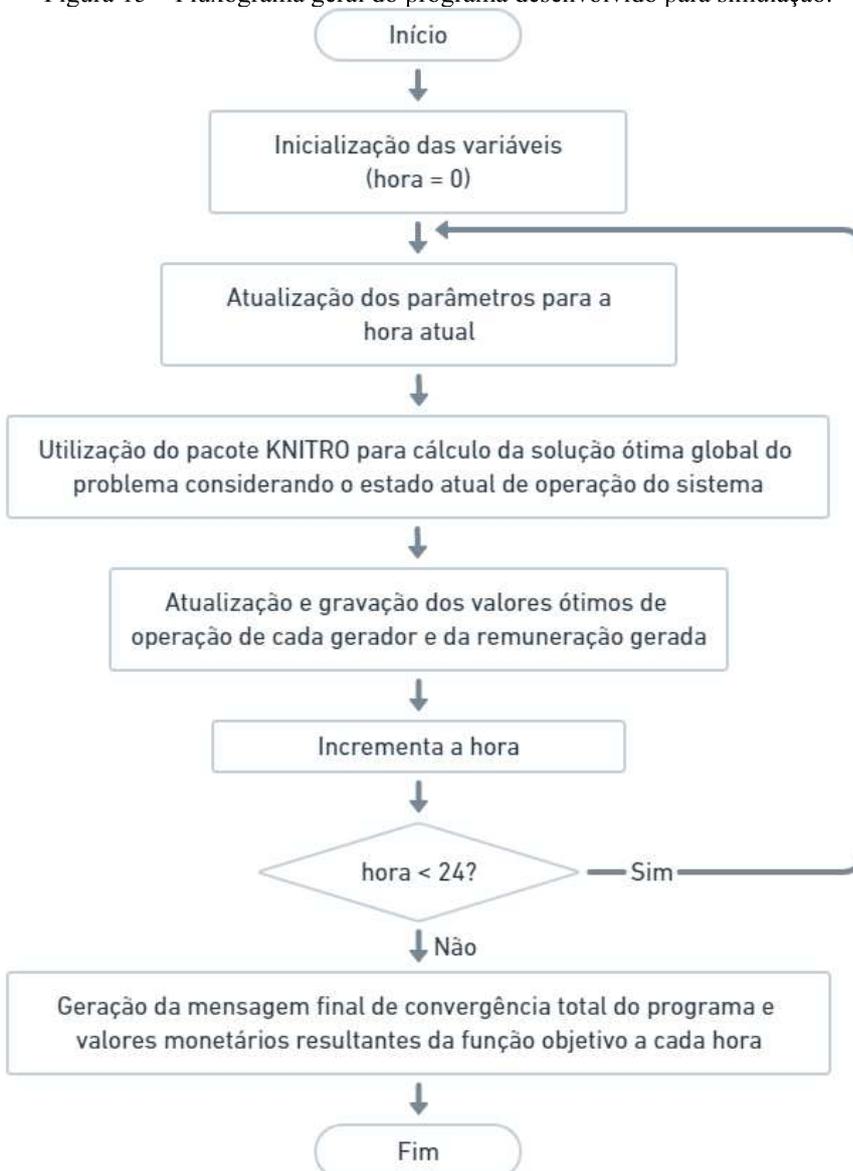
#### 4.4 Conclusão

Neste capítulo, apresentou-se o modelo matemático que reflete a atual conjuntura da remuneração dos encargos de SA no Brasil, baseado em informações da CCEE, e desenvolveu-se um modelo matemático, propondo uma nova forma de remuneração de SA de reserva de potência operativa e de CS. As restrições e as funções objetivos foram detalhadas e, ao fim, descreveu-se o *software* AMPL e o pacote de otimização KNITRO, escolhidos para otimizar o problema. Por fim, explicou-se as metodologias de otimização empregadas neste pacote comercial. No próximo capítulo, serão apresentadas as simulações computacionais e as análises dos resultados.

## 5 TESTES E ANÁLISES DOS RESULTADOS

Para resolver os problemas de otimização foi empregado o *software* de linguagem matemática AMPL, visto sua boa capacidade computacional e a facilidade de implementação do modelo devido a sua sintaxe similar à notação matemática [19]. Como o modelo é não linear, devido algumas expressões matemáticas maiores que o primeiro grau, o pacote comercial utilizado foi o KNITRO, empregado na resolução de problemas de otimização não linear com variáveis mistas [42]. Além disso, o KNITRO resolve também problemas lineares, quadráticos, regressão de mínimos quadrados, entre outros. Representa-se na Figura 15 um fluxograma simplificado do algoritmo utilizado para calcular a solução do problema de otimização.

Figura 15 – Fluxograma geral do programa desenvolvido para simulação.



Fonte: elaborado pela autora.

O sistema de transmissão usado foi o IEEE 30 barras [18], cuja representação encontra-se na Figura 16. Esse sistema representa uma aproximação simples do sistema americano *American Electric Power* e os valores das grandezas elétricas de suas linhas, bem como o limite de corrente, são apresentados na Tabela 6 do Anexo A.

As barras que alimentam as cargas demandadas são as nomeadas como 2, 3, 4, 5, 7, 8, 10, 12, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 23, 24, 26, 29 e 30, sendo que, dentre elas, as barras 5, 8, 7, 2 e 21 atendem, nessa ordem, as maiores demandas do sistema. Na Figura 16, as cargas do sistema são representadas por setas e os geradores são ilustrados pelo círculo com a letra “G”. Escolheu-se alocar 14 geradores síncronos convencionais nos pontos de maiores cargas e nas barras estrategicamente mais bem posicionadas para fornecimento de energia às outras barras do sistema, isto é, as com as maior número de conexões. Os geradores foram alocados nas barras 2, 3, 5, 7, 8, 11, 13, 15, 18, 21, 24, 26, 27 e 29. Os geradores inseridos possuem capacidade máxima de geração de 200 MW e variação máxima do fator de potência de 0,50 capacitivo ou indutivo. Vale ressaltar que, a fim de aumentar a competitividade de mercado e obter uma ampla análise entre as usinas de geração, foram configurados 14 geradores ao invés de 6 geradores do sistema padrão IEEE 30 e escolheu-se elevada capacidade de geração frente às demandas.

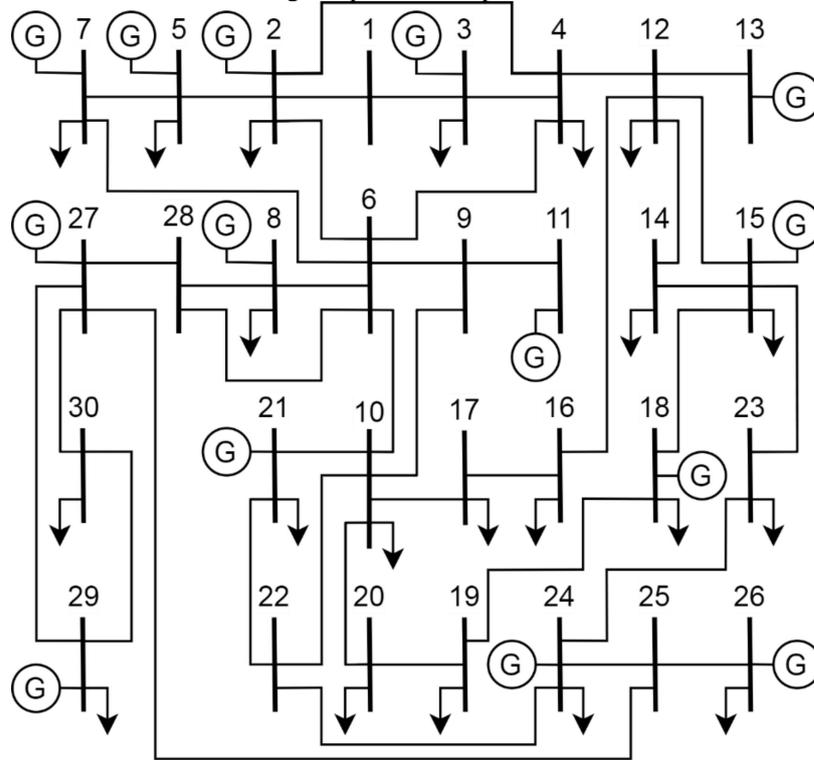
Os parâmetros principais de entrada configurados para a simulação, apresentados no Capítulo 4, são descritos na Tabela 1. Vale ressaltar que o TSA utilizado foi o valorado pela ANEEL no ano de 2019, os tempos e as taxas de rampa foram estipulados pela autora e os limites de tensão no barramento foram baseados no submódulo 2.3 do Procedimento de Rede do ONS [43].

Tabela 1: Parâmetros de simulação do sistema IEEE30 barras, no AMPL.

<b>Parâmetro</b>	<b>Símbolo</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
Varição de tempo de operação	$\Delta t$	60	min
Tempo de resposta específico	$\eta$	10	min
Taxa de rampa decrescente	$\mu_i^{dec}$	-8	MW/min
Taxa de rampa crescente	$\mu_i^{cres}$	8	MW/min
Potência ativa reserva requerida	$R_{req_t}$	100	MW
Tarifa de Serviços Ancilares	TSA	7,19	R\$/Mvarh
Tensão mínima no barramento	$V_{i,t}^{min}$	0,95	p.u.
Tensão máxima no barramento	$V_{i,t}^{max}$	1,05	p.u.
Potência base	$S_{base}$	100	MW

Fonte: elaborado pela autora.

Figura 16 - Sistema de teste IEEE 30 barras adaptado: Sistema de transmissão com 14 geradores síncronos e cargas representadas por setas.



Fonte: elaborado pela autora.

A fim de configurar a simulação com a restrição que remunera o serviço ancilar de Reserva de Potência Operativa, dada pela Equação 9, utilizou-se a parametrização de estados de operação apresentada na Tabela 2. Nessa tabela, o valor de 1 significa que o atendimento do gerador foi satisfatório e, por isso, o agente gerador deve receber um bônus maior do que somente o valor do custo da geração. Caso o valor seja 0, isso indica que o atendimento foi não satisfatório.

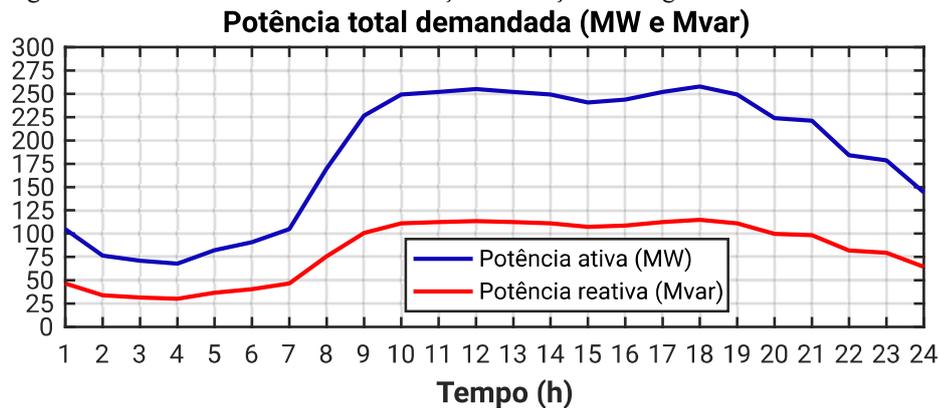
Tabela 2: Parâmetro de atendimento satisfatório de cada gerador do serviço ancilar de reserva de potência

Barra	Hora da simulação																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
2	0	1	1	0	0	0	1	0	0	1	1	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	1	1
3	1	0	0	1	1	1	1	0	1	1	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	1
5	0	1	1	1	0	0	0	1	0	1	1	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	1
7	0	1	0	1	1	1	1	1	1	0	1	1	0	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1
8	1	1	0	0	1	0	0	0	0	1	1	0	0	0	1	0	0	1	0	1	1	0	0	1
11	1	1	1	0	1	0	1	1	0	0	1	1	0	1	0	1	0	0	1	0	1	1	0	1
13	0	1	0	1	0	1	0	0	1	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
15	0	1	0	1	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	1	0	1	0	1	1	0	1	0	0
18	0	1	0	1	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	1	0	0	1	0	0	1	1	1	0
21	1	1	0	0	1	0	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	1	0	1
24	1	1	0	0	1	0	1	0	0	1	1	1	1	1	0	1	1	0	0	0	0	1	0	0
26	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	1	0	0	1	1	1	0	0	0	1	1	0
27	1	1	0	1	1	0	1	0	0	1	1	1	0	1	0	0	1	0	1	1	1	0	0	1
29	0	1	0	1	0	1	1	1	0	0	0	0	1	0	0	0	1	1	1	0	1	1	0	1

Fonte: elaborado pela autora.

As simulações foram configuradas para intervalos de tempo de uma hora, durante um dia de operação. A cada hora, as demandas de potência ativa e reativa das cargas variavam no sistema, conforme mostra o perfil de carga adotado e ilustrado na Figura 17, e os dados dessas curvas estão elencados na Tabela 5 do Apêndice B. O tempo de processamento computacional para cada simulação durou cerca de 40 minutos, sendo que, o computador utilizado possui processador Intel Core™ i7-7500U 2,7 GHz e memória de 8 GB DDR4.

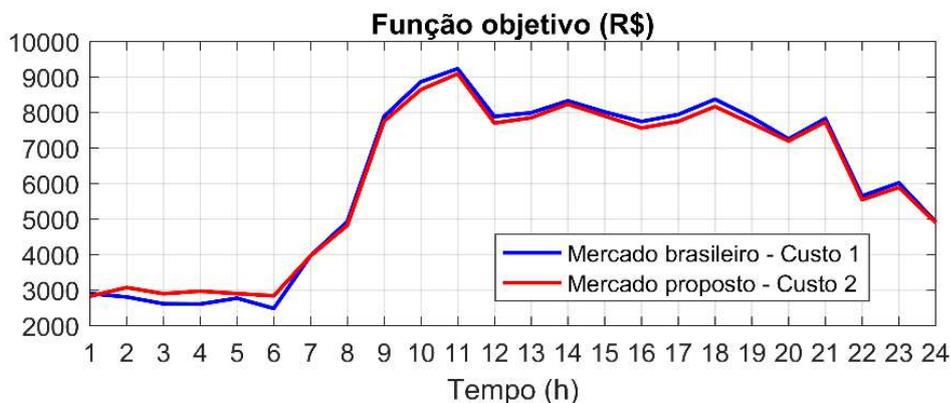
Figura 17 - Curva de demanda da simulação: Variação da carga demandada em um dia.



Fonte: elaborado pela autora.

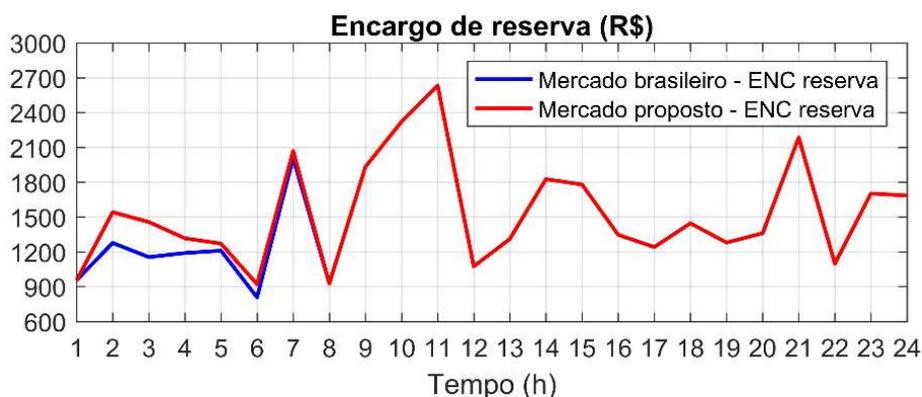
Os resultados da simulação com essa demanda do sistema para o modelo do mercado brasileiro e para o modelo proposto são apresentados nos gráficos a seguir, sendo a Figura 18 a representação, em reais, das correspondentes funções objetivo, enquanto que as Figura 19 e Figura 20 correspondem às representações dos custos dos encargos de reserva operativa e de CS, respectivamente.

Figura 18 - Função objetivo do problema: Resultados dos custos totais do sistema para os dois modelos.



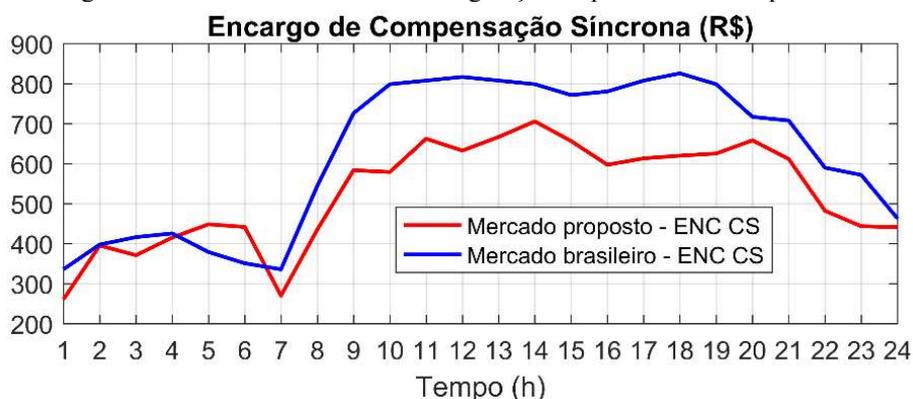
Fonte: elaborado pela autora.

Figura 19 - Encargo de reserva de potência operativa: Resultados dos custos de reserva de potência ativa para ambos os modelos.



Fonte: elaborado pela autora.

Figura 20 - Encargo de CS: Resultados dos custos de geração de potência reativa para ambos os modelos.



Fonte: elaborado pela autora.

Conforme pode ser observado na Tabela 3, a função objetivo, que equivale a soma dos custos totais de operação e perdas mais os encargos de SA de CS e de reserva operativa, apresentou um valor médio diário, para a curva do mercado brasileiro, de R\$6.119,77, com desvio padrão de R\$2.394,06, com valores máximo e mínimo, respectivamente de R\$9.232,60 e R\$2.483,56. Dentre esses valores do mercado brasileiro, o que corresponde ao encargo de CS equivale a uma média de R\$1.489,69, com desvio padrão de R\$472,01, e valores máximo e mínimo, respectivamente de R\$2.633,27 e R\$808,64. Enquanto que, o encargo de reserva operativa apresentou uma média de R\$623,85, com desvio padrão de R\$188,05, e valores máximo e mínimo, respectivamente de R\$825,73 e R\$335,73.

Comparando o modelo nacional com o resultado do modelo proposto, os valores da função objetivo do modelo proposto caíram 0,7 % e tiveram um desvio entre os valores de 6,3 % menor. Ao passo que, os encargos de CS e reserva operativa, aumentaram 2,6 % e 2,3 %, respectivamente, e ainda reduziram o desvio de seus valores em 3,5 % e 4,2 %. Ou seja, o

modelo proposto possui custos totais menores, mesmo remunerando um pouco mais os encargos dos SA.

Tabela 3: Síntese dos resultados encontrados para a função objetivo, para o encargo de CS e para o encargo de reserva operativa considerando o cenário com o modelo proposto.

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor Médio Diário (R\$)</b>	<b>Desvio Padrão (R\$)</b>	<b>Valor Máximo (R\$)</b>	<b>Valor Mínimo (R\$)</b>
Função Objetivo	6.119,77	2.394,06	9.232,60	2.483,56
Encargo de CS	1.489,69	472,01	2.633,27	808,64
Encargo de Reserva Operativa	623,85	188,05	825,73	335,73

Fonte: elaborado pela autora.

Pode-se observar, na Figura 18 e na Figura 19, que os valores da função objetivo foram menores para o modelo do mercado brasileiro até às 7h, e foram menores para o modelo do mercado proposto durante o resto do dia. O comportamento das curvas dos custos de CS apresentados na Figura 20 foi similar aos gráficos anteriores, com exceção dos resultados obtidos entre 1h até 4h, nos quais os custos do mercado brasileiro foram maiores do que o proposto.

As soluções do processo de otimização, que encontraram um ótimo global para solucionar o problema, foram encontradas com sucesso e todas convergiram. Sendo assim, na simulação, todos os critérios e limites de operação foram atendidos para o sistema elétrico e para o problema de mercado. Encontram-se, no Quadro 7, os estados dos custos de potência reativa, referentes aos pontos de operação de cada gerador, durante o tempo de simulação, para CS usando o modelo proposto.

Os estados dos pontos de operação de cada gerador, presentes no Quadro 7, dependem da curva de custo de operação do gerador síncrono, apresentada anteriormente na Figura 13, sendo A, B, C e D as representações para os pontos de operação nas regiões 1, 2, 4 e 5, respectivamente. Isto é, os custos dos pontos A e D são CPO e os custos de B e C são CP. De acordo com o Quadro 7, durante a simulação, a maioria dos geradores tiveram encargos de potência reativa compensados por D, enquanto nenhum gerador operou em B. Esse resultado é influenciado diretamente pelas escolhas iniciais de diferença de demanda (e de mudança entre os pontos de operação) ao passar das horas.

De acordo com a proposta, as remunerações por CPO são mais altas do que por CP, e, mesmo com isso, os encargos de potência reativa em geral tiveram custos menores nesse modelo proposto. Sendo assim, além desse modelo representar bem as mudanças na operação, a remuneração dessa forma para esse encargo, foi mais benéfica ao agente gerador e mais barata para o operador do sistema.

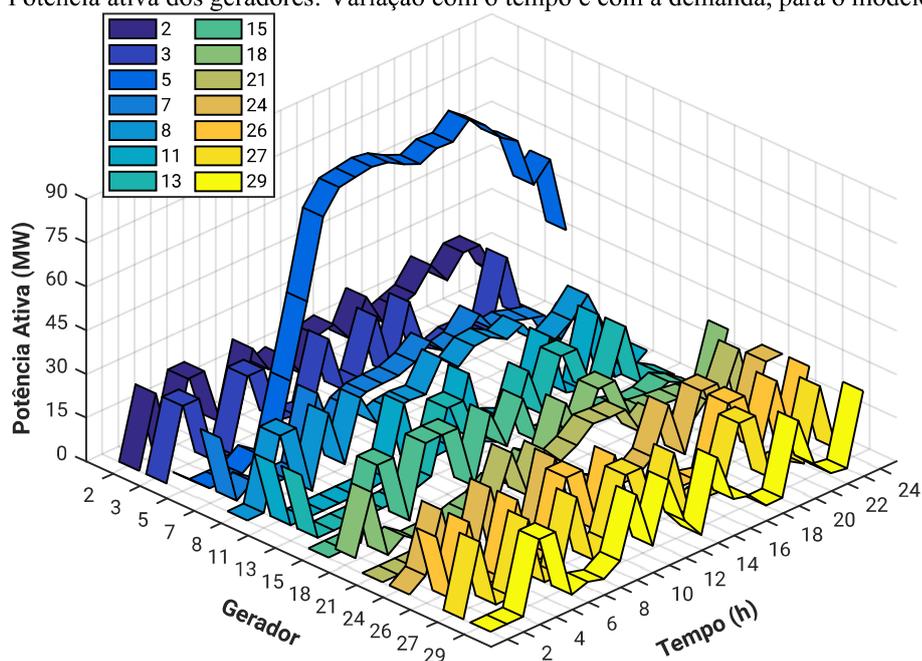
Quadro 7 – Descrição do tipo de remuneração de compensação síncrona dado para cada um dos 14 geradores síncronos, simulados para o modelo proposto.

Hora	Número da barra com presença de gerador													
	2	3	5	7	8	11	13	15	18	21	24	26	27	29
1	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C
2	D	C	D	D	D	C	D	D	D	D	D	D	D	D
3	D	A	D	D	D	D	C	D	D	C	D	C	D	D
4	D	A	D	D	D	D	C	D	D	D	D	C	D	D
5	D	C	D	D	C	C	D	C	C	C	C	D	D	C
6	D	D	C	D	D	D	C	D	D	D	D	D	D	D
7	C	C	A	C	C	C	A	C	A	C	C	C	C	C
8	D	D	A	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
9	D	D	A	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
10	D	D	A	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
11	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
12	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
13	D	D	C	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
14	D	D	C	D	D	D	C	C	D	D	D	D	C	D
15	D	D	D	D	D	D	C	D	D	D	D	D	D	D
16	D	C	D	D	D	D	A	D	D	D	D	C	D	D
17	D	D	C	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
18	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
19	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C
20	D	D	D	D	D	D	C	D	C	D	C	D	D	D
21	D	D	D	D	D	D	C	D	C	D	A	C	D	D
22	D	A	C	D	D	D	C	D	A	D	A	C	D	D
23	C	A	C	C	C	C	C	C	A	C	A	C	C	C
24	D	C	D	D	C	D	C	D	D	D	C	C	C	C

Fonte: elaborado pela autora.

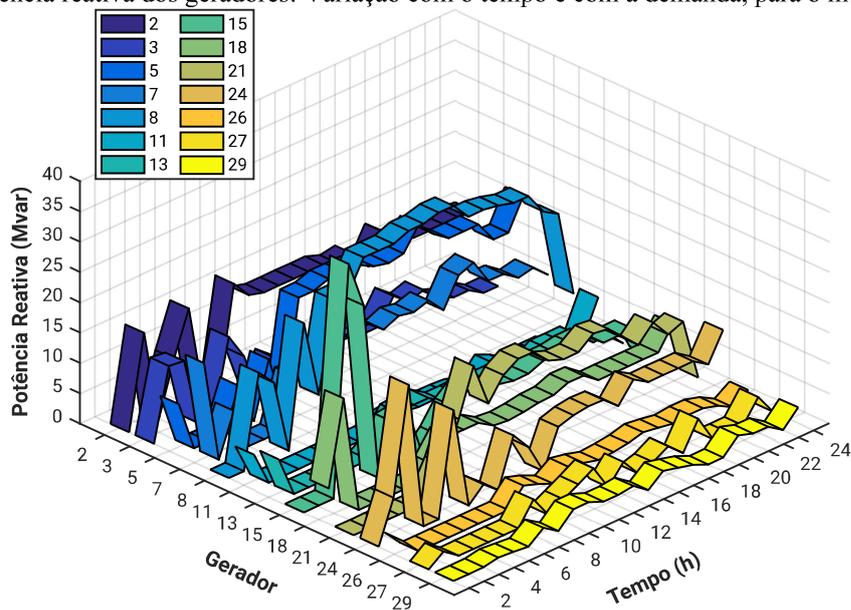
São representadas nas Figura 21 e Figura 22, respectivamente, as potências ativa e reativa resultantes da simulação do modelo brasileiro, geradas por cada um dos 14 geradores alocados no sistema de teste, de acordo com o diagrama unifilar da Figura 16.

Figura 21 - Potência ativa dos geradores: Variação com o tempo e com a demanda, para o modelo brasileiro.



Fonte: elaborado pela autora.

Figura 22 - Potência reativa dos geradores: Variação com o tempo e com a demanda, para o modelo brasileiro.



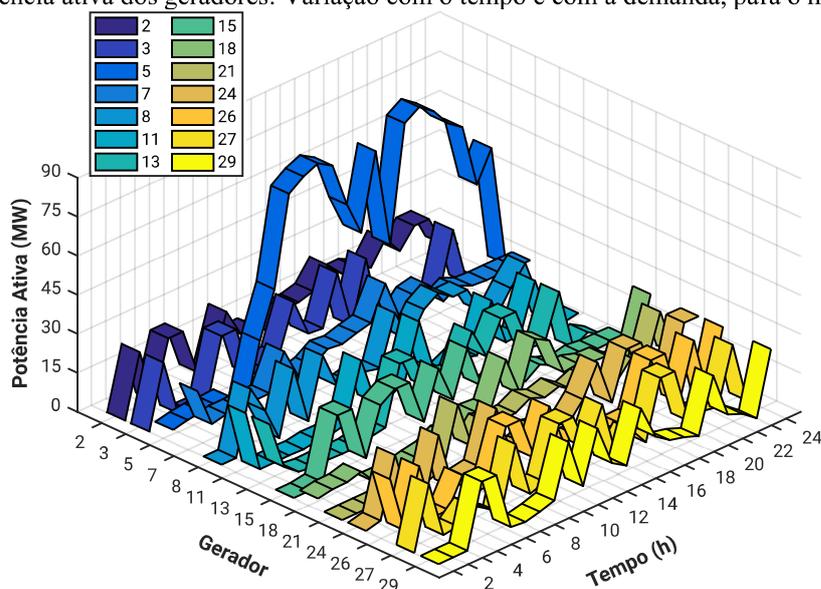
Fonte: elaborado pela autora.

É observado na Figura 21 que as potências ativas geradas têm perfis semelhantes entre os geradores, exceto para a curva do gerador da barra 5, que, a partir das 7h, injetou 3,5 vezes mais potência ativa para acompanhar a grande diferença do nível de demanda, mostrado pela curva da Figura 17. Conforme visto na Figura 22, o gerador na barra 5 gerou pouca potência reativa até 7h, e posteriormente também aumentou sua geração para atender o aumento de carga,

respeitando às suas restrições e a sua capacidade de operação. Também, na Figura 22, pode-se observar que os geradores das barras 15 e 24 mostram picos de geração de potência reativa entre 2h e 4h, com finalidade de manter o constante nível de demanda de reativos exigido do sistema, nível esse de potência reativa baixo.

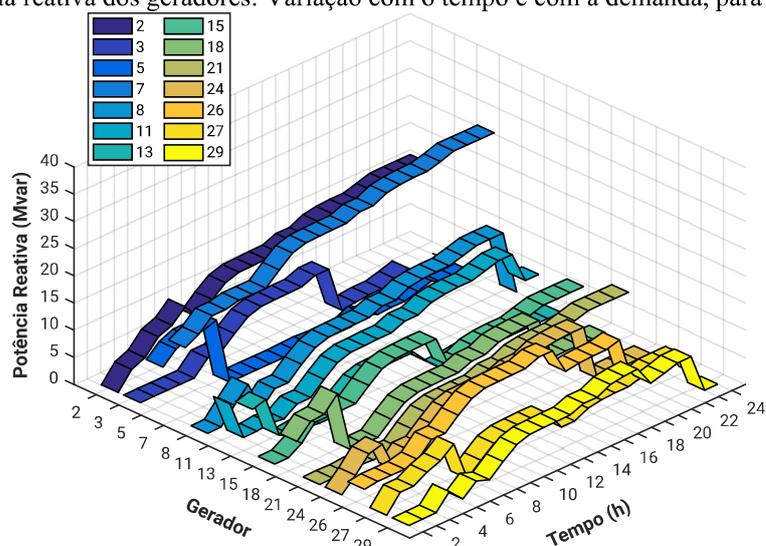
São apresentadas, na Figura 23 e na Figura 24, as potências ativa e reativa, respectivamente, resultantes da simulação do modelo proposto, para os 14 geradores do sistema. A Figura 23 tem um perfil semelhante ao da Figura 21 e, conforme esperado pela modelagem, o perfil de geração de potência reativa do modelo proposto na Figura 24 é mais uniformemente distribuído entre os geradores do que o resultado da Figura 22. Mesmo com a geração mais balanceada entre os geradores do sistema, o gerador da barra 7, que encontra-se na ponta do sistema, apresenta, na simulação do modelo proposto na Figura 24, uma maior geração de potência reativa para abastecer o sistema, principalmente, após o horário de 7h.

Figura 23 - Potência ativa dos geradores: Variação com o tempo e com a demanda, para o modelo proposto.



Fonte: elaborado pela autora.

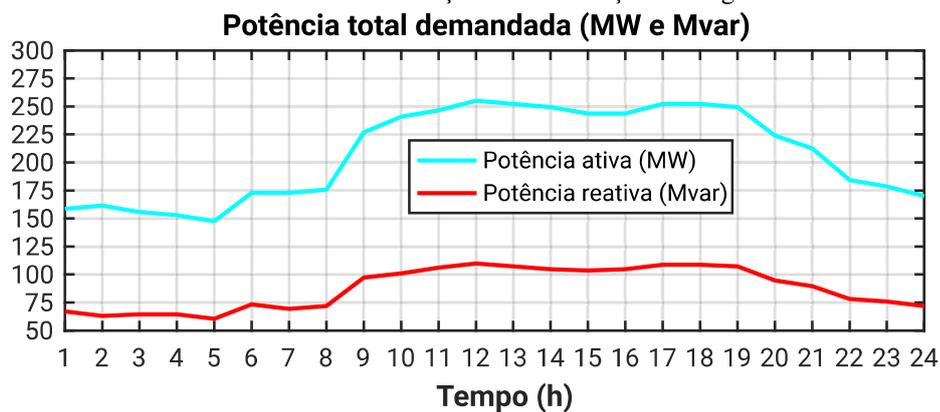
Figura 24 - Potência reativa dos geradores: Variação com o tempo e com a demanda, para o modelo proposto.



Fonte: elaborado pela autora.

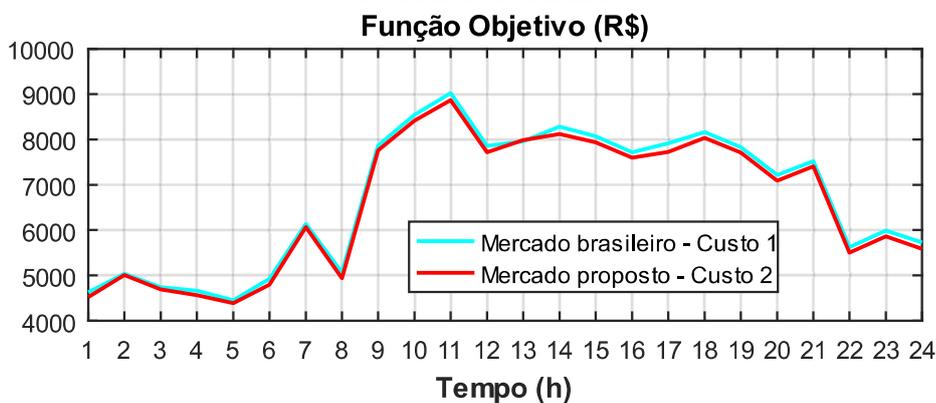
A diferença do perfil de comportamento dos resultados advindos da simulação, apresentados nos gráficos da Figura 18, da Figura 19 e da Figura 20, dada antes e após o horário das 7h, deve-se ao problema de parametrização e nível de sensibilidade do modelo. Conforme observado na Figura 17, é pequena a diferença em módulo da demanda por potência ativa e reativa do sistema antes das 7h, e esse fato tanto não é condizente com a realidade operativa do sistema, quanto tende a tornar a CS mais cara no modelo proposto. Para demonstrar essa sensibilidade à entrada da parametrização do modelo, realizaram-se novas simulações, de acordo com uma nova demanda apresentada na Figura 25. Os valores de cada hora dessas novas curvas estão elencados na Tabela 5 do Apêndice B e foram escolhidos com o intuito de simular uma demanda com potência ativa significativamente maior do que a potência reativa e de tal forma que a CS nos dois modelos resultasse aproximadamente no mesmo valor. Os novos resultados, que também convergiram com sucesso a uma solução ótima, são representados na Figura 26, na Figura 27 e na Figura 28.

Figura 25 - Nova curva de demanda da simulação: Nova variação da carga demandada em um dia.



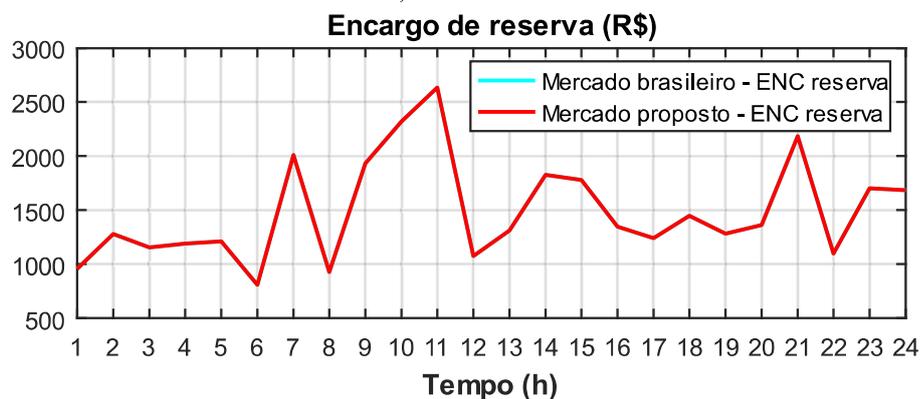
Fonte: elaborado pela autora.

Figura 26 - Função objetivo do problema: Resultados dos custos totais do sistema para os dois modelos, com a nova curva de demanda.



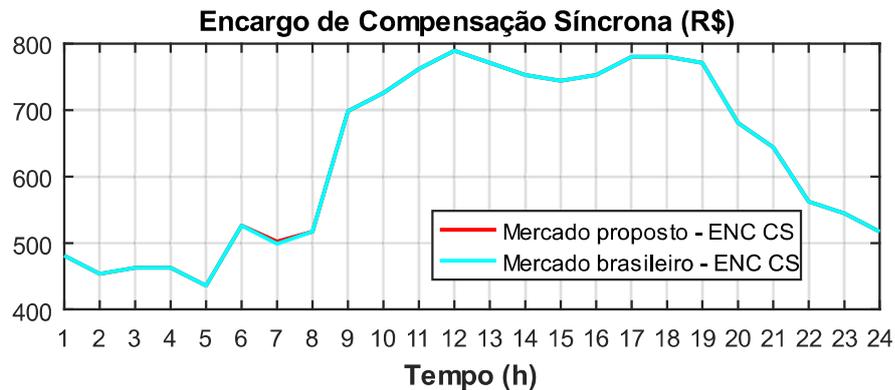
Fonte: elaborado pela autora.

Figura 27 - Encargo de reserva de potência operativa: Resultados dos custos de reserva de potência ativa para ambos os modelos, com a nova curva de demanda.



Fonte: elaborado pela autora.

Figura 28 - Encargo de CS: Resultados dos custos de geração de potência reativa para ambos os modelos, com a nova curva de demanda.



Fonte: elaborado pela autora.

Conforme pode ser observado na Tabela 4, a função objetivo, que equivale a soma dos custos totais de operação e perdas mais os encargos de SA de CS e de reserva operativa, apresentou um valor médio diário, para a curva do mercado brasileiro na nova simulação, de R\$6.705,23, com desvio padrão de R\$1.521,76, com valores máximo e mínimo, respectivamente de R\$9.024,90 e R\$4.447,58. Dentre esses valores do mercado brasileiro, o que corresponde ao encargo de CS equivale a uma média de R\$1.489,69, com desvio padrão de R\$472,01, e valores máximo e mínimo, respectivamente de R\$2.633,27 e R\$808,64. Enquanto que, o encargo de reserva operativa apresentou uma média de R\$629,89, com desvio padrão de R\$131,92, e valores máximo e mínimo, respectivamente de R\$789,47 e R\$435,58.

Comparando o modelo nacional com o resultado do modelo proposto, os valores da função objetivo do modelo proposto caíram 1,7 % e tiveram um desvio entre os valores de 1 % menor. Ao passo que, os encargos de CS e reserva operativa não apresentaram valores diferentes entre o modelo proposto e o brasileiro. Ou seja, o modelo proposto possui custos totais menores, mesmo remunerando igual os encargos dos SA.

Tabela 4: Síntese dos resultados encontrados para a função objetivo, para o encargo de CS e para o encargo de reserva operativa considerando o cenário com o modelo proposto para a nova característica de demanda sob avaliação.

Parâmetro	Valor Médio Diário (R\$)	Desvio Padrão (R\$)	Valor Máximo (R\$)	Valor Mínimo (R\$)
Função Objetivo	6.705,23	1.521,76	9.024,90	4.447,58
Encargo de CS	1.489,69	472,01	2.633,27	808,64
Encargo de Reserva Operativa	629,89	131,92	789,47	435,58

Fonte: elaborado pela autora.

Nesses novos resultados, os custos totais da função objetivo foram sempre menores para o modelo proposto do que para o brasileiro, já os custos de CS e reserva operativa foram os mesmos nos dois modelos. As configurações de operação dos geradores no modelo proposto, para essa nova característica de demanda, foram similares às configurações do Quadro 7, com os geradores tendo a maioria da remuneração de CS compensados por D. Através do Quadro 8, são mostradas, em detalhes, as configurações de cada um dos geradores, dado pelo modelo proposto, e segundo a operação com a nova curva de demanda do sistema (Figura 25).

Quadro 8 - Descrição dos tipos de remuneração de compensação síncrona dado para cada um dos 14 geradores síncronos, simulados para o modelo proposto e com a nova curva de demanda projetada.

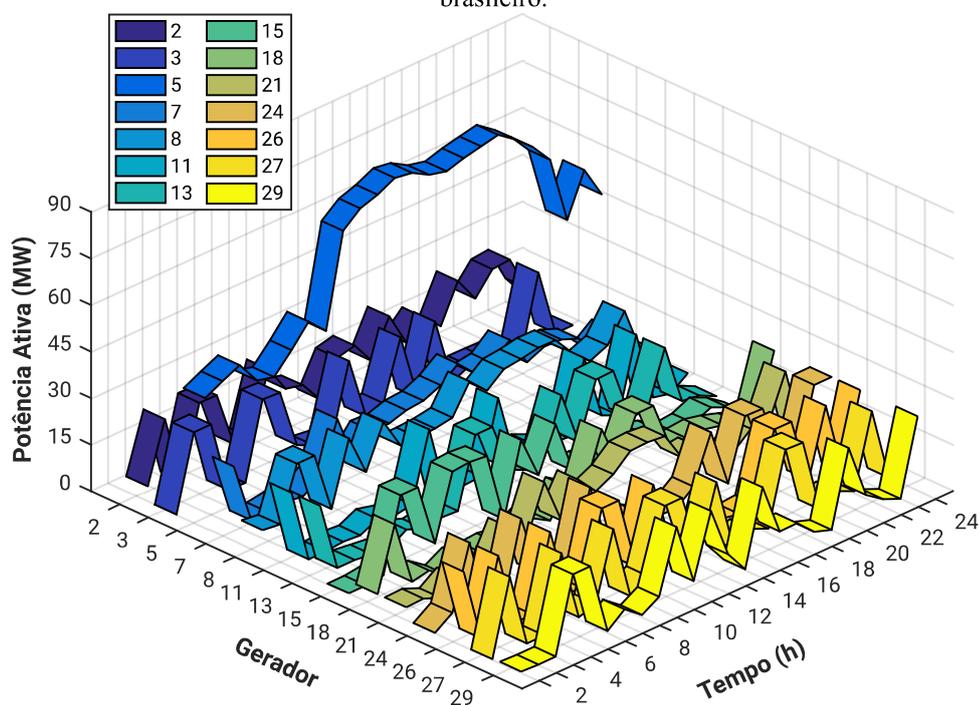
Hora	Número da barra com presença de gerador													
	2	3	5	7	8	11	13	15	18	21	24	26	27	29
1	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C
2	D	C	D	D	C	D	D	C	D	D	D	D	C	D
3	D	D	C	D	C	D	D	C	D	D	D	D	D	D
4	D	D	D	D	D	D	D	C	D	D	D	D	C	D
5	D	D	D	C	A	D	D	D	D	D	D	D	D	D
6	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
7	D	D	D	C	D	D	D	C	D	D	D	D	C	D
8	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
9	D	C	D	D	D	D	C	D	D	D	D	C	D	D
10	D	D	D	D	D	D	D	C	D	C	D	D	D	D
11	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
12	D	D	C	D	D	D	D	D	D	D	D	D	C	D
13	C	D	D	D	D	C	D	D	C	D	D	D	C	D
14	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	A	C
15	D	C	D	D	D	D	C	D	D	D	D	C	D	D
16	D	D	D	C	D	D	D	C	D	D	D	D	D	D
17	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
18	C	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
19	D	D	C	D	D	D	D	C	D	D	D	D	D	D
20	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C
21	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C
22	D	C	D	D	D	D	C	D	D	D	D	C	D	D
23	C	A	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C
24	C	A	C	C	C	C	A	C	C	C	C	A	C	C

Fonte: elaborado pela autora.

Representadas na Figura 29 e na Figura 30, respectivamente, estão as potências ativa e reativa resultantes da simulação do modelo brasileiro, para a nova demanda da Figura 25, observada para cada um dos 14 geradores do sistema. Nota-se que a Figura 29 possui um perfil semelhante

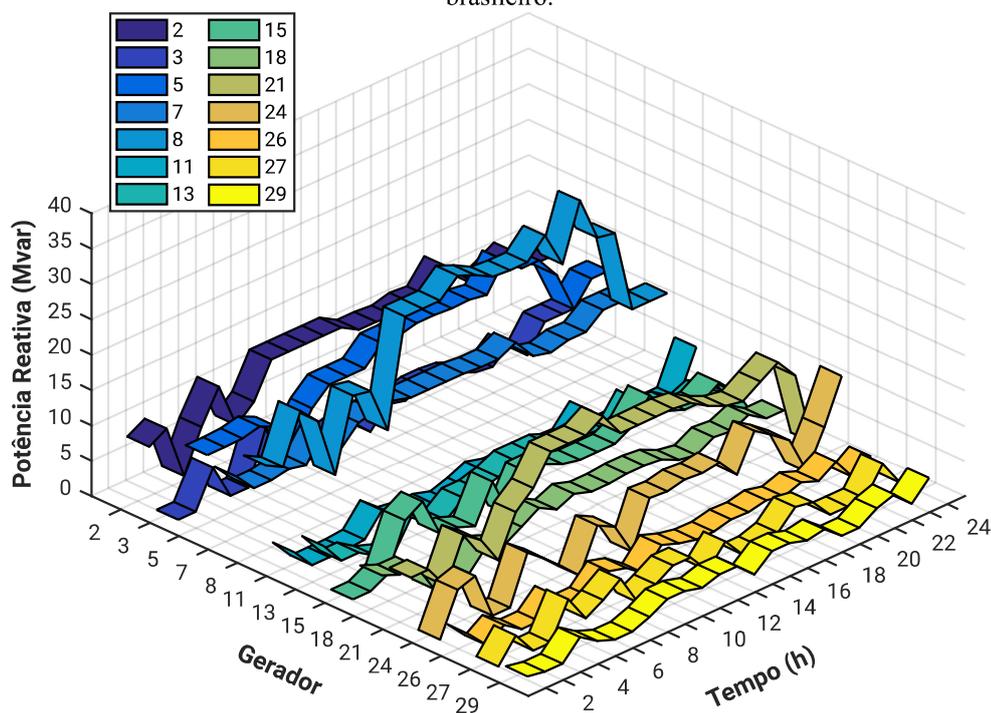
ao da Figura 21, com exceção do gerador 5, que possui, até as 7h, uma crescente e acentuada variação de potência ativa na Figura 21; enquanto que, na Figura 29, a sua geração já começa com um valor mais elevado. A Figura 30 apresenta perfis de curvas semelhantes às curvas da Figura 22 depois das 7h. Antes desse horário, a Figura 22 apresenta grande variação de potência reativa, com grandes valores de módulo da potência, enquanto que, na Figura 30, as variações e os módulos são bem menores, o que mostra menor demanda do sistema e melhor distribuição entre as cargas da energia gerada pelos geradores.

Figura 29 - Potência ativa dos geradores: Variação com o tempo e com a nova demanda, para o modelo brasileiro.



Fonte: elaborado pela autora.

Figura 30 - Potência reativa dos geradores: Variação com o tempo e com a nova demanda, para o modelo brasileiro.

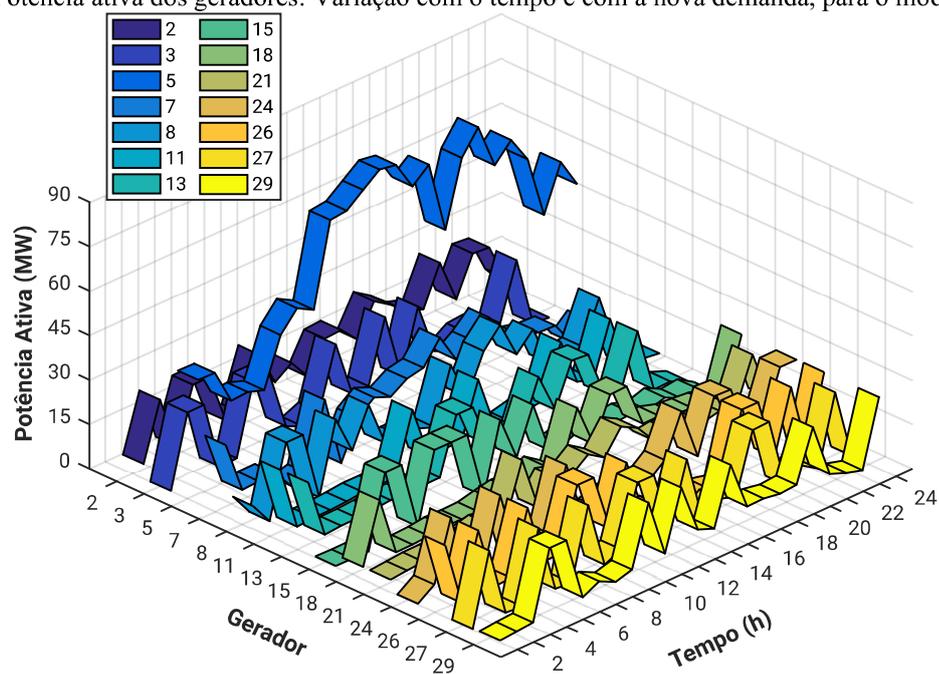


Fonte: elaborado pela autora.

As potências ativa e reativa resultantes da simulação do modelo proposto estão representadas nas Figura 31 e Figura 32, respectivamente, para a nova demanda e para cada um dos 14 geradores do sistema.

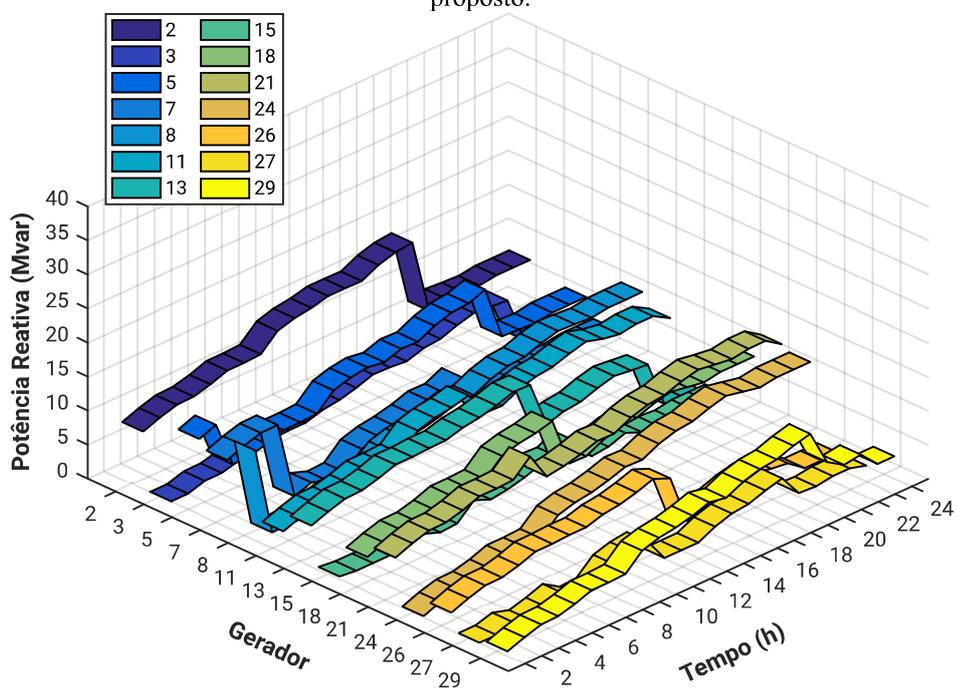
A Figura 31 tem um perfil semelhante ao da Figura 23, enquanto que a Figura 32 apresenta semelhança com a Figura 24. As maiores diferenças se encontram na potência ativa gerada na barra 5, nas últimas horas de simulação. Enquanto que a potência ativa tem maior decaimento na Figura 21, a potência reativa aumenta mais significativamente na Figura 22, o que fisicamente faz sentido no funcionamento do gerador síncrono. Para a segunda demanda de carga com o modelo proposto, os resultados de geração são mais equilibrados entre os geradores e sobrecarregam menos o gerador da barra 5, de maior demanda e impacto no sistema.

Figura 31 - Potência ativa dos geradores: Variação com o tempo e com a nova demanda, para o modelo proposto.



Fonte: elaborado pela autora.

Figura 32 - Potência reativa dos geradores: Variação com o tempo e com a nova demanda, para o modelo proposto.



Fonte: elaborado pela autora.

## 5.1 Conclusão

Neste capítulo apresentou-se os resultados das simulações realizadas no *software* AMPL, com a utilização do pacote comercial KNITRO e do sistema de teste IEEE 30. Implementou-se o algoritmo conforme os modelos comentados no Capítulo 4. Utilizou-se duas curvas de demanda horária, totalizando um dia de operação, e incluiu-se 14 geradores síncronos convencionais, que representam os agentes de geração do mercado de energia elétrica desse sistema. As análises das simulações demonstraram que o modelo proposto resultou, em geral, em custos totais menores de operação e em remuneração mais atraente para os encargos dos SA. A maioria da remuneração da CS dos geradores foi compensada pelos custos do ponto D, ou seja, por custos de perda de oportunidade.

## 6 CONCLUSÕES FINAIS

Neste trabalho, foram apresentadas duas modelagens que contemplam a operação do sistema elétrico e o sistema de mercado de energia elétrica brasileiro, considerando o funcionamento da remuneração dos encargos de SA no Brasil e nas formas de remuneração de potência reativa realizadas em pesquisas e por operadores do sistema de outros países. Os resultados dos custos de operação e dos encargos de SA do sistema, advindos da simulação da rede de transmissão IEEE 30 barras, foram executados e convergiram com êxito para duas curvas de demanda diferentes, isto é, atenderam a todas as condições e restrições dos modelos desenvolvidos.

Em relação às simulações, observou-se que os resultados apresentaram significativos impactos para as duas diferentes curvas de carregamento das cargas (Figura 17 e Figura 25), o que ficou mais evidente até às 7h do tempo da simulação. Na curva da Figura 17, até esse horário, as demandas de potência ativa e reativa apresentavam valores baixos e próximos, o que em ordens de grandeza nunca corresponderia com a realidade da operação. Pensando nisso, a curva da Figura 25 foi definida a fim de manter esses valores com maior variação em módulo, e o resultado foi que o modelo proposto apresentou custos menores de operação e remuneração do que o modelo brasileiro. A maioria dos geradores no modelo proposto foram remunerados por perda de oportunidade, ou seja, houve maiores remunerações por deixar de gerar potência ativa para atender a demanda do sistema. Em todos os cenários, os geradores que mais tiveram variação de ponto de operação e módulo de potência demandada foram os geradores alocados nas barras responsáveis pelas maiores demandas de cargas do sistema, o que mostra a importância logística da alocação dos geradores no sistema para a remuneração de mercado.

Em suma, e de acordo com os resultados, o operador do sistema elétrico é mais beneficiado com o modelo de mercado proposto, já que esse trouxe os menores custos totais para a operação e remuneração do sistema na função objetivo a ser minimizada na otimização. E isso ocorreu mesmo com a complexidade da parametrização do modelo e para a mesma remuneração de reserva de potência operativa e CS. Além disso, com o modelo proposto, a precificação dos custos de geração de potência reativa é realizada de forma mais atraente para o mercado, visto que ela cobre melhor os custos de geração de potência reativa de acordo com o momento presente de geração. Isso fomenta o mercado de energia e de SA, já que os torna cada vez mais competitivos em preço, acessíveis a diferentes tipos de agentes geradores e transparentes na forma de remuneração e nos trâmites comerciais.

Vale ainda ressaltar que a modificação do mercado para o PLD Horário de 2021 influencia diretamente várias mudanças do setor elétrico e comercial, e isso inclui, principalmente, a remuneração de potência ativa e reativa. Neste cenário, a remuneração de CS horária e por mudança do estado do ponto de operação incluídas no modelo proposto, tornam-se muito atraentes para o mercado brasileiro. Quando este trabalho de dissertação começou a ser desenvolvido, o PLD ainda era dado de forma semanal e por patamar de carga e, por isso, observou-se que referências e estudos sobre precificação de energia elétrica e de SA em curto prazo (no caso, horário como foi estipulado para análise da simulação), no mercado brasileiro, ainda estavam no início e com muitas oportunidades a serem exploradas.

Contudo, visto o presente trabalho e outras referências do assunto, torna-se interessante, para trabalhos futuros, realizar estudos em simulações com intervalos de tempo menores como, por exemplo, 5 ou 15 minutos, a fim de analisar de forma mais precisa as variações do sistema durante a operação. E isso é ainda mais agravante para a operação do futuro sistema elétrico, com a crescente inserção de GD e demandas com alto grau de variação. Esses pequenos intervalos, em minutos, já são analisados em estudos dos mercados europeu e asiático. Ademais, visto que o modelo foi sensível, durante a simulação, à parametrização na modelagem desenvolvida, podem-se explorar outras técnicas e ramos de otimização, tais como os métodos metaheurísticos para resolução de problemas.

## REFERÊNCIAS

- [1] Apagão no Amapá: Veja a cronologia da crise de energia elétrica. G1, 18 nov. 2020. Disponível em: <https://g1.globo.com/ap/amapa/noticia/2020/11/18/apagao-no-amapa-veja-a-cronologia-da-crise-de-energia-eletrica.ghtml>. Acesso em: 04 jan. 2022.
- [2] Simabuku, R. T., and Silva, R.G.A. (2005). A regulamentação dos serviços ancilares de geração no sistema elétrico interligado nacional. Grupo IX – Grupo de operação dos sistemas elétricos (GOP). XVIII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Curitiba – PR.
- [3] Chen, Y., Leonard, R., Keyser, M. and Gardner, J. (2015). Development of Performance-Based Two-Part Regulating Reserve Compensation on MISO Energy and Ancillary Service Market. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 30, 142-155.
- [4] Rebours, Y.G., Kirschen, D.S., Trotignon, M., and Rossignol, S. (2007). A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services – Part II: Economic Features. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 22.
- [5] Chen, Y., Keyser, M., Tackett, M. and Ma, X. (2011). Incorporating Short-Term Stored Energy Resource Into Midwest ISO Energy and Ancillary Service Market. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 26, 829 - 838.
- [6] Liao, J., Chen, P. and Yang, H. (2018). Optimal sizing and operating strategies for VSG based BESS in ancillary service market. *E3S Web of Conferences*, 69.
- [7] Banshwar, A., Sharma, N., Sood, Y. and Shrivastava, R. (2017). Renewable energy sources as a new participant in ancillary service markets. *Energy Strategy Reviews*, 18, 106-120.
- [8] Chen, Y., Hu, M. and Zhou, Zi. (2017). A Data-Driven Analytical Approach to Enable Optimal Emerging Technologies Integration in the Co-Optimized Electricity and Ancillary Service Markets. *Energy*, 122.
- [9] Wang, J., Zhong, H., Tang, W., Rajagopal, R., Xia, Q., Kang, C. and Wang, Y. (2017). Optimal Bidding Strategy for Microgrids in Joint Energy and Ancillary Service Markets Considering Flexible Ramping Products. *Applied Energy*, 205.

- [10] Zhou, Y., Wei, Z., Sun, G., Cheung, K., Zang, H. and Chen, S. (2018). A robust optimization approach for integrated community energy system in energy and ancillary service markets. *Energy*, 148, 1-15.
- [11] Alipour, M., Mohammadi-ivatloo, B., Moradi-Dalvand, M. and Zare, K. (2016). Stochastic scheduling of aggregators of plug-in electric vehicles for participation in energy and ancillary service markets. *Energy*, 118.
- [12] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº 697, de 16 de dezembro de 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015697.pdf>. Acesso em: 09 jun. 2021.
- [13] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). (2019). Administração dos serviços ancilares: visão geral. Procedimento de Rede, Módulo 14 – Submódulo 14.1. Revisão 2019.08.
- [14] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). (2019). Arranjos comerciais para os serviços ancilares. Procedimento de Rede, Módulo 14 – Submódulo 14.2. Revisão 2019.08.
- [15] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). (2021). Módulo 9 – Encargos. Regras de Comercialização, Versão 2021.1.0.
- [16] Zambelli, M. S., Faria, J. M., and Dias, A. A. S. (2019). Metodologia para Análise de Risco Com PLD Horário. XVIII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Belo Horizonte – MG.
- [17] Cavaliere, M. A., Silva, E. G. S., Bezerra, B. V., Granville, S., and Pereira, M. V. F. (2019). Avaliação dos Impactos do Preço Horário na Precificação de Contratos no Ambiente de Comercialização Livre. XVIII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Belo Horizonte – MG.
- [18] Power Systems Test Case Archive. 30 Bus Power Flow Test Case. Disponível em: [http://labs.ece.uw.edu/pstca/pf30/pg\\_tca30bus.htm](http://labs.ece.uw.edu/pstca/pf30/pg_tca30bus.htm). Acesso em: 25 jan. 2021.
- [19] A Mathematical Programming Language (AMPL). Commercial Software. Disponível em: <https://ampl.com/>. Acesso em: 21 abr. 2021.

- [20] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). (2021). Comercialização: Ambiente de Contratação Regulada e Mercado de Curto Prazo. Disponível em: [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/onde-atuamos/comercializacao?\\_adf.ctrl-state=6m11vfcy7\\_5&\\_afLoop=39858170601107#!](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/comercializacao?_adf.ctrl-state=6m11vfcy7_5&_afLoop=39858170601107#!). Acesso em: 27 jun. 2021.
- [21] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). (2019). 20 anos do mercado brasileiro de energia elétrica. Roberto Rockmann (Organizador). - 1. Ed. São Paulo. Disponível em: [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/noticias-opinioao/noticias/noticialeitura?contentid=CCEE\\_649373&\\_afLoop=399391258389640&\\_adf.ctrl-state=wk89fuz8o\\_107#!%40%40%3Fcontentid%3DCCEE\\_649373%26\\_afLoop%3D399391258389640%26\\_adf.ctrl-state%3Dwk89fuz8o\\_111](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opinioao/noticias/noticialeitura?contentid=CCEE_649373&_afLoop=399391258389640&_adf.ctrl-state=wk89fuz8o_107#!%40%40%3Fcontentid%3DCCEE_649373%26_afLoop%3D399391258389640%26_adf.ctrl-state%3Dwk89fuz8o_111). Acesso em: 17 jul. 2021.
- [22] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Portaria nº 514, de 27 de dezembro de 2018. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2018514mme.pdf>. Acesso em: 20 jul. 2021.
- [23] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). (2021). Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. Ministério de Minas e Energia/Empresa de Pesquisa Energética: MEE/EPE. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>. Acesso em: 08 jan. 2022.
- [24] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº 783, de 26 de setembro de 2017. Disponível em: [https://www.in.gov.br/materia/-/asset\\_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/19322625/do1-2017-09-28-resolucao-normativa-no-783-de-26-de-setembro-de-2017-19322521](https://www.in.gov.br/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/19322625/do1-2017-09-28-resolucao-normativa-no-783-de-26-de-setembro-de-2017-19322521). Acesso em: 20 jun. 2021.
- [25] Ecom Energia (2021). Ebook: Tudo que você precisa saber sobre o PLD Horário. Disponível em: <https://conteudo.ecomenergia.com.br/pldh-ebook>. Acesso em: 20 jun. 2021.
- [26] Empresa de Pesquisa Energética (EPE). (2021). Relatório Síntese Balanço Energético Nacional (BEN) 2021: ano base 2020. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-601/topico-588/Relat%C3%B3rio%20S%C3%ADntese%20BEN%202021-ab%202020\\_v2.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-601/topico-588/Relat%C3%B3rio%20S%C3%ADntese%20BEN%202021-ab%202020_v2.pdf). Acesso em: 20 jun. 2021.

- [27] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). (2020). Glossário de termos técnicos. Procedimento de Rede, Módulo 20 – Submódulo 20.1. Revisão 2020.01.
- [28] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). (2021). Implantação do Modelo DESSEM: Maior Eficiência e Transparência ao Setor. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/energia-amanha/cmo-semi-horario/visao-geral>. Acesso em: 05 jun. 2021.
- [29] ENTSO-E, E.DSO, Eurelectric, GEODE & CEDEC. (2019). TSO–DSO REPORT: An Integrated Approach to Active System Management with the Focus on TSO–DSO Coordination in Congestion Management and Balancing. Disponível em: [https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/TSO-DSO\\_ASM\\_2019\\_190416.pdf](https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/TSO-DSO_ASM_2019_190416.pdf). Acesso em: 20 jul. 2021.
- [30] Oureilidis, K.; Malamaki, K.-N.; Gallos, K.; Tsitsimelis, A.; Dikaiakos, C.; Gkavanoudis, S.; Cvetkovic, M.; Mauricio, J.M.; Maza Ortega, J.M.; Ramos, J.L.M.; Papaioannou, G.; Demoulias, C. Ancillary Services Market Design in Distribution Networks: Review and Identification of Barriers. *Energies* 2020, 13, 917. <https://doi.org/10.3390/en13040917>.
- [31] ENTSO-E WGAS. (2017). Survey on Ancillary Services Procurement, Balancing Market Design 2017. Disponível em: [https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/Market%20Committee%20publications/ENTSOE\\_AS\\_survey\\_2017.pdf](https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/Market%20Committee%20publications/ENTSOE_AS_survey_2017.pdf). Acesso em: 20 jul. 2021.
- [32] Transpower (2021). New Zealand’s System Operator. Disponível em: <https://www.transpower.co.nz/system-operator/electricity-market/frequency-keeping>. Acesso em: 15 jul. 2021.
- [33] Rueda-Medina, A.C., Franco, J.F., Rider, M.J., Padilha-Feltrin, A., and Romero, R. (2013). A mixed-integer linear programming approach for optimal type, size and allocation of distributed generation in radial distribution systems. *Electric Power Systems Research*, Vol. 97, pages 133-143. Journal Elsevier.
- [34] El-Samahy, I., Bhattacharya, K., Caizares, C., Anjos, M. and Pan, J. (2008). A Procurement Market Model for Reactive Power Services Considering System Security. *Power Systems*, IEEE Transactions on, 23, 137 - 149.

- [35] Zhong, J. and Bhattacharya, K. (2002). Toward a competitive market for reactive power. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 17.
- [36] Fourer, R., Gay, D. M. and Kernighan B. W. (2002). *AMPL: A Modeling Language For Mathematical Programming*. Cengage Learning, 2<sup>a</sup> ed. USA.
- [37] *A Mathematical Programming Language (AMPL)*. Commercial Software. Disponível em: <https://ampl.com/>. Acesso em: 23 dez. 2020.
- [38] Artelys Solvers. The most advanced solver for nonlinear optimization: KNITRO. Disponível em: <https://www.artelys.com/solvers/knitro/>. Acesso em: 28 dez. 2020.
- [39] Artelys Solvers. User guide Knitro: Algorithms/Methods. Disponível em: [https://www.artelys.com/docs/knitro/2\\_userGuide/minlp.html#algorithms-methods](https://www.artelys.com/docs/knitro/2_userGuide/minlp.html#algorithms-methods). Acesso em: 28 dez. 2020.
- [40] Artelys Solvers. User guide Knitro: Mixed-integer nonlinear programming. Disponível em: [https://www.artelys.com/docs/knitro/2\\_userGuide/minlp.html](https://www.artelys.com/docs/knitro/2_userGuide/minlp.html). Acesso em: 28 dez. 2020.
- [41] SIMO Pesquisa Operacional. Algoritmos de Pesquisa Operacional: BRANCH-AND-BOUND. Disponível em: <https://otimizacao.js.org/>. Acesso em: 02 ago. 2021
- [42] Waltz, R. A., Morales, J. L., Orban, D. and Nocedal, J. (2003). *KNITRO user's manual*. Technical Report OTC 2003/05. Optimization Technology Center, Northwestern University, Evanston, IL, USA.
- [43] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). (2021). *Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos*. Procedimento de Rede, Módulo 2 – Submódulo 2.3 - Critérios. Revisão 2021.08.

## APÊNDICE A – PRODUÇÃO CIENTÍFICA

Artigo publicado no VIII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE 2020:

- Espindula, C. J., Rueda-Medina, A. C. (2020). Minimização de Custos Operativos e de Encargos de Serviços Ancilares no Sistema Elétrico Brasileiro. VIII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos – SBSE 2020, Santo André – São Paulo.
- Prêmio de destaque como o melhor trabalho dos apresentados na Sessão: SBSE 12.1 - Comercialização de Energia/Educação em Sistemas Elétricos, do evento Virtual, realizado nos dias 25 a 28 de agosto de 2020.

Outros artigos publicados durante o mestrado:

- Azeredo, L. F. S.; Fardin, J. F.; Mendes, M. A.; Vargas, M. C.; Batista, O. E.; Espindula, C. J.; Tonini, L. G. R. Voltage Regulator Behavior on Power Distribution Grids with High Integration of PVDG. In: 5th IEEE Southern Power Electronics Conference, 2019, Santos. Proceedings of 5th IEEE SPEC, 2019.
- Mendes, M. A.; Vargas, M. C.; Espindula, C. J.; Queiroz, L. G. O.; Tonini, L. G. R.; Simonetti, D. S. L.; BATISTA, O. E. Didatic Overcurrent Protection Coordination for the IEEE 34-Node Radial Test Feeder. In: VIII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (VIII SBSE), 2020, Santo André. VIII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE 2020), 2020.

## APÊNDICE B – DADOS DAS CURVAS DE DEMANDA DAS SIMULAÇÕES

Tabela 5: Dados das curvas de demanda das simulações

<b>Curva de demanda (Figura 15)</b>		<b>Nova curva de demanda (Figura 23)</b>	
<b>Potência ativa (MW)</b>	<b>Potência reativa (Mvar)</b>	<b>Potência ativa (MW)</b>	<b>Potência reativa (Mvar)</b>
104,86	46,69	158,70	66,89
76,52	34,07	161,54	63,10
70,85	31,55	155,87	64,36
68,02	30,29	153,04	64,36
82,19	36,60	147,37	60,58
90,69	40,38	172,87	73,20
104,86	46,69	172,87	69,41
170,04	75,72	175,71	71,93
226,72	100,96	226,72	97,17
249,39	111,06	240,89	100,96
252,23	112,32	246,56	106,01
255,06	113,58	255,06	109,79
252,23	112,32	252,23	107,27
249,39	111,06	249,39	104,75
240,89	107,27	243,72	103,48
243,72	108,53	243,72	104,75
252,23	112,32	252,23	108,53
257,89	114,84	252,23	108,53
249,39	111,06	249,39	107,27
223,89	99,70	223,89	94,65
221,05	98,44	212,55	89,60
184,21	82,03	184,21	78,24
178,54	79,51	178,54	75,72
144,53	64,36	170,04	71,93

Fonte: elaborado pela autora.

## ANEXO A – DADOS DO SISTEMA IEEE 30 BARRAS

Tabela 6: Dados de linhas de transmissão IEEE 30 Barras

<b>Linha</b>		<b>Rbr</b>	<b>Xbr</b>	<b>Imáx</b>
<b>De</b>	<b>Para</b>			
1	2	0.019200	0.057500	800
1	3	0.045200	0.185200	800
2	4	0.057000	0.173700	800
3	4	0.013200	0.037900	800
2	5	0.047200	0.198300	800
2	6	0.058100	0.176300	800
4	6	0.011900	0.041400	800
5	7	0.046000	0.116000	800
6	7	0.026700	0.082000	800
6	8	0.012000	0.042000	800
6	9	0.000000	0.208000	800
6	10	0.000000	0.556000	800
9	11	0.000000	0.208000	800
9	10	0.000000	0.110000	800
4	12	0.000000	0.256000	800
12	13	0.000000	0.140000	800
12	14	0.123100	0.255900	800
12	15	0.066200	0.130400	800
12	16	0.094500	0.198700	800
14	15	0.221000	0.199700	800
16	17	0.082400	0.192300	800
15	18	0.107300	0.218500	800
18	19	0.063900	0.129200	800
19	20	0.034000	0.068000	800
10	20	0.093600	0.209000	800
10	17	0.032400	0.084500	800
10	21	0.034800	0.074900	800
10	22	0.072700	0.149900	800
21	22	0.023200	0.047200	800

Fonte: [18].