



TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ANÁLISE DA PRESTAÇÃO DO SERVIÇO ANCILAR DE
RESERVA DE POTÊNCIA OPERATIVA
NO BRASIL**

Natália Álvares Teixeira

Brasília, novembro de 2020

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
Faculdade de Tecnologia

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO
**ANÁLISE DA PRESTAÇÃO DO SERVIÇO ANCILAR DE
RESERVA DE POTÊNCIA OPERATIVA
NO BRASIL**

Natália Álvares Teixeira

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

Banca Examinadora

Prof. Dr. Ivan Marques de Toledo Camargo, _____
ENE/UnB
Orientador

Eng. Me. Paulo André Sehn da Silva _____
Co-orientador

Prof. Dr. Pablo Eduardo Cuervo Franco, ENE/UnB _____
Examinador interno

Prof. Dr. Rafael Amaral Shayani, ENE/UnB _____
Examinador suplente

FICHA CATALOGRÁFICA

TEIXEIRA, NATÁLIA ÁLVARES

ANÁLISE DA PRESTAÇÃO DO SERVIÇO ANCILAR DE RESERVA DE POTÊNCIA OPERATIVA NO BRASIL [Distrito Federal] 2020.

xvi, 54 p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Engenheira, Engenharia Elétrica, 2020).

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

Departamento de Engenharia Elétrica

- | | |
|----------------------|---------------------------|
| 1. Serviço ancilar | 2. Controle de frequência |
| 3. Reserva operativa | 4. DESSEM |
| I. ENE/FT/UnB | II. Título (série) |

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

TEIXEIRA, N.A. (2020). *ANÁLISE DA PRESTAÇÃO DO SERVIÇO ANCILAR DE RESERVA DE POTÊNCIA OPERATIVA NO BRASIL*. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 54 p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Natália Álvares Teixeira

TÍTULO: ANÁLISE DA PRESTAÇÃO DO SERVIÇO ANCILAR DE RESERVA DE POTÊNCIA OPERATIVA NO BRASIL.

GRAU: Engenheira Eletricista ANO: 2020

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias deste Trabalho de Conclusão de Curso e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. Os autores reservam outros direitos de publicação e nenhuma parte desso Trabalho de Conclusão de Curso pode ser reproduzida sem autorização por escrito dos autores.

Natália Álvares Teixeira

Depto. de Engenharia Elétrica (ENE) - FT

Universidade de Brasília (UnB)

Campus Darcy Ribeiro

CEP 70919-970 - Brasília - DF - Brasil

Dedicatória

A meus pais, meus grandes exemplos

"Os pais são os principais educadores de seus filhos, tanto no aspecto humano como no sobrenatural, e têm a responsabilidade dessa missão, que exige deles compreensão, prudência, saber ensinar e sobretudo saber amar; e que se empenhem em dar bom exemplo."

- São Josemaria Escrivá

Natália Álvares Teixeira

Agradecimentos

Agradeço a Deus, que tantas graças me concedeu desde o início da minha jornada na graduação de Engenharia Elétrica. Agradeço em especial pela fé e pela esperança, que me mantiveram firme para concluir este trabalho mesmo diante de momentos difíceis. Agradeço aos meus pais, Aloysio e Mônica, meus maiores exemplos de compromisso, retidão e dedicação. A conclusão deste trabalho é também um mérito deles, que nunca mediram esforços para me proporcionar uma excelente formação. Agradeço especialmente por nunca terem me privado de passar por situações difíceis na vida. Foram justamente estas as essenciais para que eu pudesse me tornar a pessoa e a profissional que sou hoje; mas, ao mesmo tempo, sempre estenderam a mão e nunca me desampararam.

Agradeço à minha irmã, Vanessa. Ela sempre foi e sempre será minha melhor amiga, que divide comigo não somente o quarto, mas também as maiores alegrias, angústias e conquistas.

Agradeço ao meu namorado, Francisco, meu maior apoiador e incentivador. Certamente é por causa dele que me empenho em ser uma mulher melhor a cada dia. Obrigada por cada palavra de amor, de estímulo e de ponderação.

Agradeço ao meu orientador, Ivan, que desde a primeira vez que me recebeu em sua sala me ajudou a encontrar meu caminho para realizar este trabalho final e instigou que eu desse o meu melhor, tornando-se uma referência de profissional para mim. Agradeço ao Paulo, que me co-orientou neste trabalho com tanto empenho e disposição. Obrigada pelas várias discussões e pelos ensinamentos sobre o setor elétrico. É uma área complexa e desafiadora, e eu não poderia ter contado com uma pessoa melhor para me ajudar a ter uma visão crítica e sensível. Agradeço também ao Guilherme, que me ajudou a realizar as simulações necessárias para obter os resultados deste trabalho.

Estendo meus agradecimentos a todos os professores que tive ao longo da graduação na Universidade de Brasília. A vivência com cada um deles foi fundamental para que eu enxergasse mais longe. Agradeço em especial aos professores Eduardo Peixoto e João Paulo Leite, que foram verdadeiros mestres e me ensinaram, pelo exemplo, a ter paixão pelo estudo.

Por fim, agradeço a todos os colegas e amigos que tornaram esses anos de graduação mais suaves e alegres.

Natália Álvares Teixeira

RESUMO

Um dos serviços essenciais para o adequado funcionamento de um sistema elétrico é o serviço ancilar de reserva de potência operativa, que visa preservar uma parcela da capacidade de geração do sistema para ser utilizada no controle de frequência. No Brasil, esse serviço é prestado somente por usinas hidrelétricas integrantes do Controle Automático de Geração. A preservação da geração dessas usinas é feita de tal forma que o modelo de despacho DESSEM limita a geração delas, a fim de prover reserva ao sistema. A não remuneração desses geradores pela prestação do serviço, a representação simplista no processo de otimização e tantos outros fatos evidenciam como a prestação do serviço de reserva de potência no sistema elétrico brasileiro diverge do que está consolidado na literatura. Os resultados obtidos indicam que são muitos os impactos negativos tanto do ponto de vista operacional como financeiro aos agentes do mercado. Dessa forma, o presente trabalho investiga, por meio de pesquisas e simulações, como são e quais são os efeitos da atual modelagem de prestação do serviço ancilar de reserva de potência operativa no Brasil.

ABSTRACT

One of the essential services for the proper functioning of an electrical system is the ancillary service of operating reserve, which aims to preserve a part of the generation capacity of the system to be used in frequency control. In Brazil, this service is provided only by hydroelectric power plants that are part of the Automatic Generation Control. The preservation of the generation of these plants is done in such a way that the DESSEM dispatch model limits their generation, in order to provide reserve to the system. The non remuneration of these generators for the provision of the service, the lack of optimization and many other facts show how the supply of reserve power in the Brazilian electrical system differs from what is consolidated in literature. The results obtained indicate that there are many negative impacts, both from an operational and financial point of view, to market agents. Thus, this work investigates, through research and simulations, what are the effects of the current modeling of the provision of operating reserve in Brazil.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
2	MERCADOS DE RESERVA DE POTÊNCIA OPERATIVA	3
2.1	CONCEITOS	3
2.2	MUNDO	5
2.3	MERCADO DE ELETRICIDADE ALEMÃO	5
3	REPRESENTAÇÃO DA RESERVA EM MODELOS	8
3.1	UNIT COMMITMENT	9
3.2	CO-OTIMIZAÇÃO	10
3.3	ESTUDO DE SISTEMAS-TESTE	12
3.3.1	SISTEMA-TESTE 1: QUATRO UNIDADES GERADORAS	14
3.3.2	SISTEMA-TESTE 2: DEZ UNIDADES GERADORAS	17
4	RESERVA DE POTÊNCIA OPERATIVA NO BRASIL	22
4.1	ALOCAÇÃO E PRESERVAÇÃO DE RPO	23
4.2	DESSEM	26
4.2.1	CONSEQUÊNCIAS DA MODELAGEM DA RESERVA NO DESSEM	32
5	RESULTADOS	37
5.1	AVALIAÇÃO DA DISPONIBILIDADE DO RECURSO DE RESERVA	38
5.2	IMPACTO NO PREÇO	41
5.3	IMPACTO NAS USINAS QUE PRESTAM O SERVIÇO ANCILAR DE RESERVA	43
5.4	IMPACTO NO MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA	46
6	CONCLUSÃO	48
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	50
	APÊNDICES	53
1.1	ANEXO I	53

LISTA DE FIGURAS

2.1	Representação do uso das reservas no mercado alemão	6
2.2	Representação do uso das reservas no mercado alemão	7
3.1	Mercado em esquema sequencial.....	8
3.2	Preços no mercado <i>day – ahead</i> de reserva no NYISO	12
3.3	Resumo de simulações realizadas	13
3.4	Diagrama unifilar simplificado do sistema-teste 1.....	15
3.5	Diagrama unifilar simplificado do sistema-teste 2.....	18
4.1	Dados de energia armazenada no subsistema Nordeste de 01/01/2000 a 01/09/2020, registrados pelo ONS	24
4.2	Dados de energia armazenada no subsistema Sudeste/Centro-Oeste de 01/01/2000 a 01/09/2020, registrados pelo ONS	25
4.3	Linha do tempo	25
4.4	Cadeia de modelos de planejamento da operação no Brasil.....	27
4.5	Localização das usinas aptas a prestarem o serviço ancilar de controle secundário de frequência em maio de 2020	29
4.6	“AREACONT.DAT” do dia 24 de novembro de 2019.....	30
4.7	“AREACONT.DAT” do dia 24 de maio de 2020	30
4.8	Localização das usinas que compuseram o CAG em 24 de novembro de 2019.....	31
4.9	Localização das usinas que compuseram o CAG em 24 de maio de 2020	31
4.10	Dados do recurso de reserva girante disponível no SIN em 2019	33
4.11	Dados de requisito de RPO no SIN em 2019	33
4.12	Possíveis cenários de restrição de geração	34
5.1	Resumo das 24 simulações realizadas.....	38
5.2	Dados da reserva para o primeiro período do dia 04/02/2019	38
5.3	Demanda de reserva em 04/02/2019 com os arquivos original e modificado.....	39
5.4	Adaptação da figura 5.3.....	40
5.5	Gráfico 3D da escassez de RPO nas simulações do DESSEM	40
5.6	PLD para simulações com o DESSEM do dia 05/12/2019.....	42
5.7	Comparativo de geração de energia da UHE Ilha Solteira no programa da operação de 07/10/2019	44
5.8	Comparativo de geração de energia da UHE São Simão no programa da operação de 09/09/2019	45
5.9	Comparativo de geração de energia da UHE Três Irmãos no programa da operação de 25/01/2019	46

LISTA DE TABELAS

3.1	Preços e produtos do mercado de eletricidade australiano em 03/06/2020 às 11:55 .	11
3.2	Dados das usinas do sistema-teste 1	14
3.3	Dados da demanda do sistema-teste 1	15
3.4	Programação da operação da simulação de referência do sistema-teste 1	15
3.5	Resultado das simulações do sistema-teste 1	16
3.6	Dados das usinas do sistema-teste 2	18
3.7	Programação da operação da simulação de referência do sistema-teste 2	19
3.8	Resultado das simulações do sistema-teste 2	21
4.1	Resumo dos serviços ancilares de controle de frequência no Brasil	23
4.2	Usinas aptas a prestarem o serviço de reserva no SIN (* dado indisponível).....	28
5.1	Dados da simulação da operação do dia 05/12/2019.....	43
5.2	Consolidação dos deficits financeiros totais.....	44
5.3	Comparativo de previsão de geração de energia em Ilha Solteira em 07/10/2019	45
5.4	Comparativo de previsão de geração de energia em São Simão em 09/09/2019	46
5.5	Comparativo de previsão de geração de energia em Três Irmãos em 25/01/2019	47
5.6	Consolidação das comparações realizadas em usinas que integram o CAG	47
1	Dados da reserva do dia 04/02/2019 para as simulações com arquivos originais e modificados	53

LISTA DE SÍMBOLOS

Subscritos

<i>max</i>	Máximo
<i>min</i>	Mínimo

Siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AEMO	<i>Australian Energy Market Operator</i>
CAG	Controle automático de geração
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CMO	Custo marginal de operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CPAMP	Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico
CPSA	Contrato de prestação de serviços ancilares
CVU	Custo variável unitário
ESS	Encargo de serviços do sistema
EUA	Estados Unidos da América
FRE	Fontes renováveis de energia
GSF	<i>Generating scaling factor</i>
MCP	Mercado de curto prazo
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de realocação de energia
NYISO	<i>New York Independent System Operator</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OS	Operador do sistema
OST	Operador do sistema de transmissão
PLD	Preço de liquidação das diferenças
REN	Resolução normativa
RPO	Reserva de potência operativa
SIN	Sistema interligado nacional
UC	<i>Unit commitment</i>
UG	Unidade geradora
UHE	Usina hidrelétrica

1 INTRODUÇÃO

Sistemas elétricos de potência são caracterizados por possuírem uma operação de elevada complexidade. Uma boa estruturação dos segmentos de geração, transmissão e distribuição é premissa elementar para que os sistemas operem adequadamente e para que o requisito de carga do sistema seja atendido ao menor custo possível.

Adicionalmente, para assegurar um funcionamento apropriado, é necessária uma série de serviços complementares que garantam a eficácia e a segurança no fornecimento de energia aos consumidores de forma simultânea à sua produção, atendendo aos níveis de segurança e confiabilidade desejados. Esses serviços são comumente denominados de serviços ancilares.

Não há na literatura um consenso de quais são exatamente os serviços ancilares. Porém, um dos serviços que é considerado ancilar e é consolidado como tal é o serviço de reserva de potência operativa. A prestação desse serviço está relacionada ao controle de frequência do sistema elétrico, a qual no Brasil é mantida em 60 Hz e na Europa, em 50 Hz, por exemplo. É o serviço que garante ao sistema disponibilidade de recurso de geração para controlar a frequência do sistema.

Além disso, fica evidente que outro fator que garante o bom funcionamento do sistema e a correta alocação de custos é o desenho de mercado que rege o sistema, determina a relação entre os agentes e regula as atividades desempenhadas por cada um deles. No que tange a prestação de serviços ancilares, inclusive, são vários os atores envolvidos no provimento dos serviços, para a manutenção da eficácia e segurança do sistema.

Nessa perspectiva, tomando como motivação a falta de clareza a respeito do serviço de reserva hoje no Brasil, o objetivo deste trabalho consiste em estudar como o serviço ancilar de controle de frequência e a disponibilização de reserva de potência operativa foram realizados no Brasil nos últimos anos, tanto do ponto de vista operacional, como também sob a ótica regulatória. Busca-se realizar uma análise de quais são os efeitos da atual representação desse serviço no modelo de despacho do setor elétrico brasileiro.

Para isso, o capítulo 2 apresenta conceitos e definições a respeito do mercado e do provimento do serviço ancilar de reserva. Além disso, é apresentado um panorama de como o mercado de reserva funciona em diversos países do mundo e como eles se diferem entre si. Em especial, é trazido como exemplo o funcionamento do mercado de eletricidade alemão e como a reserva é contratada e utilizada.

No capítulo 3, são apresentadas duas formas clássicas de se determinar quais usinas de um parque gerador devem prestar o serviço ancilar de reserva de potência operativa, bem como são abordados os algoritmos utilizados para otimizar os recursos de um sistema. No que tange os algoritmos, são apresentados exemplos de como mercados maduros utilizam-nos. Ainda, são trazidas simulações de pequenos sistemas de potência para iniciar o estudo prático acerca da alocação ótima de recursos como reserva.

Em seguida, o capítulo 4 demonstra a definição do marco legal dos serviços ancilares no Brasil, com foco no serviço de reserva de potência operativa. É apresentado um histórico da preservação de reserva de potência no mercado brasileiro até chegar ao DESSEM, modelo de despacho hidrotérmico utilizado atualmente. Além disso, explica-se como é o funcionamento desse modelo e quais são suas características e possíveis consequências.

No capítulo 5, são apresentados os resultados de simulações que foram realizadas com o modelo DESSEM com o intuito de verificar na prática a preservação da reserva no Brasil, como também com o intuito de ratificar os efeitos da atual representação da reserva no modelo e os impactos operacionais e financeiros nos agentes do mercado. Os resultados obtidos das simulações indicam que são muitos os efeitos negativos aos agentes, em especial às usinas prestadoras do serviço e aos integrantes do Mecanismo de Realocação de Energia.

Por fim, no capítulo 6, são retomadas as principais ideias abordadas ao longo do trabalho e são consolidadas as impressões e conclusões tomadas ao longo da sua elaboração.

2 MERCADOS DE RESERVA DE POTÊNCIA OPERATIVA

Uma das principais características dos sistemas elétricos de potência é a necessidade de se manter um constante equilíbrio entre a carga e a geração de energia. A energia elétrica deve ser consumida no mesmo instante em que é produzida, isto é, a potência ativa consumida e a produzida devem estar em constante balanço [1] para o funcionamento confiável de um sistema elétrico.

Enquanto a geração e o consumo de energia em um sistema forem iguais, a frequência do sistema se mantém constante em seu valor nominal. Por exemplo, caso a carga do sistema aumente e a potência gerada não cresça proporcionalmente, o valor de potência necessário para alimentar o acréscimo da carga será obtido da energia cinética armazenada no movimento das unidades dos geradores, as quais, por conseguinte, sofrerão redução de velocidade, implicando no decréscimo da frequência do sistema.

Não obstante, o equilíbrio entre carga e geração em um sistema é regularmente perturbado, seja por variações na carga, seja por pequenas oscilações na saída de geradores, seja ainda por ocasionais quedas de unidades geradoras ou linhas de transmissão [2]. Na ocorrência de eventos como esses, sucede-se uma variação na frequência do sistema, que, dependendo da magnitude, pode ocasionar colapso do sistema. Para garantir uma operação segura, é necessária a adoção de mecanismos para controlar a frequência e mantê-la constante. Para tanto, é fundamental que geradores estejam aptos a atuarem rapidamente na compensação da potência ativa do sistema.

Na literatura há um consenso de que um dos serviços ancilares que deve ser observado em qualquer sistema de potência é o serviço ancilar de controle de frequência. Para tanto, é necessário alocar a reserva de potência operativa adequada para a prestação desse serviço. Nas seções e capítulos a seguir, serão explorados o conceito do serviço de reserva e seus respectivos mercados no Brasil e no mundo.

2.1 CONCEITOS

Na operação de sistemas elétricos de potência, tipicamente é realizada uma previsão de qual é a carga esperada no curto prazo – por exemplo, na semana seguinte ou no dia seguinte – e, assim, uma geração suficiente deve ser programada para atendê-la [3]. Nessa programação, faz-se necessário prever a disponibilidade de uma reserva de potência ativa sincronizada ao sistema que possa prestar o serviço ancilar de reserva.

Nesse sentido, a reserva consiste em recurso de geração que não é utilizado no atendimento a carga ordinariamente, mas que deve ficar prontamente disponível no caso de uma necessidade [4]. Em outras palavras, a reserva é uma capacidade de geração que está à disposição do Operador do

Sistema (OS) para que este utilize-a no ajuste carga-geração e no controle de frequência.

Conceitualmente, não há restrição tecnológica de quais usinas podem prestar o serviço. Qualquer agente capaz de atender às exigências do serviço de reserva de seu respectivo mercado poderia ser habilitado a prestá-lo, preservando a ideia de neutralidade tecnológica [5]. No Brasil, porém, este é um serviço prestado apenas por usinas hidrelétricas; na Europa, por outro lado, usinas termoelétricas compõe a maioria da reserva operativa, uma vez que são despacháveis. No futuro, espera-se que agentes de armazenamento de energia, como usinas reversíveis ou tecnologias de hidrogênio, também prestem o serviço de reserva. Embora não haja restrição tecnológica, cada mercado define quais são as usinas ou os agentes aptos a prestarem o serviço.

Em cada mercado de eletricidade, os produtos do serviço ancilar de reserva são diversos e são classificados de formas distintas. Entretanto, de forma geral, a reserva de potência operativa utilizada para o controle de frequência é classificada em três tipos: primária, secundária e terciária, como detalhado a seguir.

Primeiramente, a reserva para regulação primária permite a compensação de pequenas variações do equilíbrio carga-geração em tempo real [6]. Cada unidade geradora, por meio de seu regulador de velocidade, reage de maneira natural às oscilações de frequência típicas em razão do desequilíbrio entre a carga e a geração, elevando ou reduzindo a produção de energia a fim de manter a frequência em seu valor nominal [7].

A reserva para regulação secundária, por sua vez, atua complementando a regulação primária, por meio de unidades geradoras participantes do Controle Automático de Geração (CAG). As unidades geradoras participantes do CAG fazem parte de um sistema centralizado que responde automaticamente [8] a variações tanto suaves da carga, como também a variações abruptas e imprevisíveis. Usualmente, a regulação primária e a secundária são realizadas por meio do recurso de reserva girante presente no sistema, ou seja, geradores que estão operando – logo, girando – e têm disponibilidade de aumentar ou reduzir sua potência com maior celeridade [9].

Por fim, em adição à regulação primária e secundária, cujo recurso é tipicamente a reserva girante, tem-se a reserva para regulação terciária. A reserva para regulação terciária, ou reserva suplementar, é composta por unidades geradoras que estão de prontidão para dar partida e entrar rapidamente em serviço em caso de necessidade. Mas, por muitas vezes estarem desligadas, as usinas da reserva terciária têm um tempo de resposta mais longo. Assim, a reserva terciária é tipicamente utilizada para restituir as reservas da regulação primária e secundária de frequência [1]; nem todos os mercados de eletricidade, todavia, possuem este produto.

Nesse sentido, nota-se que é de extrema importância avaliar quais são os requisitos de reserva no sistema e quais são os recursos disponíveis para a prestação do serviço. Por exemplo, um sistema que possui grande presença de usinas eólicas e fotovoltaicas em sua matriz, que agregam maior incerteza à operação, normalmente possuem um maior requisito de reserva. Por outro lado, um sistema cujo recurso para o provimento do serviço de reserva é escasso deve garantir que o uso e a alocação desse recurso sejam otimizados.

A classificação de reserva apresentada anteriormente é bastante genérica e, na prática, deve ser adaptada ou melhorada em função da realidade e da necessidade de cada sistema/mercado existente. Nessa perspectiva, a seguir, serão apresentados alguns exemplos de configuração e operação de mercados de reserva existentes no mundo e como eles lidam com suas respectivas particularidades.

2.2 MUNDO

Existem inúmeros distintos mercados de eletricidade. Embora todos eles tenham o objetivo final de garantir o fornecimento de energia com qualidade e segurança, eles divergem no modo de alcançar esse objetivo. São diferentes arquiteturas de mercado, com princípios regulatórios distintos, impactando a dinâmica dos serviços, inclusive o serviço ancilar de reserva.

A reserva de potência operativa é classificada de diversas formas no mundo, a depender tanto das características e necessidades de cada sistema, quanto dos critérios de confiabilidade e de segurança adotados por cada um [6]. Além das diferenças técnicas e regulatórias existentes, há vários mecanismos para aquisição e valorização da reserva, os quais se diferenciam, por exemplo, em função do grau de concorrência [1] entre os agentes do mercado.

A fim de exemplificar a dimensão das diferenças existentes entre os mercados, observa-se a figura 2.1, cujo conteúdo foi adaptado de um artigo [1], que indica a maneira como os mercados PJM (Estados Unidos), CAL (Califórnia), DE (Alemanha), FR (França), ES (Espanha), NL (Holanda), BE (Bélgica), GB (Grã Bretanha), SE (Suécia), AU (Austrália), NZ (Nova Zelândia) nomeavam e classificavam suas reservas no ano de 2007.

A fim de exemplificar os desenhos de mercado de eletricidade e como o serviço ancilar de reserva é utilizado, a seguir serão apresentados detalhes do mercado de eletricidade alemão.

2.3 MERCADO DE ELETRICIDADE ALEMÃO

O mercado de eletricidade da Alemanha passou por diversas reestruturações nas últimas décadas, em virtude de novo posicionamento político em um contexto de proteção climática. Passou-se a dar um grande foco à contratação de fontes renováveis de energia (FRE) e, devido a isso, os alemães tiveram de investir na consolidação de um sistema elétrico bastante flexível, tanto do ponto de vista de parque de geração, como também do ponto de vista regulatório.

Na perspectiva regulatória, foram instituídas duas etapas de negociação para os agentes, o mercado *day – ahead* e o mercado *intraday*, a fim de se ter um sistema operando com maior assertividade no quesito balanceamento de carga-geração. Em relação ao controle de frequência, tem-se um mercado de reserva bastante maduro e com muita liquidez para lidar com eventos inesperados ou erros de previsão de carga ou geração, tendo à disposição reservas primária, secundária

	Primary frequency control reserves	Secondary frequency control reserves	Tertiary frequency control reserves				
PJM	Frequency response	Operating reserve				Reserve beyond 30 min	
		Regulation	Primary reserve		Secondary reserve		
			Spinning reserve	Quick start reserve			
CAL	(no name)	Operating reserve				Replacement reserve and supplemental energy	
		Regulating reserve	Contingency reserve				
		Spinning reserve		Non-spinning reserve			
DE	Primärregelreserve	Sekundärregelreserve	Minutenreserve		Stundenreserve und Notreserve		
FR	Réserve primaire	Réserve secondaire	Réserve tertiaire				
			Réserve tertiaire rapide 15 minutes			Réserve tertiaire complémentaire 30 minutes	Réserve à échéance ou différée
ES	Reserva primaria	Reserva secundaria	Reserva terciaria				
NL	Primaire reserve	Secundaire reserve	Tertiaire reserve				
BE	Réserve de puissance pour réglage primaire	Réserve de puissance pour réglage secondaire	Réserve de puissance pour réglage tertiaire				
GB	Operating reserve		Operating reserve		Contingency reserve		
	Response		Regulating reserve	Standing reserve	Fast start	Warming and hot standby	
	Primary	Secondary					
	High Frequency						
SE	Frekvensstyrd Normaldriftsreserv and Störningsreserv	(does not exist)	Seven different types of reserves				
AU	Contingency services		Regulating services and network loading control	Short-term capacity reserve			
	Fast	Slow	Delayed				
NZ	Instantaneous Reserves		Frequency regulating reserve	(no name)			
	Fast	Sustained					
	Over frequency						

Figura 2.1: Representação do uso das reservas no mercado alemão

e terciária.

No mercado de energia, geradores e consumidores realizam contratos bilaterais e informam suas negociações ao Operador do Sistema de Transmissão (OST), que é o principal responsável pelo equilíbrio da carga e da geração. Ao se aproximar do dia da operação, em um primeiro momento, é feita uma previsão da geração das FRE e das demais fontes não despacháveis. Complementarmente, a energia necessária remanescente deve ser fornecida por fontes de energia despacháveis, sendo negociada e programada no mercado *day – ahead*. À medida que o horizonte de previsão reduz, obtêm-se previsões mais precisas e atualizadas, que são utilizadas para um ajuste fino do equilíbrio no mercado *intraday*. Devido à elevada automatização existente do sistema alemão, alterações na operação são feitas até mesmo alguns minutos antes do despacho [10].

Contudo, mesmo utilizando excelentes previsões, há imprevistos e desequilíbrios e, para resolvê-los, o OST faz o uso da reserva. Há três tipos diferentes de reservas utilizadas na Alemanha, cujas suas principais diferenças residem no tempo de ativação das unidades. Ainda, o mercado de reserva tem duas componentes de remuneração, um preço de capacidade e um preço de energia. O preço da capacidade é pago pela disponibilidade do recurso de geração, enquanto o preço da energia é pago quando a reserva é acionada e a energia é de fato fornecida [10].

A figura 2.2 mostra como são utilizadas as reservas em caso de falha de uma usina. A linha vermelha mostra o desvio de frequência ao longo do tempo, que é estabilizada pela ativação de uma reserva de controle primário – o tipo de reserva mais rápido. Pouco tempo depois, uma reserva de controle secundário é acionada, o que traz a frequência de volta ao normal. Uma reserva de controle terciário é então ativada para liberar parte da reserva e se preparar para um

possível próximo evento. A reserva terciária é a mais lenta dos três tipos e é ativada manualmente pela equipe da sala de controle de operação [10].

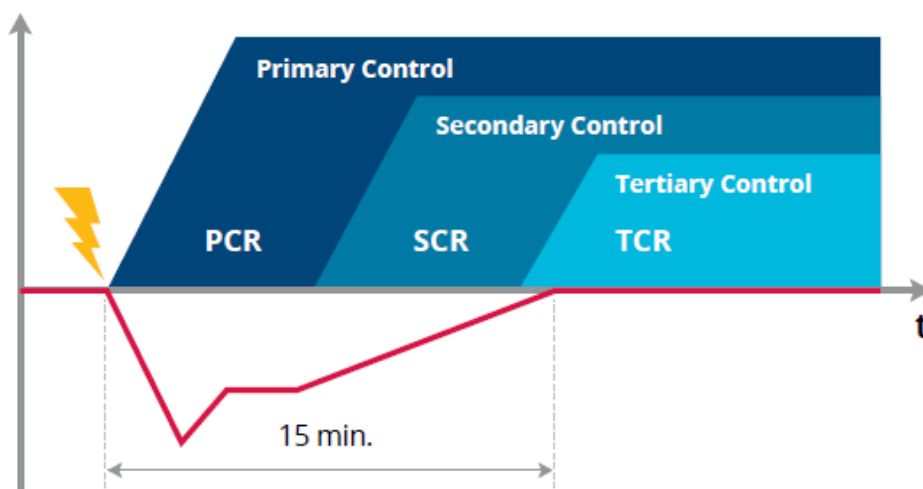


Figura 2.2: Representação do uso das reservas no mercado alemão

No mercado de reserva, por sua vez, o serviço é contratado diretamente pelo OST, por meio de um sistema de leilão. Primeiramente, os potenciais prestadores do serviço são pré-qualificados no OST e devem demonstrar que atendem os requisitos técnicos para prover reserva. Uma vez considerados aptos, podem participar dos leilões [10]. Nota-se, assim, concorrência e competição entre os agentes para prestarem o serviço.

Conforme citado anteriormente, no mercado de reserva, há a componente de remuneração de capacidade e a de energia, isto é, a componente que paga pela disponibilidade e a que paga de fato pela prestação do serviço de controle de frequência, respectivamente. A reserva para controle primário possui somente a componente de capacidade. Já as reservas secundária e terciária devem participar do leilão ofertando um preço para a capacidade (\$/MW) e outro preço para a energia (\$/MWh) [10]. Assim, estabelece-se um mercado com qualidade na técnica e nos mecanismos de competição, garantindo um bom serviço pelo menor custo.

3 REPRESENTAÇÃO DA RESERVA EM MODELOS

Considerando os aspectos conceituais a respeito do controle de frequência e da disponibilização de reserva previamente abordados, este capítulo tratará sobre como a alocação da reserva é considerada/negociada nos distintos mercados de eletricidade existentes.

Determinar o preço e os agentes que de fato prestarão o serviço de reserva é um grande desafio para qualquer Operador do Sistema (OS), pois o provimento do serviço ancilar de reserva não pode ser dissociado do fornecimento de energia [2], visto que ambos fornecem potência ativa ao sistema. Na grande maioria dos mercados, os agentes que geram energia para atendimento à carga são os mesmos agentes que prestam o serviço de reserva.

Embora existam diferentes tipos de desenho de mercado, em todos eles o recurso é limitado e, portanto, busca-se alocá-lo de maneira ótima, atendendo aos critérios de segurança do suprimento, restrições na transmissão, demanda, etc. Assim, uma vez que o OS sabe quais os requisitos e os recursos disponíveis tanto para fornecimento de energia quanto para prestação de serviço de reserva, é de responsabilidade dele otimizar o uso desses recursos [11], com o objetivo de minimizar o custo da operação.

Tipicamente, define-se duas formas de alocar os recursos em questão para atender aos mercados de energia e de reserva: sequencial; e co-otimizado. No esquema sequencial, o OS resolve o mercado de reserva primeiramente e o mercado de energia é resolvido posteriormente, de maneira independente e sequencial. Dessa forma, normalmente um recurso que não pôde ser alocado em um mercado fica sobressalente e pode ser utilizado no mercado que for resolvido em seguida. Na figura 3.1, é ilustrado o exemplo de esquema sequencial descrito por Kirschen [2].

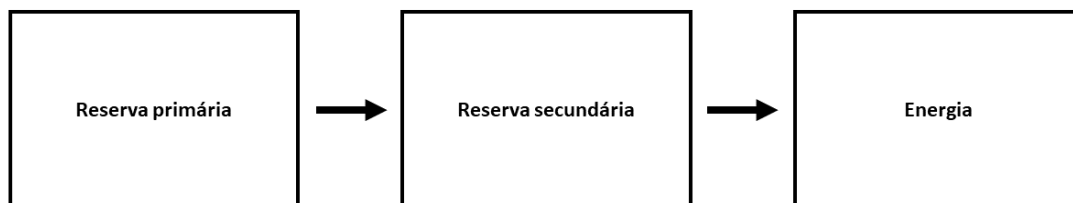


Figura 3.1: Mercado em esquema sequencial

De acordo com alguns autores, análises teóricas e experiências práticas demonstraram que o esquema sequencial possui alguns problemas em sua forma [12], podendo resultar em inversão de preços no mercado [13] [14]. O fenômeno da inversão de preço é identificado quando o preço de um serviço de reserva de “menor qualidade”, isto é, de resposta lenta, é superior ao preço de um serviço de reserva de maior qualidade ou de maior rapidez de resposta. Esse fenômeno é negativo para o mercado, tendo em vista que ele pode criar incentivos perversos para os agentes [14].

Neste capítulo, contudo, será apresentado com maior detalhamento o esquema co-otimizado. No esquema co-otimizado, tanto a questão da reserva como a da energia são resolvidas simultaneamente [15]. Entretanto, antes de aprofundar nos detalhes do esquema co-otimizado, vale explorar o conceito de *unit commitment*.

3.1 UNIT COMMITMENT

O *unit commitment* (UC) consiste em um problema de otimização cujo objetivo é alocar, da maneira mais econômica, um número suficiente de unidades geradoras de modo a satisfazer as variações periódicas do requisito de carga do sistema, atendendo a diferentes restrições do sistema [16]. Percebe-se, por meio dessa definição, que o problema de UC possui uma dimensão logística, mas possui também uma dimensão econômica.

Isso significa que não basta encontrar uma solução que somente atenda às exigências da carga e contorne as restrições, assim como também não é o suficiente encontrar o despacho de menor custo possível. É preciso levar em consideração o aspecto logístico e o econômico durante todo o período de operação em estudo, a fim de encontrar o ponto ótimo: o melhor despacho com o menor custo.

Os problemas de *unit commitment* são solucionados por meio de algoritmos e, normalmente, são avaliados considerando unidades de geração térmica [17]. Isso se deve ao fato de usinas termelétricas possuírem diversos custos e restrições atrelados à sua operação, como o custo do combustível, o custo de partida fria/quente, o custo incremental de calor, etc. Em uma unidade térmica, por exemplo, uma certa quantidade de energia deve ser despendida simplesmente para levá-la à condição de operação desejada, processo esse que demanda um certo tempo – minutos, horas ou mesmo dias. Ainda, muitas usinas térmicas, uma vez desligadas, possuem a restrição de permanecerem fora de operação por um período de tempo; da mesma maneira, uma vez ligadas, possuem um tempo mínimo de operação obrigatória [18]. Assim, ao executar o algoritmo de otimização, o *unit commitment* considera a operação do sistema em estudo como um todo, de modo especial, considerando as restrições descritas e outras também existentes.

Tomando como base essa definição, é evidente que o processo de alocação ótima de usinas para atender mercados de energia e de reserva pode ser colocado em prática por meio de um algoritmo de *unit commitment*. Independentemente de a forma de alocação ser sequencial ou co-otimizada, emprega-se algoritmos de UC.

Uma das vantagens do *unit commitment* é a possibilidade de realizar a otimização conjunta de requisitos de carga e reserva de potência operativa, modelo denominado de co-otimização. Como será apresentado a seguir, a co-otimização é uma outra forma – mais sofisticada – de alocar unidades geradoras em um sistema elétrico de potência.

3.2 CO-OTIMIZAÇÃO

A co-otimização consiste em otimizar, de modo conjunto, os recursos de energia e de reserva em um sistema elétrico. Em outras palavras, um processo de co-otimização tem como objetivo encontrar a forma ótima de alocar os recursos de um sistema elétrico a fim de atender aos requisitos de energia e de reserva simultaneamente. Tipicamente, a co-otimização é realizada por meio de um algoritmo de *unit commitment*.

No processo de co-otimização, podem ser considerados diversos fatores para otimizar a alocação das usinas. A participação de um agente no mercado de energia e/ou no de reserva é definida com base tanto em fatores econômicos quanto operacionais. Assim, ao final do processo de co-otimização, são definidos dois preços de equilíbrio [19]. O primeiro é o custo marginal de energia, referente ao mercado de energia, que consiste no custo por unidade de energia produzida para atender a um acréscimo de carga no sistema. O segundo, por sua vez, é o custo marginal de reserva, referente ao mercado de serviço ancilar de reserva, que indica o custo da unidade de reserva a ser acionada.

Há um grande consenso de que co-otimizar o provimento de energia e reserva traz benefícios ao sistema. Um dos principais benefícios seria a minimização do custo geral de se garantir energia e reserva, conforme será exemplificado abaixo.

A eficiência de operação de um gerador que atua como reserva girante – e operam a “meia carga” – é menor do que a de um gerador que opera em carga nominal. Assim, é intuitivo pensar que a prestação do serviço ancilar de reserva tenha remuneração superior àquela negociada nos mercados de energia, uma vez que os geradores operam com eficiência reduzida. Na ausência de co-otimização, a dinâmica de atender a esses dois requisitos pode, dependendo do arranjo de mercado, elevar artificialmente o custo marginal da energia elétrica, encarecendo o sistema como um todo.

Nas unidades geradoras aptas a realizarem controle de frequência, o potencial de prover reserva e energia coexiste, o que caracteriza uma elevada interação entre esses dois mercados. Como esclarece Manso [11], um aumento no fornecimento de energia diminui a capacidade de reserva, da mesma forma que o aumento da capacidade de reserva diminui o fornecimento de energia. Dessa maneira, a alocação ótima desses recursos deve considerar seus custos simultaneamente.

Pode-se elencar alguns exemplos de sistemas elétricos que adotam o esquema de co-otimização de energia e de reserva. Na Austrália, o operador do sistema elétrico, denominado *Australian Energy Market Operator* (AEMO), possui um algoritmo de despacho para o sistema que, de forma inerente, realiza a co-otimização da energia elétrica e da reserva no contexto do serviço ancilar de controle de frequência. Além disso, é interessante observar que, no mercado australiano, assim como em diversos outros, a reserva é subdividida em diferentes produtos.

O AEMO estabelece oito diferentes produtos a serem adquiridos no âmbito do serviço ancilar de controle de frequência: *regulation raise*, *regulation lower*, *fast raise* (6 second raise), *fast lower* (6 second lower), *slow raise* (60 second raise), *slow lower* (60 second lower),

delayed raise (5 minute raise) e *delayed lower (5 minute lower)* [20]. Tais produtos de reserva do mercado australiano diferem entre si no tempo de resposta, como pode ser intuído pelas nomenclaturas. Na tabela 3.1 são mostrados os preços instantâneos para cada um desses produtos, bem como para energia, no dia 3 de junho de 2020 nas cinco regiões do mercado australiano.

Tabela 3.1: Preços e produtos do mercado de eletricidade australiano em 03/06/2020 às 11:55

Preço	Queensland	New South Wales	South Australia	Victoria	Tasmania
Energia	-\$1,29	\$34,98	\$35,89	\$35,63	\$32,92
Raise Reg	\$9,99	\$9,99	\$9,99	\$9,99	\$10,00
Lower Reg	\$7,72	\$7,72	\$7,72	\$7,72	\$7,72
Raise 6 sec	\$1,00	\$1,00	\$1,00	\$1,00	\$46,62
Raise 60 sec	\$1,10	\$1,10	\$1,10	\$1,10	\$1,73
Raise 5 min	\$0,89	\$0,89	\$0,89	\$0,89	\$0,90
Lower 6 sec	\$18,83	\$0,05	\$0,05	\$0,05	\$0,05
Lower 60 sec	\$16,98	\$0,94	\$0,94	\$0,94	\$0,94
Lower 5 min	\$1,79	\$1,79	\$1,79	\$1,79	\$1,79

Outro exemplo pode ser visto nos Estados Unidos da América (EUA), em que o operador PJM, responsável por coordenar o mercado de treze estados e do Distrito de Columbia, realiza co-otimização. De acordo com documentos da PJM [21], é por meio da co-otimização entre os produtos energia, reserva síncrona e reserva não-síncrona que se atinge a melhor qualidade para a operação. Ademais, a co-otimização desses três produtos auxilia a PJM a calcular o custo de oportunidade de cada agente participante do mercado.

Ainda nos EUA, outro exemplo é o mercado de eletricidade do estado de Nova Iorque, onde a operação é realizada pelo *The New York Independent System Operator (NYISO)*. Particularmente, a separação entre produto e serviço fica evidente em todas as etapas do mercado, sendo ambos negociados em ambiente competitivo, por meio de oferta de preços e quantidades dos agentes (*loose pool*). O NYISO roda um *unit commitment* que agrega as ofertas dos agentes tanto para energia quanto para serviços ancilares, otimizando simultaneamente o uso desses recursos.

Na área de operação do NYISO, o mercado voltado aos serviços ancilares oferece quatro diferentes produtos: reserva girante, reserva não girante, reserva operativa e regulação de capacidade. Na figura 3.2 são mostrados os preços no mercado *day – ahead* para o dia 20 de setembro de 2018 [22].

A estrutura de mercado adotada pelo NYISO é um exemplo positivo dos benefícios da separação clara entre os mercados de energia e reserva, pois traz transparência ao consumidor do real custo do atendimento a carga, bem como a valoração da segurança que está sendo empregada. Além disso, essa arquitetura permite que os agentes participem tanto do mercado energia quanto do mercado de reserva, incentivando a participação de diversos agentes na prestação do serviço ancilar.

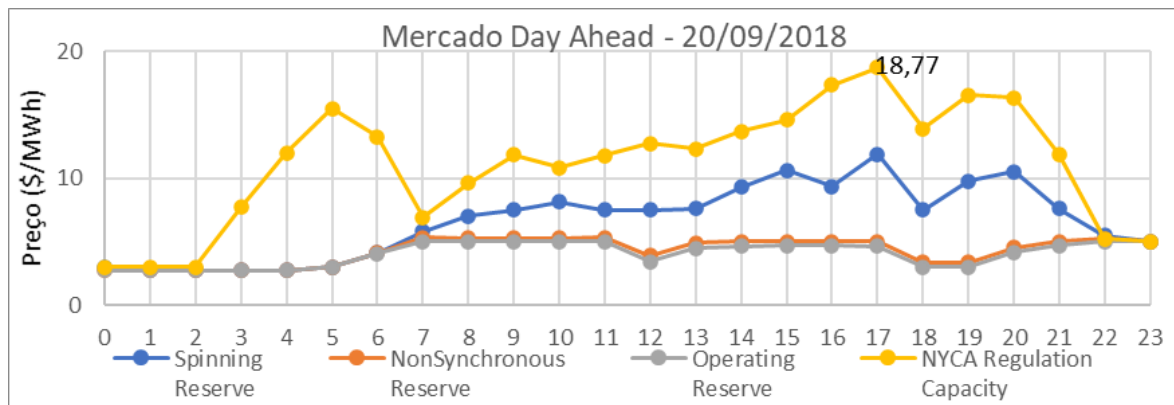


Figura 3.2: Preços no mercado *day – ahead* de reserva no NYISO

Como pôde ser visto, o emprego da co-otimização é bastante comum em mercados mais maduros e com maior grau de competição, ratificando a sofisticação desse esquema de alocação. Na seção a seguir, serão analisadas, por meio de simulações, as consequências práticas de se adotar o esquema co-otimizado para alocar unidades no provimento de energia e reserva.

3.3 ESTUDO DE SISTEMAS-TESTE

Tomando como base os conceitos de serviço ancilar de reserva e tomando como motivação o *unit commitment* para resolver o problema de alocação de unidades geradoras, nesta seção serão estudados os casos de dois sistemas-teste. Esses sistemas são caracterizados por possuírem somente unidades geradoras térmicas, o que torna possível e propícia a utilização de algoritmo UC.

O estudo tem como objetivo comparar dois métodos distintos de alocação de unidades geradoras para geração de energia e provimento de reserva. O primeiro método consiste em aplicar a co-otimização de unidades termelétricas para elaborar a programação da operação dos sistemas em estudo, assim como ocorre nos mercados australiano e nova-iorquino tomados como exemplo nas seções anteriores. Assim, nesse método o UC realizará uma alocação otimizada de usinas para fornecer tanto energia quanto reserva.

O segundo método, por sua vez, consistirá em escolher manualmente quais geradores irão prover reserva ao sistema, de tal forma que não haja otimização na alocação do recurso de reserva. Assim, o UC realizará a programação da operação com alocação arbitrária da reserva e com otimização somente dos recursos para atendimento da carga. Essa estratégia se assemelha à modelagem utilizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), operador do sistema elétrico brasileiro, para representar a reserva no seu modelo de despacho.

Cada um dos dois métodos será aplicado aos dois sistemas testes, totalizando quatro grupos de simulações, conforme ilustra a figura 3.3. Ao final das simulações de ambos os sistemas-teste, espera-se ser possível constatar que, para um sistema elétrico de potência, a co-otimização

é melhor, do ponto de vista econômico, do que a alocação arbitrária no que tange o provimento de energia e reserva.

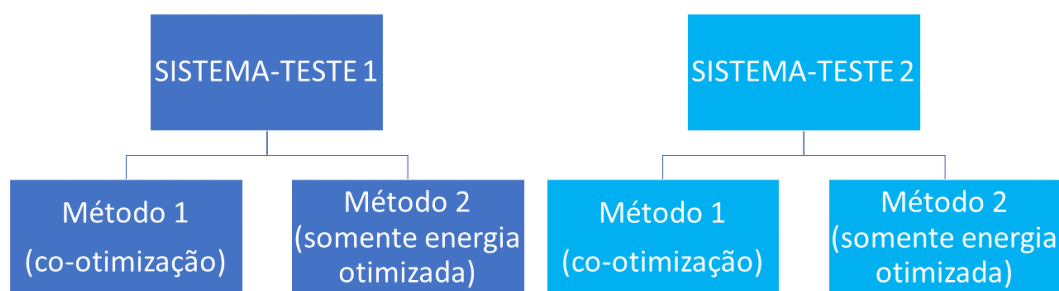


Figura 3.3: Resumo de simulações realizadas

O estudo de ambos os sistemas-teste foi realizado por meio de uma série de simulações computacionais, as quais foram feitas por meio de um código em linguagem MATLAB, desenvolvido por Vladimir Stanojevic em 2011 [23]. Esse código visa resolver o problema de alocação ótima de unidades (*unit commitment*) por meio do método de programação dinâmica. O código MATLAB recebe como entrada um conjunto de dados composto por três tipos: dados de usinas; dados da demanda; e *flags*. Esses serão explicados a seguir.

O conjunto de dados denominado “dados de usinas” diz respeito às informações e especificações de operação de cada uma das usinas termelétricas disponíveis para operar em cada um dos dois sistemas simulados. Alguns dados considerados, por exemplo, são potência máxima (P_{max}), potência mínima (P_{min}), custo sem carga, custo de partida fria, custo do combustível, tempo de rampa, entre outros.

Já os “dados da demanda” dizem respeito à curva de carga dos sistemas, explicitando como ela varia ao longo do dia com granularidade horária, com valores em MW. Assim, tem-se o valor de demanda dos sistemas para cada hora do dia. Além disso, tem-se o valor da reserva de potência necessária para cada instante da operação, na mesma granularidade das informações da curva de carga.

Por fim, o conjunto de dados das “*flags*” – que exercem a função de marcadores nas simulações – diz respeito aos parâmetros que irão configurar cada simulação, isto é, que definirão as configurações gerais do UC que será rodado. Para este trabalho, a principal *flag* a ser considerada é a *flag* de reserva, denominada R_FLAG , que pode assumir o valor de 1 ou de 0. Quando $R_FLAG = 1$, o próprio código MATLAB é responsável por alocar, dentre as usinas disponíveis, o valor da reserva estabelecida na seção de dados da demanda, caracterizando a co-otimização. Quando $R_FLAG = 0$, o código MATLAB desconsidera por completo qualquer informação sobre a reserva para realizar o *unit commitment*, isto é, o código realizará somente a alocação de recurso para atendimento à carga.

Conforme mencionado, para o intuito deste trabalho, o principal foco das simulações será o

de contrapor economicamente dois cenários ($R_FLAG = 1$ vs. $R_FLAG = 0$). O primeiro cenário seria tal que a *flag* $R_FLAG = 1$ e, portanto, representaria um contexto em que o próprio modelo de otimização realiza a alocação tanto da energia quanto da reserva. Já no segundo cenário, tem-se que $R_FLAG = 0$ e que o próprio autor deste trabalho irá alocar a reserva manualmente; assim, representa-se o caso em que o próprio operador do sistema decidiria a respeito da alocação da reserva, enquanto a energia é otimizada.

Além dos parâmetros de entrada supracitados, deve-se considerar também os dados de saída do código MATLAB. Pra fins de análise, um dos principais dados de saída que deve ser observado nas simulações a seguir é o F-COST, a função custo total de operação. Essa função retorna o custo total da operação do sistema elétrico em estudo, de acordo com a programação da operação resultante do *unit commitment* rodado. O valor de F-COST é medido neste trabalho, de forma representativa e simbólica em unidades monetárias (\$).

Apesar de o dado do F-COST ser de extrema relevância para este estudo, a principal informação fornecida pelo código MATLAB ao final da simulação é a programação da operação do sistema elétrico simulado. Como resultado do *unit commitment*, o usuário do código tem acesso à informação de qual usina foi ligada ou desligada a cada hora da operação e, ainda, ao custo de cada hora da operação. Como será visto a seguir, essas informações são valiosas para se fazer uma análise completa.

3.3.1 Sistema-teste 1: quatro unidades geradoras

Com o intuito de simular o sistema-teste 1, que possui quatro unidades geradoras, utilizou-se o conjunto de dados retirado da terceira edição do livro “*Power Generation, Operation and Control*” [17], cujos dados nominais de potência das unidades geradoras estão representados na tabela 3.2. Cada uma das unidades geradoras termelétricas é representada pela sigla UG. Na figura 3.4, encontra-se representado o diagrama unifilar simplificado correspondente ao sistema elétrico do sistema-teste 1.

Tabela 3.2: Dados das usinas do sistema-teste 1

	UG1	UG2	UG3	UG4
P_{max} (MW)	80	250	300	60
P_{min} (MW)	0	60	75	0

Já o conjunto de dados de entrada da demanda é composto por dois vetores de oito entradas, isto é, apresenta a demanda de potência para oito horas de um dia e estabelece a reserva para essas oito horas, sendo esta equivalente a 10% da demanda instantânea, representados na tabela 3.3. Uma vez que a maior demanda instantânea no intervalo de tempo simulado é de 600 MW, a maior reserva é de 60 MW.

A primeira simulação realizada foi com a *flag* $R_FLAG = 1$ e foi denominada simulação de referência, uma vez que esta é a simulação que aplica a co-otimização. Nesta simulação, foram utilizados os valores nominais de P_{max} e P_{min} – os mesmos da tabela 3.2 –, bem como

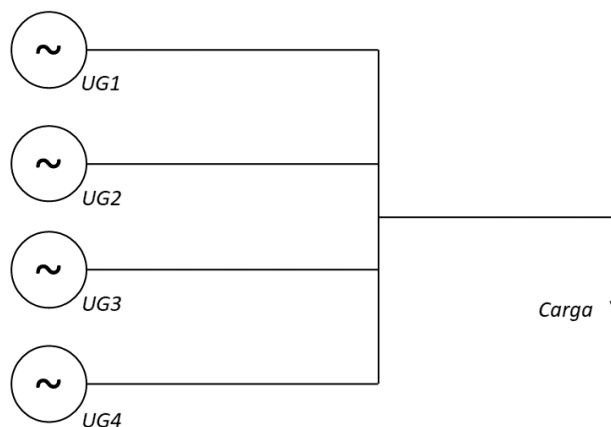


Figura 3.4: Diagrama unifilar simplificado do sistema-teste 1

Tabela 3.3: Dados da demanda do sistema-teste 1

	Hora 1	Hora 2	Hora 3	Hora 4	Hora 5	Hora 6	Hora 7	Hora 8
Demanda (MW)	450	530	600	540	400	280	290	500
Reserva (MW)	45	53	60	54	40	28	29	50

os dados de demanda e reserva da tabela 3.3. Ao final da simulação de referência, a função custo total (F-COST) de operação obtida como resultado foi de R\$75.166,00. Outro resultado relevante obtido nesta simulação foi a alocação horária das usinas. Essa informação, que indica a programação da operação, está contida na tabela 3.4. O "1" indica que a usina estava acionada, enquanto o "0" indica que a usina estava desligada. Nessa tabela, o parâmetro "N° OFF" representa a quantidade de vezes em que a respectiva unidade geradora esteve desligada durante todo o período de operação. Logo, quanto menor o valor de "N° OFF", maior é o tempo em que a usina permaneceu ligada.

Tabela 3.4: Programação da operação da simulação de referência do sistema-teste 1

Hora	UG1	UG2	UG3	UG4	Custo horário
0	0	1	1	0	\$ 0,00
1	0	1	1	0	\$ 9.208,00
2	1	1	1	0	\$ 10.648,00
3	1	1	1	1	\$ 12.450,00
4	1	1	1	0	\$ 10.828,00
5	1	1	1	0	\$ 8.308,00
6	0	1	1	0	\$ 6.192,00
7	0	1	1	0	\$ 6.366,00
8	0	1	1	0	\$ 10.108,00
N° OFF	5	0	0	8	

Após a finalização da simulação de referência, realizou-se outras oito simulações. Estas, porém, foram programadas com a *flag* $R_FLAG = 0$ e, assim, os dados da reserva indicados na tabela 3.3 foram completamente desconsiderados pelo algoritmo. A reserva foi alocada ma-

nualmente pelo autor deste trabalho entre as quatro unidades geradoras existentes no sistema, e somente o provimento de energia foi otimizado.

O valor de reserva alocado manualmente foi equivalente a 60 MW, sendo esse o requisito máximo de reserva para a operação. O que variou entre cada uma dessas oito simulações foi a forma que o requisito de reserva foi alocado entre as unidades geradoras. Assim, em cada simulação, reduziu-se aleatoriamente em 60 MW o valor de P_{max} do conjunto de usinas, a fim de reproduzir diferentes cenários de alocação de reserva.

Na tabela 3.5, consolidou-se o resultado das 9 simulações realizadas com o sistema-teste 1. Nessa tabela, as células marcadas da cor verde foram as que tiveram sua P_{max} reduzida. Nota-se que a simulação de referência é a única que não possui células verdes, uma vez que nela foram utilizados os dados nominais das unidades geradoras. Além disso, na coluna F-COST, estão marcadas da cor amarela – simulações 4 e 5 – as que apresentaram uma função custo total de operação inferior ao da simulação de referência.

Com a finalidade de compreender melhor como foi realizada cada simulação, explicar-se-á a seguir a simulação de nº 8. A priori, havia quatro usinas termelétricas disponíveis, cujos dados são os da tabela 3.2. Haja vista $R_FLAG = 0$, deve-se alocar manualmente a reserva de 60 MW dentro da capacidade de geração disponível das quatro usinas. Portanto, arbitrariamente decidiu-se alocar a reserva em UG2 e UG3, de forma que a P_{max} de UG2 foi reduzida de 250 MW para 230 MW e a P_{max} de UG3 foi reduzida de 300 MW para 260 MW, totalizando os 60 MW que deveriam ser reduzidos para assegurar um sistema com disponibilidade de reserva. Uma vez configurados esses parâmetros, o UC foi rodado e gerou como resultado o valor de F-COST de \$ 76.125,00.

Tabela 3.5: Resultado das simulações do sistema-teste 1

Nº Simulação	P_{max} UG1	P_{max} UG2	P_{max} UG3	P_{max} UG4	R_FLAG	F-COST
1 (Referência)	80	250	300	60	1	\$ 75.166,00
2	80	250	240	60	0	\$ 76.190,00
3	80	190	300	60	0	\$ 75.996,00
4	20	250	300	60	0	\$ 74.110,00
5	80	250	300	0	0	\$ 74.914,00
6	65	235	285	45	0	\$ 75.431,00
7	80	220	270	60	0	\$ 76.093,00
8	80	230	260	60	0	\$ 76.125,00
9	60	230	280	60	0	\$ 75.578,00

Conforme apresentado na tabela 3.5, das oito simulações realizadas com a *flag* $R_FLAG = 0$, somente duas apresentaram um custo de operação menor que o da simulação de referência. Essas duas simulações poderiam indicar que é mais vantajoso economicamente alocar a reserva manualmente do que por um programa de otimização. Porém, vale ressaltar que essas duas simulações (4 e 5) não são realistas e, portanto, não são confiáveis, como será explicado a seguir.

Na prática, ao escolher uma usina para compor a reserva, é importante considerar uma série

de fatores. Além de a unidade geradora ter que possuir um sistema que permita seu rápido acionamento para realizar o controle de frequência, faz-se necessário que ela seja uma unidade geradora que tipicamente componha a reserva girante do sistema. O fato de ela compor a reserva girante do sistema indica que ela está em operação e, logo, ela poderia convenientemente prestar o serviço ancilar de controle de frequência primário e/ou secundário. Por exemplo, caso uma unidade geradora componha a reserva e esteja fora de operação em um momento de queda de frequência, será bem mais difícil – ou até mesmo inviável – ligá-la e elevar sua potência de geração do que se ela já estivesse em operação.

Nesse sentido, ao analisar os dados das simulações 4 e 5 na tabela 3.5, tem-se que a reserva foi alocada de forma manual exclusivamente nas unidades geradoras UG1 e UG4, respectivamente. Ao comparar essa informação com o que a programação da tabela 3.4 apresenta, nota-se que a UG4 foi acionada somente pelo intervalo de tempo de uma hora durante a operação, e a UG1 permaneceu cerca de 50% do tempo de operação desligada. Isso significa que a UG1 e a UG4 não compõem a reserva girante do sistema e, portanto, não compõem a reserva operativa e não asseguram a prontidão da reserva. Nessa perspectiva, as simulações 4 e 5 podem ser consideradas inválidas, uma vez que suas premissas são incorretas.

Por outro lado, pode-se dizer que as simulações 2, 3, 7 e 8 são as mais confiáveis e interessantes para o estudo de alocação de reserva. Nessas quatro simulações, a reserva foi alocada nas UG2 e UG3, que compõem, sim, a reserva girante do sistema de acordo com a programação da operação do sistema ilustrada na tabela 3.4.

Nessa perspectiva, as simulações do sistema-teste 1 indicam que, no cenário em que a alocação da reserva é feita através do modelo de otimização de *unit commitment*, com co-otimização, tem-se um custo de operação do sistema inferior a qualquer outro cenário confiável simulado, em que a reserva é alocada manualmente sem otimização. Assim, além de garantir uma alocação ótima de unidades geradoras, a simulação de referência garante a operação com menor custo.

3.3.2 Sistema-teste 2: dez unidades geradoras

Após a finalização das simulações com o sistema-teste 1, deu-se início ao estudo do sistema-teste 2. O sistema-teste 2, que é composto por dez unidades geradoras termelétricas, foi retirado do artigo "*An Augmented Hopfield Neural Network for Optimal Thermal Unit Commitment*"[24]. Os dados nominais de potência das dez unidades geradoras deste sistema elétrico são representados na tabela 3.6. Na figura 3.5, encontra-se representado o diagrama unifilar simplificado correspondente ao sistema elétrico do sistema-teste 2.

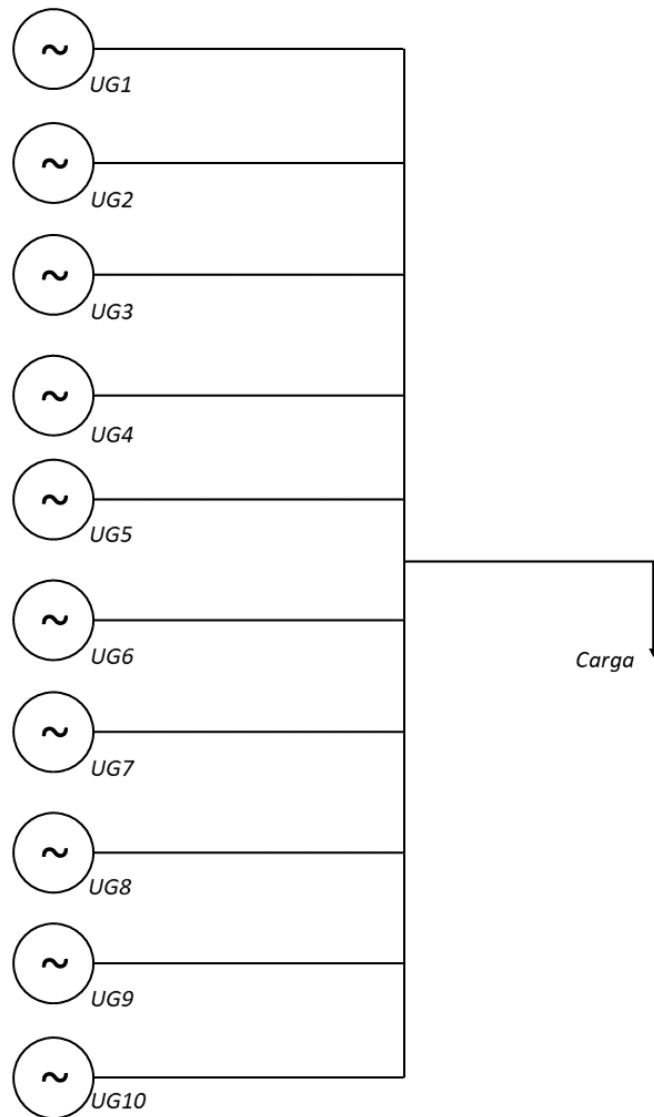


Figura 3.5: Diagrama unifilar simplificado do sistema-teste 2

Tabela 3.6: Dados das usinas do sistema-teste 2

	UG1	UG2	UG3	UG4	UG5	UG6	UG7	UG8	UG9	UG10
P_{max} (MW)	100	400	600	420	700	200	750	375	850	250
P_{min} (MW)	0	0	165	130	225	0	250	0	275	0

O conjunto de dados da demanda é composto por dois vetores de 24 entradas, isto é, apresenta a demanda de potência para 24 horas de um dia e estabelece a reserva como sendo um outro vetor de 24 entradas, indicando o valor da reserva com granularidade horária. Neste conjunto de dados, a demanda máxima é de 3400 MW e a reserva máxima é de 275 MW.

A primeira simulação realizada foi com $R_FLAG = 1$ e foi denominada simulação de referência. Nesta simulação, foram utilizados os valores nominais de P_{max} e P_{min} , os mesmos indicados na tabela 3.6. A função custo total (F-COST) de operação obtida como resultado foi de \$ 535.577,00.

Outro resultado obtido nesta simulação foi a alocação horária das usinas, representando a programação horária da operação do sistema-teste 2 na simulação de referência. Essa informação está contida na tabela 3.7.

Tabela 3.7: Programação da operação da simulação de referência do sistema-teste 2

Hora	UG1	UG2	UG3	UG4	UG5	UG6	UG7	UG8	UG9	UG10	Custo horário
0	0	1	0	0	0	1	0	1	0	1	\$ 0,00
1	0	1	0	0	0	1	0	1	0	1	\$ 9.670,00
2	0	1	0	0	0	1	0	1	0	1	\$ 9.447,00
3	0	1	0	0	0	1	0	1	0	1	\$ 8.561,00
4	0	1	0	0	0	1	0	1	0	1	\$ 8.123,00
5	0	1	0	0	0	1	0	1	0	1	\$ 9.670,00
6	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	\$ 13.434,00
7	0	1	0	1	0	1	0	1	1	1	\$ 19.218,00
8	0	1	1	1	0	1	0	1	1	1	\$ 23.419,00
9	0	1	1	1	0	1	0	1	1	1	\$ 28.386,00
10	0	1	1	1	0	1	1	1	1	1	\$ 31.530,00
11	0	1	1	1	0	1	1	1	1	1	\$ 33.220,00
12	0	1	1	1	0	1	1	1	1	1	\$ 34.242,00
13	0	1	1	1	0	1	1	1	1	1	\$ 32.966,00
14	0	1	1	1	0	1	1	1	1	1	\$ 29.706,00
15	0	1	1	1	0	1	1	1	1	1	\$ 27.260,00
16	0	1	1	1	0	1	1	1	1	1	\$ 25.820,00
17	0	1	1	1	0	1	1	1	1	1	\$ 27.502,00
18	0	1	1	1	0	1	1	1	1	1	\$ 32.206,00
19	0	1	1	1	0	1	1	1	1	1	\$ 33.220,00
20	0	1	0	1	0	1	1	1	1	1	\$ 28.762,00
21	0	1	0	1	0	1	0	1	1	1	\$ 20.652,00
22	0	1	0	0	0	1	0	1	1	0	\$ 16.107,00
23	0	1	0	0	0	1	0	1	1	0	\$ 12.379,00
24	0	1	0	0	0	1	0	0	1	0	\$ 11.001,00
Nº OFF:	25	0	13	9	25	0	14	1	7	3	

Após a simulação de referência, realizou-se outras quinze simulações. Estas, porém, foram programadas com $R_FLAG = 0$ e a reserva foi alocada manualmente de forma aleatória entre as dez usinas, com o propósito de retratar diferentes cenários de alocação de reserva.

A reserva alocada manualmente foi equivalente a 275 MW, sendo este o requisito máximo de reserva para operação do sistema-teste 2. O que variou entre cada uma dessas quinze simulações foi a proporção em que o requisito de reserva foi distribuído entre as unidades geradoras.

Igualmente como nas simulações do sistema-teste 1, nestas quinze simulações, reduziu-se o valor de P_{max} , em MW, a fim de reproduzir a alocação de reserva operativa de maneira a restringir a geração das usinas que proverão reserva. Na tabela 3.8, que representa o resultado das simulações do sistema-teste 2, as células marcadas da cor verde foram as que tiveram sua P_{max} reduzida. Isto é, as unidades geradoras marcadas da cor verde são as que foram manualmente alocadas para compor a reserva. Nota-se ainda que, na coluna de F-COST, as simulações 3, 4, 5,

8, 12 e 13 estão marcadas na cor amarelo, indicando que a função custo total de operação é menor do que na simulação 1 – a simulação de referência.

De acordo com os dados da tabela 3.8, um total de seis simulações, entre as quinze cuja *flag* de reserva assume $R_FLAG = 0$, tiveram um custo de operação inferior ao da simulação de referência. Todavia, assim como nas simulações do sistema-teste 1, é possível notar que essas seis simulações não representam o que de fato aconteceria na realidade.

Conforme a programação da tabela 3.7, somente as unidades geradoras UG2 e UG6 funcionam a todo tempo como reserva girante do sistema-teste 2, por estarem acionadas durante as 24 horas de operação. Ademais, as unidades geradoras UG8 e UG10 estão gerando energia em mais de 85% do tempo de operação em estudo.

Considerando esses dados e comparando com as informações da tabela 3.8, nota-se que, quando a reserva é alocada em alguma das quatro unidades geradoras supracitadas – UG2, UG6, UG8 e UG10 –, a função custo total de operação resulta em um valor mais elevado do que na simulação de referência. Nesse mesmo sentido, as simulações cujo F-COST está marcado de amarelo apresentam sua reserva alocada em unidades geradoras que não compõem a reserva girante do sistema e, logo, não poderiam ser utilizadas para controle secundário de frequência.

Nessa perspectiva, nas simulações do sistema-teste 2, tem-se que o cenário em que a alocação da reserva é feita através do modelo de otimização de *unit commitment* com co-otimização possui custo de operação menor do que os demais cenários, em que a reserva é alocada sem otimização. Dessa maneira, assim como nos resultados do sistema-teste 1, pode-se concluir que a simulação de referência é a de menor custo e a única que otimiza via algoritmo a alocação da reserva de potência operativa.

Ao observar os resultados obtidos nas simulações dos sistemas-teste acima descritos, fica evidente que restringir a geração de algumas usinas para prover reserva em detrimento de co-otimizar o recurso disponível resulta em elevação do custo de operação do sistema. Embora os casos estudados sejam de sistemas simplificados, eles podem ser um indicativo de que possivelmente o mesmo ocorra em sistemas reais.

Nesse sentido, após estudar a teoria da prestação do serviço de reserva em sistemas de potência e analisar simulações de casos teóricos, almeja-se explorar casos reais. Tomando os resultados supracitados como motivação, buscou-se investigar o funcionamento do serviço ancilar de reserva no Brasil. Assim, nos capítulos a seguir, serão apresentados o estudo acerca do tema, bem como os resultados de simulações realizadas com o modelo de despacho brasileiro.

Tabela 3.8: Resultado das simulações do sistema-teste 2

Nº Simulação	P_{max} UG1	P_{max} UG2	P_{max} UG3	P_{max} UG4	P_{max} UG5	P_{max} UG6	P_{max} UG7	P_{max} UG8	P_{max} UG9	P_{max} UG10	R_FLAG	F-COST
1 (Referência)	100	400	600	420	700	200	750	375	850	250	1	\$ 535.272,00
2	100	125	600	420	700	200	750	375	850	250	0	\$ 543.289,00
3	100	400	325	420	700	200	750	375	850	250	0	\$ 534.996,00
4	100	400	600	145	700	200	750	375	850	250	0	\$ 535.233,00
5	100	400	600	420	425	200	750	375	850	250	0	\$ 534.577,00
6	0	400	600	420	700	25	750	375	850	250	0	\$ 539.286,00
7	25	400	600	420	700	0	750	375	850	250	0	\$ 539.286,00
8	100	400	600	420	700	200	475	375	850	250	0	\$ 534.617,00
9	100	400	600	420	700	200	750	100	850	250	0	\$ 541.302,00
10	100	400	600	420	700	200	750	375	575	250	0	\$ 536.204,00
11	100	400	600	420	700	200	750	375	825	0	0	\$ 537.046,00
12	100	400	600	420	700	200	625	375	700	250	0	\$ 535.170,00
13	100	400	600	420	625	200	650	375	750	250	0	\$ 535.021,00
14	100	250	600	420	700	200	750	250	850	250	0	\$ 544.449,00
15	100	300	600	420	700	125	750	275	850	250	0	\$ 544.223,00
16	100	225	600	420	700	100	750	375	850	250	0	\$ 545.246,00

4 RESERVA DE POTÊNCIA OPERATIVA NO BRASIL

No setor elétrico brasileiro, a primeira menção feita à prestação de serviços ancilares foi por meio da Lei Nº 9.648, de 27 de maio de 1998 [25], no governo do então Presidente da República Fernando Henrique Cardoso. Com a lei em vigor, alguns anos depois, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou a Resolução Nº 265 de 2003 [26], que estabeleceu os procedimentos para prestação de serviços ancilares no país. Desde então, diversas outras resoluções foram publicadas no âmbito dos serviços ancilares no setor elétrico brasileiro, sendo eles hoje regidos pela Resolução Normativa (REN) Nº 697 [27] publicada pela ANEEL em 2015.

No Brasil, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é a instituição responsável por controlar, contratar e acionar os serviços ancilares. A depender do serviço ancilar a ser prestado, firma-se um contrato, o Contrato de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA). O CPSA é um contrato celebrado entre o ONS e o agente de geração, no qual são estabelecidos critérios para a prestação desses serviços [28].

No Decreto Nº 5.163 de 2004 [29], define-se a disponibilização de reserva de potência operativa (RPO) como um serviço ancilar para regulação de frequência. No Artigo 2º da REN Nº 697/2015, por sua vez, são descritos três diferentes serviços ancilares relacionados ao controle de frequência e a disponibilização de reserva de potência [27]:

“III – controle primário de frequência: controle realizado por meio de reguladores automáticos de velocidade das unidades geradoras, para limitar a variação da frequência quando da ocorrência de desequilíbrio entre a carga e a geração;

IV – controle secundário de frequência: controle realizado por unidades geradoras participantes do Controle Automático de Geração – CAG, destinado a restabelecer ao valor programado a frequência de um sistema e/ou o montante de intercâmbio de potência ativa entre subsistemas;

IV-A – despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa: despacho de unidades geradoras de usinas termelétricas despachadas centralizadamente, com vistas a preservar a reserva de potência operativa nas unidades geradoras hidráulicas participantes do CAG em qualquer subsistema.”

Constata-se que, no Brasil, a reserva girante – composta por reserva primária e secundária – é utilizada para prestar os serviços chamados de controle primário e secundário de frequência. O controle primário é provido por todas as unidades geradoras integrantes do sistema interligado [27] com reguladores automáticos de velocidade. Já o controle secundário, como descrito na resolução em questão, é prestado pelas usinas participantes do denominado Controle Automático de Geração (CAG). Portanto, a reserva de potência operativa (RPO), parcela de geração reservada pelo ONS para utilização no controle de frequência, é alocada no CAG. Ademais, destaca-se que o CAG é composto somente por geradores hidrelétricos.

Além disso, há, no contexto brasileiro, um terceiro serviço ancilar no âmbito do controle de frequência, denominado despacho complementar para manutenção da reserva de potência opera-

tiva. Esse serviço foi incluído por meio da REN N° 822/2018 da ANEEL, a qual será mais bem explicada na seção 4.1.

Em relação ao pagamento dos agentes que prestam os serviços relativos ao controle de frequência, tem-se que a remuneração deles se dá de maneira distinta entre cada um dos serviços. Na tabela 4.1, representa-se as formas de remuneração.

Tabela 4.1: Resumo dos serviços ancilares de controle de frequência no Brasil

Serviços		Remuneração	Agente prestador do serviço
Controle de Frequência	Primário	Não remunerado	Usinas hidrelétricas e termelétricas conectadas na rede de transmissão
	Secundário	Ressarcimento de custos	Usinas hidrelétricas participantes do CAG
	Preservação de RPO	Até 130% do CVU da usina	Usinas termelétricas fora da ordem de mérito

Observando a tabela 4.1, destaca-se que as usinas hidrelétricas participantes do CAG, que prestam o serviço de controle de frequência secundário, são remuneradas somente no quesito de ressarcimento de custos. Isso significa que somente as adaptações físicas – como aquisição de aparelhos, medidores, etc – são remuneradas; a prestação do serviço propriamente dito não é.

Desse modo, nota-se que a ANEEL dispõe das diretrizes gerais para a prestação dos serviços ancilares no Brasil. No entanto, como mencionado anteriormente, é o ONS que contrata e aciona tais serviços. De forma especial, no que tange o controle de frequência e a manutenção de reserva operativa, o ONS atua de acordo com o que prevê seus Procedimentos de Rede, documentos que estabelecem as regras para operação do sistema elétrico brasileiros e suas instalações. Na seção a seguir serão abordados aspectos específicos da alocação de reserva de potência operativa no Brasil, bem como a forma que seu requisito é estabelecido e seus critérios de acionamento.

4.1 ALOCAÇÃO E PRESERVAÇÃO DE RPO

O Submódulo 10.6 dos Procedimentos de Rede do ONS é um documento que trata do controle da geração no SIN (Sistema Interligado Nacional), inclusive da questão da reserva para controle de frequência. Em seu texto, destaca-se a importância de dispor simultaneamente de reserva secundária para elevação de geração (R2e) e reserva secundária para redução de geração (R2r) [30]. No âmbito deste trabalho, tratar-se-á somente da reserva secundária para elevação de geração, haja vista sua maior complexidade de provimento. O documento define que o valor da R2e deve ser estabelecido de acordo com a equação 4.1 apresentada a seguir.

$$R2e = 4\% \times C + 6\% \times Eol_{NE} + 15\% \times Eol_S \quad (4.1)$$

Sendo:

$R2e$ – Reserva secundária para elevação de geração

C – Carga do SIN

Eol_{NE} – Geração eólica prevista na região Nordeste

Eol_S – Geração eólica prevista na região Sul

Vale destacar que o valor de $R2e$, o qual representa o requisito de RPO para operação do SIN, é intrinsecamente dependente da previsão da geração do parque eólico brasileiro. Isso ocorre tanto em razão da intensa intermitência da geração eólica – levando a erros de previsão e variações abruptas na geração –, como também em razão da expressiva participação desses geradores no parque brasileiro. A saber, quase 10% da capacidade instalada do SIN corresponde a energia eólica [31].

Como visto na seção anterior, o requisito de $R2e$ é alocado exclusivamente nas usinas hidrelétricas do SIN, exigindo que se mantenha constantemente uma parcela de geração como reserva girante do SIN. Desse fato, observa-se que a escassez de recursos hídricos impacta diretamente na alocação desse recurso, fato esse que acomete o sistema brasileiro desde 2013, exigindo ações heterodoxas para a preservação de geração destinada ao CAG.

Nas figuras 4.1 e 4.2 estão indicados os valores de energia armazenada nos reservatórios dos subsistemas Nordeste [32] e Sudeste/Centro-Oeste [32], respectivamente, desde o ano de 2000 até 2020. Ao observar a linha de tendência dos gráficos em vermelho, constata-se que, a partir de 2013 aproximadamente, o valor da energia armazenada decresce bastante, o que representa o início de uma fase de reservatórios com pouca água. Neste contexto, reservatórios baixos indicam escassez de recurso para provimento de RPO, justificando a necessidade de despachos termelétricos.

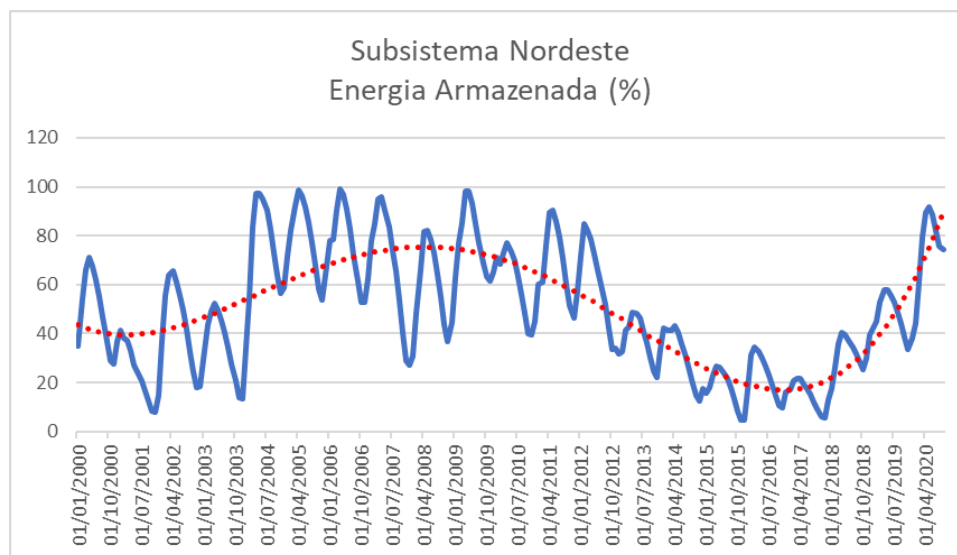


Figura 4.1: Dados de energia armazenada no subsistema Nordeste de 01/01/2000 a 01/09/2020, registrados pelo ONS

A preservação da reserva de potência operativa sempre foi motivo de discussão no setor elétrico brasileiro, por exemplo, na Consulta Pública 07/2016 [33] e na Tomada de Subsídios

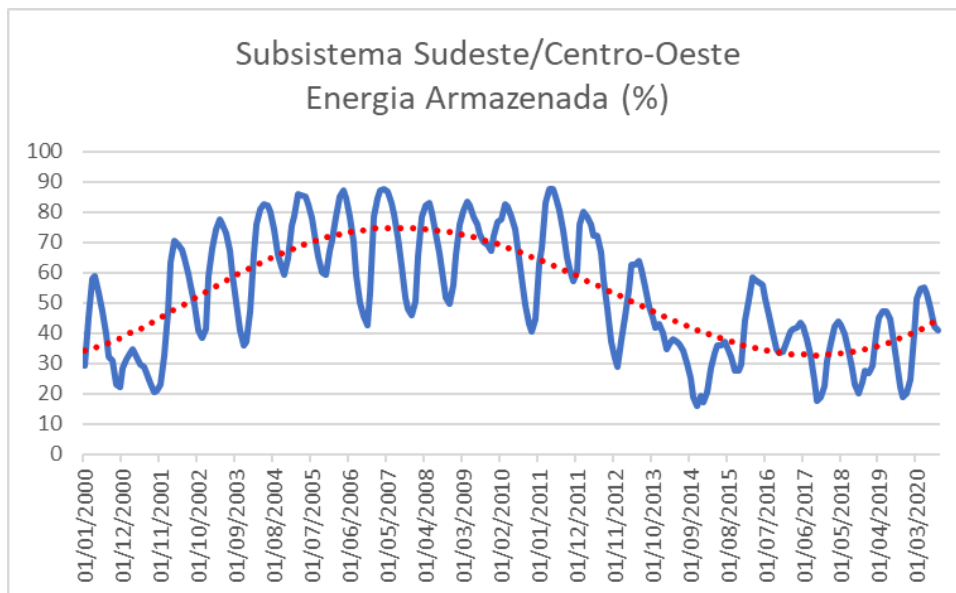


Figura 4.2: Dados de energia armazenada no subsistema Sudeste/Centro-Oeste de 01/01/2000 a 01/09/2020, registrados pelo ONS

006/2019 [34], ambas da ANEEL. É fato que a preservação de RPO se deu de diferentes formas nos últimos anos, fazendo-se relevante analisar tais formas. Na figura 4.3, encontra-se a ilustração de uma linha do tempo com três períodos distintos, os quais serão analisados a seguir.

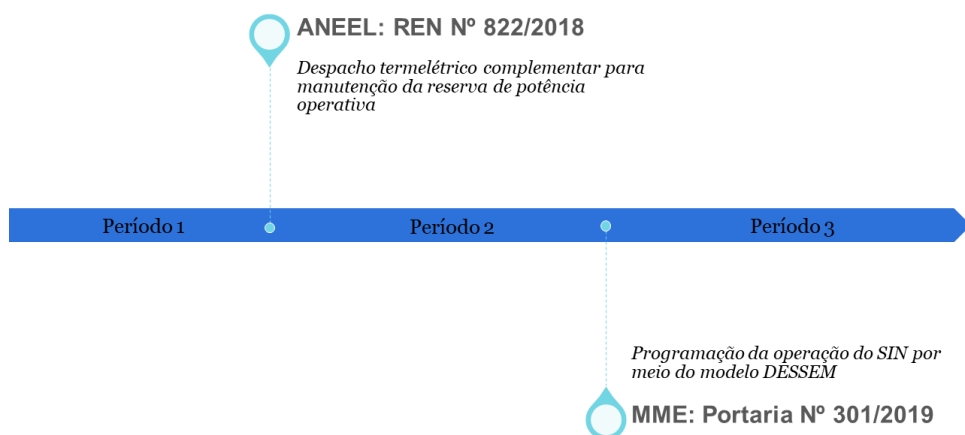


Figura 4.3: Linha do tempo

Os períodos 1 e 2 representados na figura 4.3 foram marcados pelo uso do modelo DECOMP para a programação da operação do sistema interligado, modelo esse que possui intervalo de discretização semanal. Com essa pequena discretização, o ONS não conseguia enxergar através das simulações a complexidade e os detalhes da operação do SIN nos dias seguintes e, portanto, havia pouca transparência no despacho. Ademais, o modelo DECOMP não possuía representação da reserva; assim, havia pouco critério e clareza para definir quais centrais geradoras iriam compor a RPO e como isso seria feito.

Durante período 1, que precede a REN N° 822/2018 da ANEEL, a partir da década de 2010, houve um período de hidrologia desfavorável e as hidrelétricas – em especial as do Nordeste e as do Sudeste/Centro-Oeste – passaram muitos anos com baixo nível de reservatório. Não havia, portanto, recurso hídrico suficiente para atender ao requisito de RPO, devido ao fato de sua composição ser exclusivamente de usinas hidrelétricas. Em razão disso, o ONS passou a despachar unidades termelétricas a fim de preservar o recurso do CAG. Na época, esse despacho era classificado como segurança energética e necessitava da aprovação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) para sua efetivação.

De modo a dar tratamento específico para o problema de escassez de água e recorrente necessidade de despacho termelétrico, a ANEEL regulamentou o tema, hoje presente na REN N° 822/2018 de outubro de 2018. A resolução regulamenta o despacho termelétrico fora da ordem de mérito para preservação de RPO. Esta veio para atender a um pleito dos geradores termelétricos, reconhecendo a excepcionalidade desse despacho, antes classificado como segurança energética e remunerado ao preço do CVU da usina [35], e agora remunerado via uma tentativa de mecanismo competitivo, com lances limitados a 130% do CVU.

Assim, a principal diferença dos períodos 1 e 2 da figura 4.3 consiste na criação de um novo serviço ancilar, adicionado ao Encargo de Serviços do Sistema (ESS), sob a prerrogativa de manutenção da confiabilidade do SIN. O ONS, portanto, passou a usar a REN N° 822/2018 como respaldo para o despacho termelétrico, cujos custos passaram a ser repassados aos consumidores de energia.

Alguns meses depois, o Ministério de Minas e Energia (MME) publicou a Portaria N° 301/2019 no âmbito do grupo de trabalho Modernização do Setor Elétrico, que aprovou a implementação do preço horário no Brasil, isto é, a utilização de um modelo de programação da operação com discretização horária – o modelo DESSEM. A portaria estabeleceu que, a partir de 2020, o DESSEM seria utilizado para fins de programação da operação pelo ONS [36], dando início ao período 3 da linha do tempo em estudo.

Com a alteração do modelo utilizado para programação da operação, a preservação de reserva de potência operativa passou a ser representada diretamente no modelo de definição do despacho das usinas, não sendo necessário, teoricamente, o despacho termelétrico para preservar RPO. Nessa perspectiva, a seção a seguir fará uma análise de como a RPO é representada no DESSEM atualmente e quais são suas implicações.

4.2 DESSEM

O DESSEM é um modelo de otimização desenvolvido pelo CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica) desde 1998, que tem como principal objetivo determinar a programação diária da operação de sistemas hidrotérmicos em um horizonte de algumas semanas, com discretização de até meia-hora [37]. O DESSEM determina o despacho ótimo por usina [38] para a progra-

mação diária da operação, minimizando o custo total de operação por meio de um processo de otimização.

Em razão da dimensão continental do SIN e da complexidade no planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos, a otimização e o estudo do sistema interligado brasileiro são realizados em etapas. O DESSEM é, portanto, utilizado de forma coordenada com outros dois modelos de otimização, o NEWAVE e o DECOMP. O NEWAVE é o modelo utilizado para os estudos de médio prazo, percorrendo cenários hidrológicos para o horizonte de cinco anos, discretizado em etapas mensais. O DECOMP, por sua vez, é a ferramenta responsável por determinar as estratégias de operação hidrotérmica de curto prazo, num horizonte de dois meses, com metas e diretrizes semanais [39]. Concatenados a esses, está o DESSEM, modelo de curtíssimo prazo. A cadeia de modelos desenvolvida pelo CEPEL está resumida na figura 4.4.

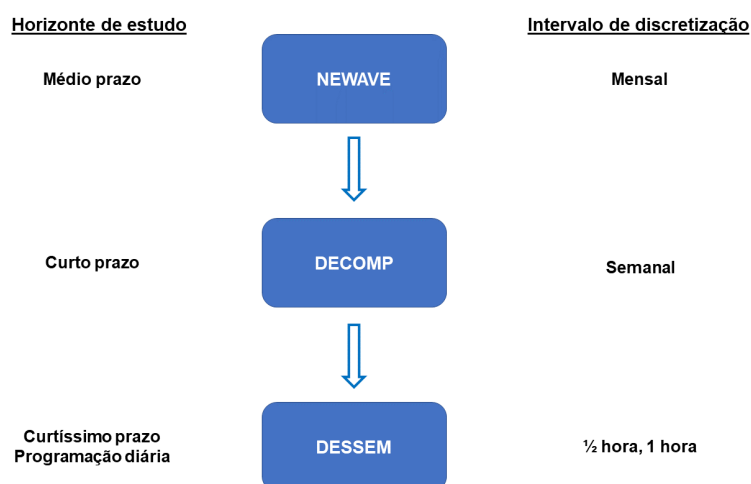


Figura 4.4: Cadeia de modelos de planejamento da operação no Brasil

Tanto o DESSEM quanto o NEWAVE e o DECOMP são modelos que têm o objetivo de representar todos os aspectos que possam influenciar no planejamento da operação no Brasil, como usinas, chuvas, vazões, uso da água para outros fins, etc. Apesar de essa representação estar em constante aprimoramento, vale ressaltar que são apenas representações e modelos, que por vezes não são capazes de representar a realidade em sua plenitude.

No contexto da publicação da Portaria N° 301/2019 do MME, o DESSEM passou por uma série de alterações estudadas pela Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP), tendo em vista sua futura utilização na programação da operação. Uma das alterações conferidas ao DESSEM foi a inclusão da representação da preservação da reserva de potência operativa no modelo de despacho e formação de preço, que será explicada a seguir.

A modelagem matemática utilizada para representar a RPO no DESSEM consiste em estabelecer uma restrição que reduz o limite de geração das usinas aptas a prestar o serviço de reserva, diminuindo a disponibilidade de geração dessas no processo de otimização do próprio modelo.

Assim, o DESSEM representa a RPO como uma restrição às usinas integrantes do CAG.

Dado que uma usina hidrelétrica i apta à prestação do serviço de reserva possua um valor máximo de geração possível definido por G_{max}^i , a representação dessa restrição no DESSEM é mostrada na equação 4.2.

$$G_{max}^i \geq G^i + ResPot^i \quad (4.2)$$

Considerando que G^i representa a geração definida no despacho como resultado do DESSEM para a usina hidrelétrica i , e que $ResPot^i$ seja a restrição de potência da usina i , e reposicionando os termos da equação 4.2, obtém-se a equação 4.3 como resultado.

$$G^i \leq G_{max}^i - ResPot^i \quad (4.3)$$

Ao analisar a equação 4.3, entende-se que a geração definida pelo DESSEM para uma determinada usina (G^i) é menor ou igual à geração máxima disponível nessa usina (G_{max}^i), geração máxima essa que é limitada pela reserva ($ResPot^i$).

Neste ponto, é intuitivo questionar o que de fato determina o valor de $ResPot^i$ de cada usina que integra o CAG e o que define se uma usina pertencerá ou não ao CAG. A fim de responder a esse questionamento, explicar-se-á a seguir como a questão da reserva é abordada no uso do DESSEM pelo ONS.

Conforme mencionado na seção 4.1, o requisito de RPO, isto é, o montante de geração hidrelétrica que será preservado na programação da operação, é calculado com base no valor da carga do SIN e no valor da geração eólica no Sul e no Nordeste. Contudo, na prática, para fins de programação da operação, o DESSEM utiliza o valor de 5% da carga prevista no SIN como sendo o requisito de reserva que deve ser alocado no CAG.

Mensalmente, o ONS disponibiliza em sua plataforma *online* um documento denominado “Centrais Geradoras Aptas para o Controle Secundário de Frequência”, que enumera todas as usinas brasileiras com CPSA vigente e cujas unidades geradoras estão aptas a participar do CAG e a atender ao requisito de reserva. Portanto, são essas usinas listadas, e somente elas, que estão aptas tecnicamente e juridicamente a prestar o serviço de reserva. Na tabela 4.2, é possível verificar a quantidade de usinas que compuseram essa lista em um período de doze meses, de acordo com dados disponibilizados pelo ONS [40].

Tabela 4.2: Usinas aptas a prestarem o serviço de reserva no SIN (* dado indisponível)

Data	06/19	07/19	08/19	09/19	10/19	11/19	12/19	01/20	02/20	03/20	04/20	05/20
Usinas aptas	25	25	25	25	25	25	24	*	24	25	25	25

Nota-se que na grande maioria dos meses havia 25 usinas aptas a prestar o controle secundário de frequência, dentre as 148 usinas hidrelétricas ativas no SIN [41]. A quantidade de usinas que

compõe essa lista pode variar a cada mês, a depender de fatores como manutenção, modernização, novos contratos, fim de contratos, etc. Dentre elas, destaca-se que há usinas presentes em todos os quatro subsistemas do SIN. Isso pode ser melhor visualizado através do mapa apresentado na figura 4.5, que evidencia em laranja a localização das usinas aptas a prestação do serviço ancilar de controle secundário de frequência em maio de 2020, de acordo com documento publicado pelo ONS.



Figura 4.5: Localização das usinas aptas a prestarem o serviço ancilar de controle secundário de frequência em maio de 2020

Ademais, o ONS disponibiliza diariamente todos os arquivos – denominados *decks* – de entrada do modelo DESSEM utilizados para programar a operação diária. Dentre eles, há dois *decks* que tratam das informações para as restrições de reserva de potência.

No primeiro *deck*, o “AREACONT.DAT”, definem-se as áreas de controle bem como as usinas que irão de fato compor o CAG. Esse *deck* será o mais relevante para a análise deste trabalho. No segundo *deck*, o “RESPOT.DAT”, informam-se os valores de reserva de potência por área e por usina.

Nas figuras 4.6 e 4.7, são ilustrados exemplos do *deck* “AREACONT.DAT” dos dias 24 de novembro de 2019 e 24 de maio de 2020, respectivamente.

```

areacont - Bloco de Notas
Arquivo Editar Formatar Exibir Ajuda
AREA
 1      CAGSECO - RESERVA DE POTENCIA DO SIN
 2      FOLGA NO LIMITE DE RNE
FIM
&
USINA
 1      H 18  AGUA VERMELHA
 1      H 61  CAPIVARA
 1      H 24  EMBORCACAO
 1      H  6  FURNAS
 1      H 34  ILHA SOLTEIRA
& 1      H 43  TRES IRMAOS
 1      H  8  LUIZ CARLOS BARRETO
 1      H 17  MARIMBONDO
 1      H 25  NOVA PONTE
& 1      H 33  SAO SIMAO
&
 2      S NE  NORDESTE
FIM
9999
Ln 1, Col 1      100%  Windows (CRLF)  UTF-8

```

Figura 4.6: “AREACONT.DAT” do dia 24 de novembro de 2019

```

areacont - Bloco de Notas
Arquivo Editar Formatar Exibir Ajuda
AREA
 1      CAGSECO - RESERVA DE POTENCIA DO SIN
 2      FOLGA NO LIMITE DE RNE
FIM
&
USINA
 1      H 18  AGUA VERMELHA
 1      H 61  CAPIVARA
 1      H 24  EMBORCACAO
 1      H  6  FURNAS
 1      H 34  ILHA SOLTEIRA
 1      H  8  LUIZ CARLOS BARRETO
 1      H 17  MARIMBONDO
 1      H 25  NOVA PONTE
&
 2      S NE  NORDESTE
FIM
9999
Ln 1, Col 1      100%  Windows (CRLF)  UTF-8

```

Figura 4.7: “AREACONT.DAT” do dia 24 de maio de 2020

Conforme mencionado anteriormente, o requisito de RPO representado no DESSEM é calculado com base no valor da previsão de carga do SIN, no valor de 5%. Como indicado nas figuras

4.6 e 4.7, observa-se que tal requisito está alocado em somente dez e oito usinas, respectivamente. Nas figuras 4.8 e 4.9, por sua vez, foi ilustrada a localização dessas usinas.



Figura 4.8: Localização das usinas que compuseram o CAG em 24 de novembro de 2019

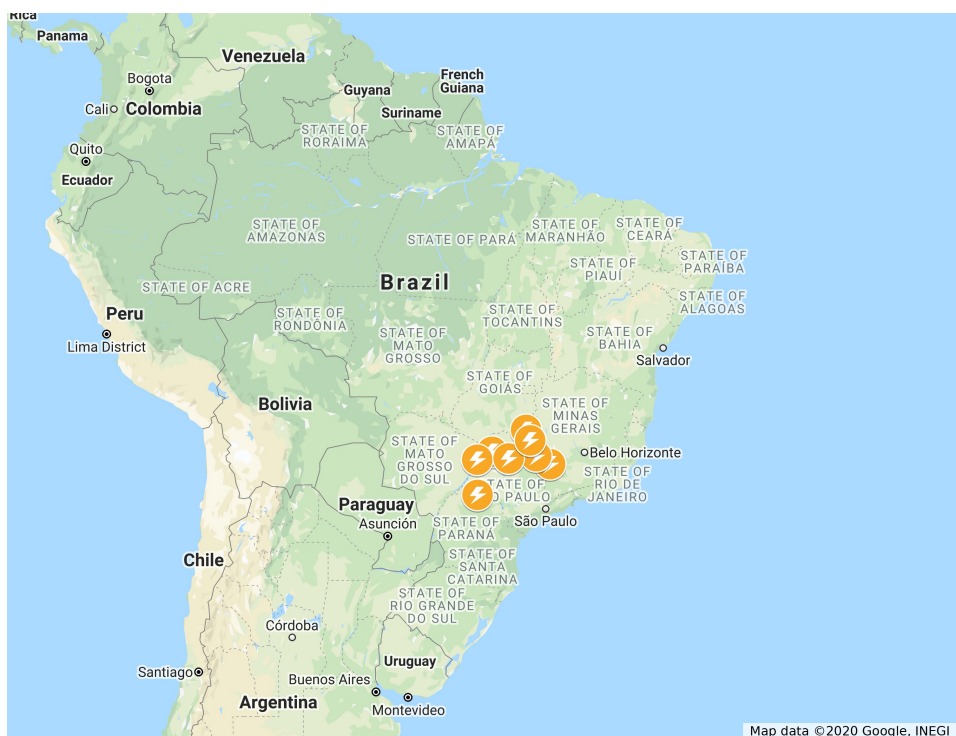


Figura 4.9: Localização das usinas que compuseram o CAG em 24 de maio de 2020

Com base nos dados apresentados, nota-se que as usinas hidrelétricas escolhidas para compor o CAG e prestar o serviço de reserva estão todas no subsistema Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), independente das circunstâncias do SIN, como o risco hidrológico. A partir de uma análise das informações disponibilizadas pelo ONS, foi possível constatar que essa alocação restrita ao subsistema SE/CO não ocorreu somente em 24/11/2019 e 24/05/2020, mas, na verdade, ocorre todos os dias na programação diária da operação. Ao comparar os mapas das figuras 4.5 e 4.9, ambos referentes ao mês de maio de 2020, nota-se que havia usinas aptas à prestação do serviço de reserva em todo o país, mas utilizou-se, de fato, somente usinas do Sudeste/Centro-Oeste.

Dessa maneira, observa-se que não há critérios objetivos que baseiem a definição de quais usinas terão sua geração restringida para prestar o serviço de reserva e irão entrar na listagem do *deck* “AREACONT.DAT”. Como apresentado, a informação de quais usinas atenderão ao requisito da RPO é um *deck* de entrada do DESSEM, definido anteriormente ao processo de otimização do modelo. Verifica-se que esse processo de escolha de usinas para o CAG é feito de modo empírico, e não otimizado por um modelo. Portanto, afirma-se que no Brasil, ao se utilizar a representação de reserva do DESSEM, não há otimização de reserva, mas, sim, somente uma alocação não criteriosa do requisito.

Pode-se classificar, neste ponto, o modelo brasileiro como um esquema sequencial, visto que a questão da reserva é resolvida primeiramente e, em momento posterior, resolve-se o mercado de energia por meio de uma otimização. Isso é nítido, uma vez que, conforme apresentado, as definições da reserva na operação diária são insumos ao mercado de energia, sendo este resolvido posteriormente pelo DESSEM.

Assim, é válido questionar qual é a melhor forma de se lidar com a reserva e de se resolver esse mercado. Ressalta-se a importância de estudar e empenhar esforços em compreender como funciona o mercado atual, quais seus benefícios, quais seus efeitos e como os agentes envolvidos são impactados. Contudo, além de analisar o modelo brasileiro, é notória a relevância de compará-lo com distintos modelos existentes. Nessa perspectiva, na seção a seguir, serão abordadas as consequências da modelagem da reserva no DESSEM.

4.2.1 Consequências da modelagem da reserva no DESSEM

Uma destacável consequência da modelagem da preservação da reserva no DESSEM é a frustração de geração hidrelétrica sem consideração dos custos envolvidos com a prestação do serviço. Como apresentado previamente, cerca de 25 usinas hidrelétricas são aptas hoje no Brasil a prestar o serviço de reserva e, assim, integrar o CAG. Quando escolhida para cumprir o requisito de RPO, a UHE tem sua geração máxima disponível limitada pela geração alocada para reserva. Dada essa condição, observa-se os seguintes impactos:

- Redução da energia alocada para o MRE;
- Desgaste das usinas devido a operação fora do ponto ótimo;

- Majoração de preços no Mercado de Curto Prazo (MCP).

4.2.1.1 Possíveis impactos no MRE

Assim como qualquer outro recurso, a escassez de RPO no sistema traz impactos no mercado. Como a reserva não é precificada nem remunerada, conforme demonstra a tabela 4.1, o custo de oportunidade da prestação desse serviço é alocado em outro parâmetro, nesse caso, no custo da energia elétrica. Desse modo, quando o requisito de RPO ultrapassa o recurso disponível de reserva girante no SIN, será necessária a frustração da geração hidrelétrica para alcançar o critério de segurança determinado pelo ONS.

De fato, como é constatado nas figuras 4.10 e 4.11, as linhas de tendência de recurso de reserva girante e de requisito de RPO sugerem um comportamento inverso ao longo do ano. Assim, conclui-se que a geração frustrada pode ser de fato uma realidade de geradores hidrelétricos pertencentes ao CAG.

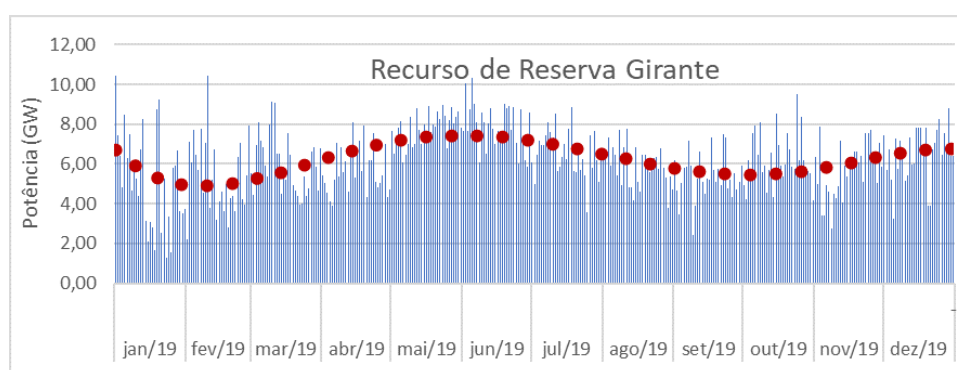


Figura 4.10: Dados do recurso de reserva girante disponível no SIN em 2019

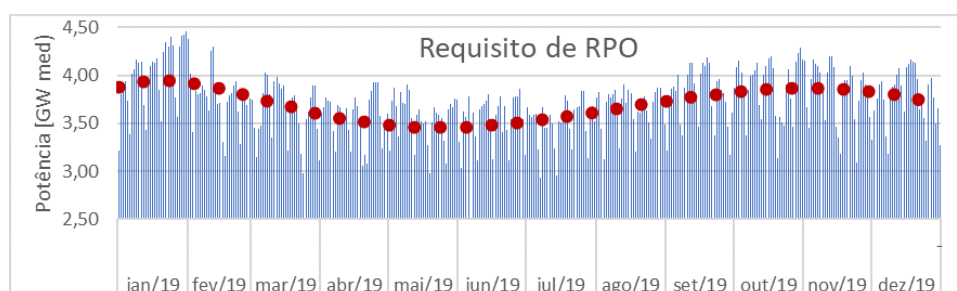


Figura 4.11: Dados de requisito de RPO no SIN em 2019

Vale ressaltar que, possivelmente, caso o gerador hidrelétrico não participasse do CAG e assim toda sua capacidade de geração estivesse disponível para ser considerada no processo de otimização do DESSEM, ele geraria mais energia para mercado de energia. Tome-se o caso hipotético simplificado a seguir como ilustração.

O gerador X possui 100 MWh de energia disponível para geração na operação do dia seguinte. Desses 100 MWh, é definido que 30 MWh devem compor o requisito da RPO. Após essa defini-

ção, o processo de otimização para o mercado de energia do DESSEM é rodado e resulta-se que o gerador X deve fornecer 70 MWh de energia ao sistema. Passado o dia da operação, constata-se que a reserva alocada não foi utilizada. Portanto, o gerador X será remunerado somente por ter gerado 70 MWh e não será remunerado por ter guardado 30 MWh. Caso ele não compusesse o CAG – cuja escolha na composição foi constatada na seção anterior como empírica –, possivelmente a otimização do DESSEM resultaria em uma geração de 75 MWh ou 80 MWh para esse gerador, por exemplo, e não 70 MWh.

A figura 4.12 ilustra o caso hipotético da UHE descrito acima. São apresentados sete cenários distintos, com variação no valor da reserva alocada e com conseqüente variação na geração disponível para o mercado de energia. Esse fenômeno pode ser mais bem compreendido ao analisar a equação 4.3 previamente apresentada. Quanto menor for o valor de $ResPot^i$, ou ainda, caso ele fosse nulo, maior poderia ser o valor de G^i , limitado a G_{max}^i . Isto é, quanto menor for a reserva alocada a uma determinada UHE, maior será a disponibilidade de energia dessa usina ao modelo de otimização do DESSEM.

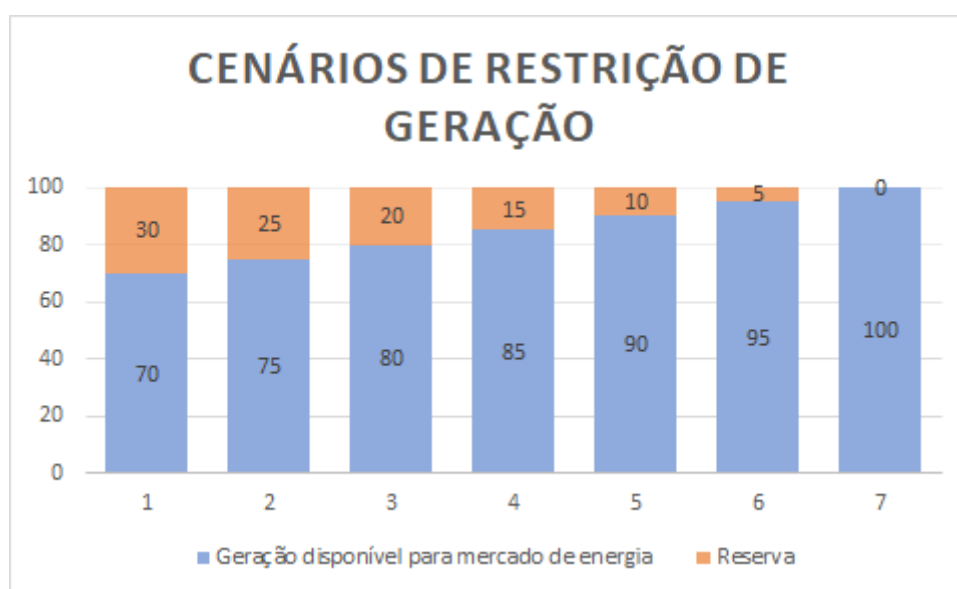


Figura 4.12: Possíveis cenários de restrição de geração

Esse fato remete ao impacto no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), mecanismo de compartilhamento de risco hidrológico das usinas hidrelétricas do SIN [42]. Conforme descrito no exemplo acima, a restrição de geração de algumas UHEs e a conseqüente geração frustrada podem implicar em uma redução de receita, haja vista a redução da disponibilidade hidrelétrica. Assim, pode-se intuir que, caso o limite de geração de usinas integrantes do CAG for atingido após a otimização DESSEM, o prejuízo da geração frustrada poderia impactar não apenas a usina que teve sua geração restringida, mas, na realidade, todos os integrantes do MRE, na medida em que compartilham o risco e o prejuízo.

Essa situação configura um problema, visto que o gerador não se decide por correr ou não o risco. Ele não presta o serviço de reserva por receber incentivos ou mesmo benefícios para

tal; mas, sim, por ter de se submeter às determinações dos Procedimentos de Rede do operador. Logo, o custo de oportunidade da geração frustrada se torna um custo extra e incerto ao dono do empreendimento de geração e aos participantes do MRE.

Historicamente, os modelos de mercado mais antigos tendem a ter poucos incentivos, ou até mesmo desincentivos, à prestação do serviço de reserva e controle secundário de frequência. Os mercados mais recentes, no entanto, têm percebido o quão crucial é ter incentivos e boa remuneração para os agentes que prestam esses serviços [43].

Na mesma seara, outra notável consequência da modelagem atual da reserva no DESSEM é o desgaste das usinas hidrelétricas prestadoras do serviço de reserva em razão de não operarem em sua potência ótima. A operação de uma unidade geradora hidrelétrica à serviço do CAG é menos eficiente se comparada a uma condição operativa na qual a unidade teria uma potência saída mais constante [7]. Ao realizar o serviço de controle de frequência secundário, a potência de saída das UHEs pode oscilar bastante, acarretando perda de eficiência e redução da vida útil de unidades geradoras.

Dada essa frequente operação fora do ponto ótimo, o servomecanismo e outros componentes responsáveis pelo controle de frequência apresentam um desgaste prematuro. Isso requer uma maior periodicidade de manutenções e substituição de equipamentos, o que implica em custos para o gerador. Todavia, no Brasil, o gerador não é pago por esses custos adicionais decorrentes da prestação do serviço de reserva.

Diferentemente do Brasil, em mercados competitivos de serviços ancilares, por exemplo, os geradores hidrelétricos interessados em prestar o serviço de reserva avaliam todos os custos derivados da prestação do serviço, como o custo de oportunidade, custo de manutenção, custo de investimento etc. Esses custos poderiam, por exemplo, ser internalizados ao preço de oferta de cada agente no mercado [7], como no mercado alemão, apresentado como exemplo no capítulo 2.

4.2.1.2 Impacto no preço do mercado de energia

Ademais, é possível destacar a elevação do preço da energia elétrica como outra possível consequência da modelagem da RPO no DESSEM. Pelo fato de a modelagem reduzir a disponibilidade de geração hidrelétrica, é natural que o preço da energia apresente uma tendência de elevação.

Como resultado do processo de obtenção do despacho ótimo por meio do DESSEM, são obtidos os Custos Marginais de Operação (CMO) para o período estudado, para cada patamar de carga e para cada submercado [44]. Quando a carga é menor e/ou quando as condições hidrológicas são favoráveis – levando, inclusive, a vertimentos em UHEs –, há pouca necessidade de geração térmica no SIN. Tipicamente, a geração hidrelétrica apresenta um preço instantâneo baixo, ao contrário do despacho termelétrico, que necessita considerar alguns custos, como o custo do combustível, o que coloca as hidrelétricas a frente das termelétricas na ordem de mérito do despacho.

Dessa forma, dada a redução da disponibilidade hidrelétrica em razão do requisito de RPO, tem-se uma maior necessidade de incluir usinas termelétricas na programação da operação, resultando no aumento do CMO. O CMO, por sua vez, é utilizado como insumo para o cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) [44], que também se apresentará com valor mais elevado em função da necessidade do despacho termelétrico, resultando no aumento do preço da energia elétrica.

Na perspectiva de analisar e compreender melhor o modelo atual, a seguir serão apresentados os resultados de simulações computacionais realizadas a fim de aprofundar a análise da modelagem atual do DESSEM.

5 RESULTADOS

Conforme verificado nas simulações da seção 3.3, os resultados dos sistemas-teste sugerem que a representação da reserva no modelo de despacho como uma restrição pode resultar em um maior custo de operação do sistema. Outrossim, no capítulo 4 evidenciou-se que no DESSEM não há otimização na alocação da RPO. Dessa forma, neste capítulo, serão apresentados o procedimento e os resultados de simulações realizadas com o modelo DESSEM, cujo intuito foi avaliar na prática o impacto da atual representação da reserva no custo de operação do SIN.

Para o estudo com o modelo de despacho de curtíssimo prazo do sistema elétrico brasileiro, utilizou-se a versão 19.0.10 do modelo DESSEM, mesma utilizada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) [45]. Foram realizados dois conjuntos de simulações, com doze simulações em cada conjunto – totalizando 24 simulações com o DESSEM.

O primeiro conjunto de simulações teve como objetivo registrar os dados de como é o funcionamento do DESSEM atualmente, ou seja, com a RPO representada como restrição de geração às usinas hidrelétricas. As doze simulações simularam um caso de DESSEM por mês – de janeiro a dezembro – do ano de 2019. Além disso, os arquivos de entrada para rodar o DESSEM nesta etapa foram retirados diretamente da biblioteca virtual da CCEE. Todos os arquivos utilizados para simulação são do reprocessamento de *decks* sem rede.

Já o segundo conjunto de simulações foi realizado com o objetivo de avaliar os efeitos da ausência de representação da preservação da reserva no DESSEM. Para isso, foi preciso verificar de que forma a restrição de reserva é representada no modelo, a fim de que tal representação pudesse ser removida.

Identificou-se que a reserva de potência operativa é estabelecida em um dos *decks* de entrada do DESSEM, o “RESPOT.DAT”. Portanto, cada um dos doze arquivos de entrada utilizados no primeiro conjunto de simulações foi modificado, removendo-se a restrição de RPO. Os arquivos alterados, por sua vez, foram utilizados como entrada para o segundo conjunto de simulações.

Ao final das simulações do primeiro e do segundo conjuntos, obteve-se 24 resultados conforme ilustra a figura 5.1. O primeiro conjunto de simulações compila os resultados do uso do DESSEM com os arquivos originais; o segundo conjunto de simulações, os resultados do uso do DESSEM com arquivos modificados. Como será apresentado nas seções a seguir, foi possível analisar os resultados dois a dois – comparando as duas simulações de um mesmo mês – como também foi possível examinar os resultados com uma visão macro do ano inteiro simulado.



Figura 5.1: Resumo das 24 simulações realizadas

5.1 AVALIAÇÃO DA DISPONIBILIDADE DO RECURSO DE RESERVA

Nesta seção, tratar-se-á a respeito das percepções que as simulações proporcionaram no que tange a disponibilidade de recurso de reserva para atender ao requisito de RPO estabelecido pelo ONS.

Após uma simulação qualquer realizada com o programa DESSEM, é gerada uma série de arquivos de saída, os quais contêm informações sobre o resultado da rodada do programa. Um dos arquivos analisados neste trabalho foi o “PDO_RESERVA-TXT”, que possui informações sobre a reserva de potência na programação diária da operação, isto é, para cada um dos 48 períodos de um dia (24 horas).

O arquivo “PDO_RESERVA-TXT” contém a previsão dois de dados importantes para cada meia hora de operação: reserva mínima e reserva de potência. Neste contexto, a reserva mínima representa o requisito de reserva, que tipicamente equivale a 5% da carga; a reserva de potência, por sua vez, representa o recurso de reserva disponibilizado pelo modelo naquele momento, isto é, a reserva girante natural do sistema naquele instante. Na figura 5.2, visualiza-se como exemplo uma parte do arquivo “PDO_RESERVA-TXT” do dia 04/02/2019 com arquivo de entrada modificado, para o primeiro período do dia. Nota-se que a reserva de potência disponibilizada é de 5.351,3 MW e a reserva mínima é nula, uma vez que a restrição de potência foi removida e o requisito de reserva deixou de existir.

RELATORIO DAS RESTRICOES DE RESERVA DE POTENCIA DO PERIODO: 1

RELATORIO DAS AREAS

IND	AREA	RESERVA DE POTENCIA	RESERVA MINIMA	MULTIPLICADOR (R\$/MW)
1	CAGSECO - RE	5351.3	0.0	0.00000

Figura 5.2: Dados da reserva para o primeiro período do dia 04/02/2019

Consolidando todos os dados de reserva para as duas simulações realizadas com o dia 04/02/2019,

foi possível elaborar o gráfico apresentado na figura 5.3. Todos os dados da figura 5.3 foram discriminados no anexo I.1 deste trabalho.

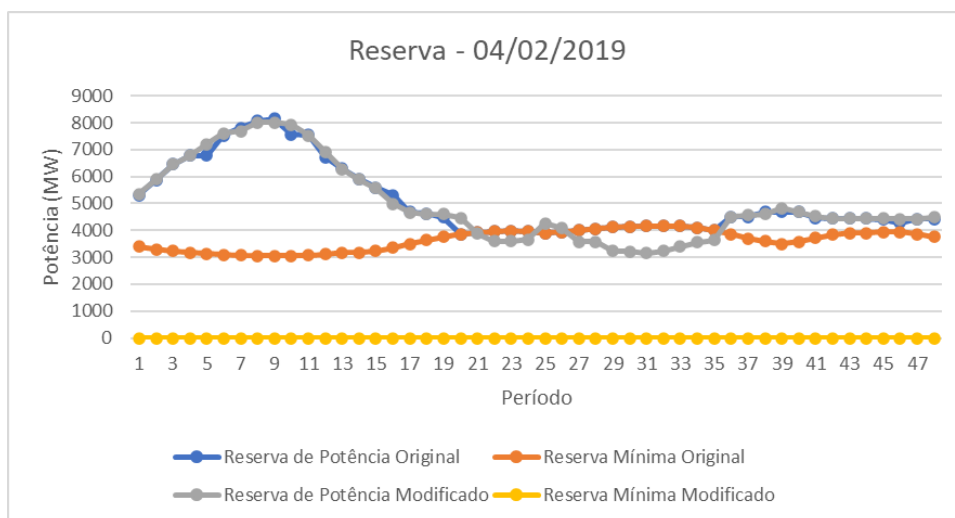


Figura 5.3: Demanda de reserva em 04/02/2019 com os arquivos original e modificado

Na figura 5.3, a linha em amarelo indica a reserva mínima para a simulação com dados de entrada modificados, o que pode ser ratificado pelo fato de ela se manter constante em zero ao longo de todo o dia. A linha cinza, por sua vez, indica a potência disponibilizada para reserva também na simulação modificada. A linha laranja indica a reserva mínima para a simulação com dados originais, a qual oscila entre cerca de 3.000 MW até 5.000 MW ao longo do dia, apresentando valores maiores entre o período 21 e o período 33. Já a linha em azul consiste no valor de potência disponibilizado para reserva na simulação com dados originais.

Vale ressaltar que, dada a determinação de um valor mínimo de reserva – linhas laranja e amarela –, o modelo sempre reserva um valor de potência igual ou superior a esse mínimo. Isso pode ser constatado tanto na figura 5.3, em que a linha azul é sempre maior ou igual à laranja, como também no anexo I.1, em que a primeira coluna é sempre maior ou igual à segunda coluna. Assim, conclui-se que, quando o valor da linha azul é igual ao valor da linha laranja – entre os períodos 20 e 35 –, pode ser que não haja recurso suficiente e que a reserva de potência não é inferior à reserva mínima somente por efeito de uma determinação no modelo.

De fato, a hipótese acima se confirma ao se observar a linha cinza, referente à simulação com arquivo modificado, que não possui restrição inferior dado que a reserva mínima é nula. A fim de analisar melhor a questão da disponibilidade de recurso de reserva no dia 04/02/2019, removeu-se as linhas azul e amarela da figura 5.3 e, assim, obteve-se o gráfico da figura 5.4.

Por meio de análise da figura 5.4, nota-se que em diversos períodos do dia 04/02/2019, o valor assumido pela linha cinza é inferior ao assumido pela linha laranja. Esses períodos caracterizam a escassez de recurso para prover reserva, visto que o mínimo de reserva requerida não poderia ser disponibilizado ao SIN. A distância entre a linha laranja e a cinza nas ordenadas do gráfico indica a quantificação dessa escassez.

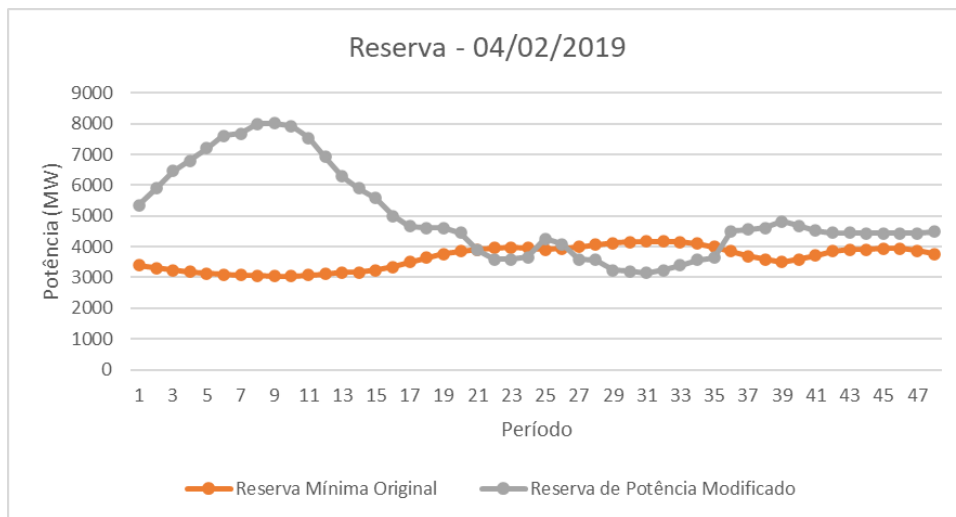


Figura 5.4: Adaptação da figura 5.3

Os dados apresentados acima são informações detalhadas acerca da disponibilidade de recurso para reserva, extraídas das simulações de fevereiro. Na figura 5.5, foram consolidadas as informações de disponibilidade de reserva em todas as simulações realizadas, o que evidenciou a escassez do recurso.

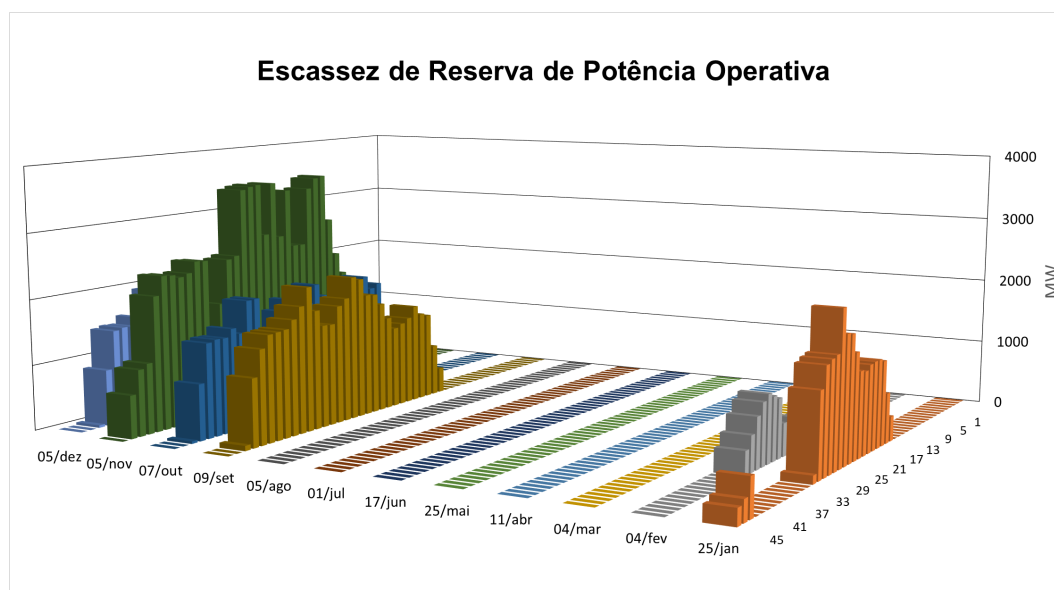


Figura 5.5: Gráfico 3D da escassez de RPO nas simulações do DESSEM

No gráfico da figura 5.5, o eixo x e o eixo y representam a data da simulação (de janeiro a dezembro) e o período de simulação (48 períodos, totalizando 24 horas), respectivamente. Por fim, o eixo z indica a escassez de recurso de reserva no respectivo período do respectivo dia, ou seja, a diferença que existe entre o requisito (reserva mínima) e a reserva de potência de fato disponível. Assim, é possível ter uma percepção visual de todos os períodos em que houve falta de recurso, ou seja, em que a reserva necessária para cumprir o requisito não estava disponível.

Nota-se que, de acordo com o gráfico 3D, entre os meses de março a agosto, não houve falta de

recurso. Simultaneamente, foi entre os meses de setembro e fevereiro que identificou-se escassez com as simulações realizadas. Pode-se atribuir esse padrão identificado ao regime de chuvas ao longo do ano e, conseqüentemente, ao nível dos reservatórios.

Desse modo, conclui-se que, nos instantes em que o recurso de reserva disponível era inferior ao requisito, houve escassez de recurso e o modelo DESSEM aloca essa diferença em usinas hidrelétricas. Isso significa que a quantia de reserva girante disponibilizada pelo sistema não era suficiente e, logo, parte do requisito de RPO foi inserido nas hidrelétricas. Essas, por sua vez, terão maior probabilidade de terem sua geração no mercado de energia frustrada.

5.2 IMPACTO NO PREÇO

Conforme foi visto, a exclusividade de usinas hidrelétricas para compor o CAG e o risco hidrológico inerente a esse tipo de gerador podem ocasionar um cenário de falta de recurso para provimento de reserva. Em especial, quando há a concretização da geração frustrada, o preço da energia no MCP pode se elevar, como será visto a seguir.

Devido ao seu baixo custo de operação instantâneo e à sua elevada despachabilidade, as usinas hidrelétricas são as primeiras usinas da ordem de mérito de despacho no Brasil. Em alguns casos, inclusive, o custo marginal de operação do SIN é nulo, pois o sistema operou somente com despachos hidrelétricos. Assim, fica claro que, em um cenário de baixa hidrologia em que o escasso recurso de água disponível é utilizado prioritariamente como reserva girante, haverá a necessidade de avançar na ordem de mérito e despachar usinas de maior custo de operação para atender a carga.

Dessa forma, durante as simulações com o modelo DESSEM, outro parâmetro estudado foi o PLD e os diferentes valores que ele assume a depender da presença de requisito de reserva. Como pode ser visto na figura 5.6, compilou-se os dados do PLD semi-horário do dia 05/12/2019 tanto para a simulação com arquivos originais (linha azul), como para a simulação com arquivos modificados com remoção do requisito de reserva (linha laranja). As barras em cinza, por sua vez, indicam a diferença entre os dados em azul e os dados em laranja, isto é, a diferença entre os PLDs (Delta PLD); assim, quando o Delta PLD é positivo, tem-se que o PLD Original é maior que o PLD Modificado, e vice-versa.

Ao observar a figura 5.6, nota-se que, nas primeiras horas do dia, o valor de ambos os PLDs são muito semelhantes. À medida que as horas avançam, porém, o PLD do sistema com requisito de reserva se eleva bastante, atingindo o máximo de diferença às 14 horas da tarde em mais de R\$ 8,00 por MWh em comparação ao PLD do sistema sem requisito de reserva.

Nesse sentido, tomando o valor da diferença entre os PLDs e considerando o valor da demanda representada no modelo DESSEM para esse dia de operação, seria possível calcular o deficit financeiro que a representação da preservação de reserva no DESSEM proporciona, conforme indicado na equação 5.1. Na equação, o valor “Média Delta PLD” indica a média do Delta PLD

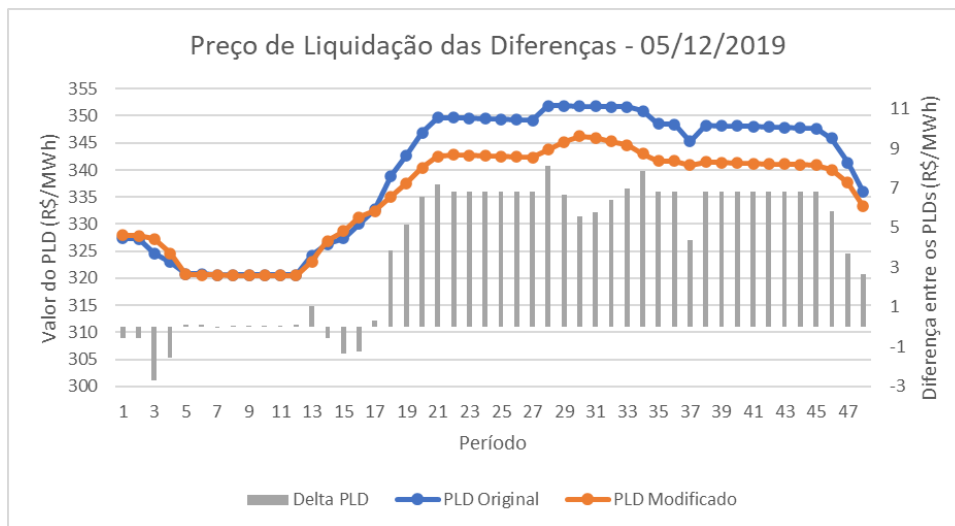


Figura 5.6: PLD para simulações com o DESSEM do dia 05/12/2019

para cada hora do dia com os valores do Delta PLD dos dois períodos que correspondem àquela hora.

$$Deficit\ financeiro = Media\ Delta\ PLD \times Demanda \quad (5.1)$$

Portanto, na tabela 5.1, consolidou-se os dados necessários para calcular o deficit financeiro mencionado.

Analisando os resultados apresentados na tabela 5.1, tem-se que o deficit financeiro total do dia 05/12/2019 decorrente da preservação de reserva no DESSEM equivale a um valor de aproximadamente R\$ 4.052.171,13, considerando a aproximação realizada no valor de Delta PLD. De fato, o valor obtido como resultado é bastante elevado e, com o intuito de compreendê-lo melhor, realizou-se os mesmos cálculos para os demais dias do ano simulados. Os resultados foram consolidados na tabela 5.2.

Em resumo, a tabela 5.2 fornece a informação aproximada de qual é o custo que se paga no Brasil por haver a representação de RPO no modelo de despacho. Dessa maneira, é notório que, nos meses de setembro a fevereiro, o valor do deficit é maior, meses esses que são marcados por reservatórios mais baixos.

Nessa perspectiva, é de extrema relevância destacar que a disponibilização de reserva de potência operativa possuir um custo não é um problema. Afinal, ela é de fato um serviço prestado ao sistema que gera custos aos seus prestadores e, portanto, os agentes que o prestam deveriam ser remunerados. O problema desse significativo aumento de PLD é que o PLD precifica a energia, e não a reserva. De um modo ou de outro, os integrantes do CAG não estão sendo pagos pelo serviço prestado.

O deficit financeiro apresentado é diariamente embutido no preço da energia, porém não corresponde ao fornecimento de energia propriamente dita, mas, sim, ao provimento de reserva.

Tabela 5.1: Dados da simulação da operação do dia 05/12/2019

Hora	Média Delta PLD (R\$/MWh)	Demanda (MW)	Deficit financeiro
1	- R\$ 0,57	34.383,99	- R\$ 19.598,88
2	- R\$ 2,13	32.247,21	- R\$ 68.686,56
3	R\$ 0,13	31.020,98	R\$ 3.877,62
4	R\$ 0,03	30.637,93	R\$ 765,95
5	R\$ 0,07	30.733,63	R\$ 2.305,02
6	R\$ 0,09	31.078,96	R\$ 2.641,71
7	R\$ 0,25	33.556,23	R\$ 8.221,28
8	- R\$ 1,30	36.478,65	- R\$ 47.422,24
9	R\$ 2,08	39.441,72	R\$ 81.841,57
10	R\$ 5,84	41.284,09	R\$ 240.892,69
11	R\$ 7,01	42.643,41	R\$ 299.143,52
12	R\$ 6,84	43.193,54	R\$ 295.227,85
13	R\$ 6,83	42.380,36	R\$ 289.457,82
14	R\$ 7,47	43.341,39	R\$ 323.543,51
15	R\$ 6,12	44.447,74	R\$ 272.020,17
16	R\$ 6,11	44.604,28	R\$ 272.309,10
17	R\$ 7,41	43.975,09	R\$ 325.855,42
18	R\$ 6,82	41.528,82	R\$ 283.018,91
19	R\$ 5,60	42.024,18	R\$ 235.125,29
20	R\$ 6,81	43.155,02	R\$ 293.885,65
21	R\$ 6,81	42.878,04	R\$ 291.785,10
22	R\$ 6,80	42.457,15	R\$ 288.708,65
23	R\$ 6,31	40.656,88	R\$ 256.341,60
24	R\$ 3,20	37.784,49	R\$ 120.910,38
		TOTAL	R\$ 4.052.171,13

Assim, constata-se um vício na valoração e precificação do serviço ancilar de reserva no Brasil e uma consequente majoração do preço da energia elétrica no mercado de curto prazo, como foi discutido na seção 4.2.1 deste trabalho.

5.3 IMPACTO NAS USINAS QUE PRESTAM O SERVIÇO ANCILAR DE RESERVA

Além dos impactos mencionados acima, a atual metodologia de preservação de reserva impacta em especial os geradores hidrelétricos que integram o CAG, os quais estão sujeitos a experimentarem a situação de geração frustrada.

A partir dos resultados das simulações com o DESSEM, analisou-se também o arquivo de saída que indica a geração de energia semi-horária de cada usina hidrelétrica conectada ao SIN, o arquivo “PDO_HIDR”. Analisando e comparando esses resultados, foi possível identificar que, em grande parte dos casos, a geração de energia das usinas que compõe o CAG teria sido maior caso a reserva não fosse preservada no modelo. A seguir, são apresentados três exemplos para ilustrar essa constatação.

Tabela 5.2: Consolidação dos deficits financeiros totais

Dia	Deficit financeiro total
25/01/2019	R\$ 1.019.692,70
04/02/2019	R\$ 894.288,48
04/03/2019	- R\$ 25.292,58
11/04/2019	R\$ 38.560,34
21/05/2019	R\$ 0,00
17/06/2019	R\$ 43.572,95
01/07/2019	- R\$ 410,19
05/08/2019	R\$ 69.275,88
09/09/2019	R\$ 719.151,05
07/10/2019	R\$ 1.869.233,52
05/11/2019	R\$ 21.848.442,86
05/11/2019	R\$ 4.052.171,13

Na figura 5.7, registrou-se o comparativo das simulações para geração de energia prevista no programa diário de operação de 07/10/2019 para a usina hidrelétrica Ilha Solteira, a qual é participante do CAG. A linha azul representa a geração prevista na simulação com arquivos originais; a linha laranja, por sua vez, representa a geração prevista na simulação com arquivos modificados.

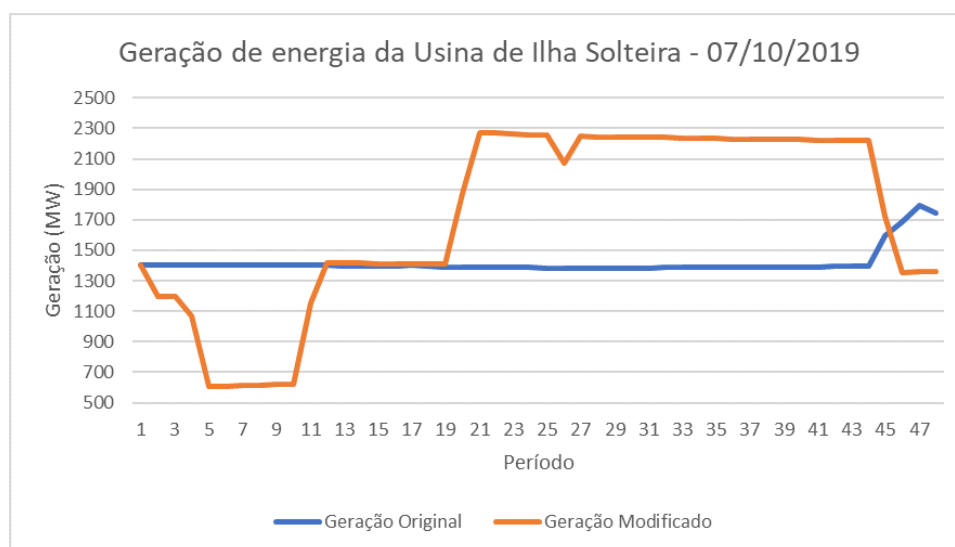


Figura 5.7: Comparativo de geração de energia da UHE Ilha Solteira no programa da operação de 07/10/2019

Ao observar ambas as curvas da figura 5.7, nota-se que, durante a maior parte do dia, a geração prevista na simulação com arquivos modificados é superior à geração prevista na simulação com arquivos originais. Ao contabilizar o montante de energia prevista para ser gerada, verifica-se que, no cenário em que não há preservação de reserva pelo DESSEM, a UHE Ilha Solteira é de fato programada para gerar mais energia, como indica a tabela 5.3.

Além disso, a partir da previsão de geração de energia e da previsão de PLD fornecidos como resultado das simulações, foi possível calcular uma estimativa da receita financeira do empreen-

dimento de geração de Ilha Solteira nos dois cenários em estudo. Para calcular a estimativa de receita (E.R.) para o dia inteiro (48 períodos), utilizou-se a equação 5.2 e o resultado foi consolidado também na tabela 5.3.

$$E.R. = \sum_{p=1}^{48} 0,5 \times G_p \times PLD_p \quad (5.2)$$

Sendo:

p - Período

G_p - Geração da usina no período p

PLD_p - Valor do PLD no período p

Tabela 5.3: Comparativo de previsão de geração de energia em Ilha Solteira em 07/10/2019

	Simulação com arquivos originais	Simulação com arquivos modificados
Geração de energia prevista	34.067,83 MWh	41.139,90 MWh
Estimativa de receita	R\$ 12.823.627,58	R\$ 15.493.723,70

De fato, os resultados da tabela 5.3 indicam um cenário de geração frustrada; caso a UHE Ilha Solteira não integrasse o CAG, ela provavelmente teria gerado mais energia na operação do dia 7 de outubro de 2019. A mesma configuração é observada nos resultados das simulações do dia 09/09/2019 em relação à usina hidrelétrica São Simão, também participante do CAG. Os resultados foram consolidados abaixo na figura 5.8 e na tabela 5.4.

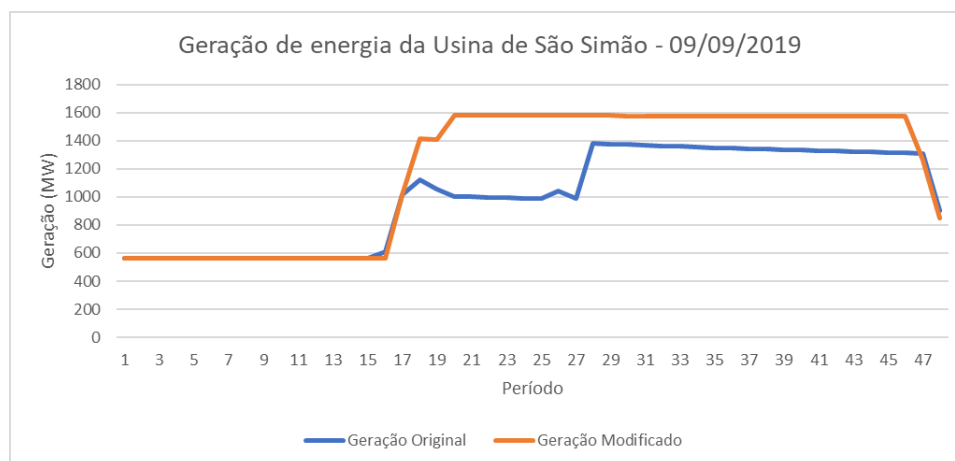


Figura 5.8: Comparativo de geração de energia da UHE São Simão no programa da operação de 09/09/2019

Um padrão semelhante pode ser também observado no caso da usina hidrelétrica de Três Irmãos, localizada no estado de São Paulo e também integrante do CAG, no dia 25/01/2019. Os resultados das simulações e comparações foram consolidados na figura 5.9 e na tabela 5.5 apresentadas abaixo.

Tabela 5.4: Comparativo de previsão de geração de energia em São Simão em 09/09/2019

	Simulação com arquivos originais	Simulação com arquivos modificados
Geração de energia prevista	24.012,07 MWh	28.768,90 MWh
Estimativa de receita	R\$ 6.138.300,67	R\$ 7.335.665,35

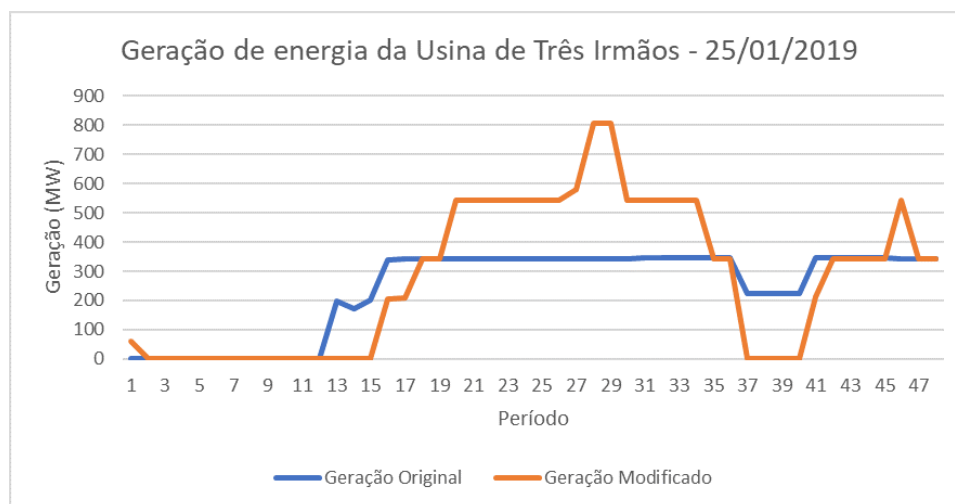


Figura 5.9: Comparativo de geração de energia da UHE Três Irmãos no programa da operação de 25/01/2019

Os números acima mostrados revelam o impacto da preservação da RPO no modelo DESSEM nas usinas que fazem parte do controle automático de geração. De maneira geral, as simulações realizadas indicam que a geração frustrada é frequente para as usinas do CAG.

No caso de Ilha Solteira em 07/10/2019, são 7.072,07 MWh de geração frustrada e R\$ 2.670.096,13 de diferença de receita financeira entre os dois cenários. Já na UHE São Simão em 09/09/2019, há 4.756,83 MWh de energia cuja geração foi frustrada e R\$ 1.197.364,68 de diferença de receita financeira. Por fim, na UHE Três Irmãos, para o dia 25/01/2019 foram identificados 958,69 MWh de geração frustrada bem como R\$ 272.391,21 de divergência no valor de receita prevista. Esses resultados foram consolidados na tabela 5.6. Apresentou-se os dados de diferentes usinas para dias distintos com o intuito de evidenciar que a geração frustrada ocorre, de fato, ao longo de vários meses do ano.

Pelo fato de essas usinas serem todas hidrelétricas e fazerem parte do MRE, é evidente que há também efeitos da representação da reserva nesse mecanismo, como será visto a seguir.

5.4 IMPACTO NO MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA

As usinas hidrelétricas conectadas ao SIN participam do mecanismo de realocação de energia (MRE), que consiste em um mecanismo financeiro de compartilhamento de risco hidrológico. Assim, na contabilização do mercado de curto prazo de energia pela CCEE, não é considerado quanto de energia cada UHE gerou individualmente; mas, sim, considera-se o montante de energia

Tabela 5.5: Comparativo de previsão de geração de energia em Três Irmãos em 25/01/2019

	Simulação com arquivos originais	Simulação com arquivos modificados
Geração de energia prevista	5.716,62 MWh	6.675,31 MWh
Estimativa de receita	R\$ 1.582.401,59	R\$ 1.854.792,80

Tabela 5.6: Consolidação das comparações realizadas em usinas que integram o CAG

	Geração de energia frustrada	Diferença de receita
UHE Ilha Solteira (07/10/19)	7.072,07 MWh	R\$ 2.670.096,13
UHE São Simão (09/09/19)	4.756,83 MWh	R\$ 1.197.364,68
UHE Três Irmãos (25/01/19)	958,69 MWh	R\$ 272.391,21

provido pelos participantes do MRE em conjunto.

Dessa forma, nota-se que, em razão da geração frustrada apresentada na seção anterior, a energia alocada ao MRE é menor. Essa consequência, por sua vez, impacta diretamente na receita dos geradores.

A receita dos geradores hidrelétricos no MCP advém da relação entre energia gerada pelas usinas do MRE e a soma das garantias físicas delas. Essa relação é expressa pelo *generating scaling factor* (GSF). Uma vez que a energia gerada é menor, mas a garantia física se mantém a mesma, o valor resultante do GSF reduz [46]. Nesse sentido, percebe-se que recai um prejuízo sobre as usinas do MRE.

6 CONCLUSÃO

Este trabalho teve como objetivo estudar os conceitos da prestação do serviço ancilar de reserva de potência operativa e, a partir disso, analisar a realidade do provimento desse serviço atualmente no Brasil. Os resultados obtidos com este estudo indicam que o atual serviço ancilar de reserva brasileiro não segue os padrões de mercados de reserva consolidados internacionalmente.

Inicialmente, buscou-se compreender no que consistem os serviços ancilares, com foco no de reserva de potência operativa. Uma vez exposta a grande importância desse serviço para os mercados de eletricidade, apresentou-se as várias perspectivas do mercado de reserva, como seu nível de confiabilidade, o grau de concorrência, tipos de produtos, etc. Apresentou-se, em seguida, o exemplo do consolidado mercado alemão.

Posteriormente, foram explorados os conceitos acerca dos algoritmos que resolvem o problema de alocação ótima de unidades geradoras em um sistema – o *unit commitment*. De forma especial, estudou-se a co-otimização dos mercados de energia e reserva. Ainda, no final do capítulo 3, foram trazidos resultados de simulações de sistemas-teste realizadas por meio do MATLAB. Por meio deles, foi possível constatar que, no universo dos cenários simulados, sistemas co-otimizados apresentam menor custo de operação do que sistemas com alocação arbitrária de reserva.

Partindo das definições e dos entendimentos consolidados até este ponto do trabalho, o capítulo 4 apresentou a concepção da prestação do serviço ancilar de reserva de potência operativa no Brasil e como ele é visto sob o ponto de vista da lei, da ANEEL e do ONS. Além disso, foram apresentados os antecedentes da adoção do DESSEM como modelo de despacho, enfatizando o contexto de escassez hídrica vivenciado no Brasil que culminou na regulamentação do despacho termelétrico fora da ordem de mérito pela REN 822/2018.

Em seguida, investigou-se a respeito do DESSEM, com grande enfoque em como a preservação e a alocação de reserva de potência operativa são realizadas no modelo. Verificou-se que são poucas as usinas consideradas aptas a prestarem o serviço de reserva e menos ainda as que de fato o prestam. Ainda, após constatar que a alocação da reserva não é otimizada na operação do SIN, foi possível realizar uma análise de quais são as consequências disso e como essas consequências atingem os diferentes agentes do mercado.

Por fim, no último capítulo, foram apresentados os procedimentos e os resultados de simulações realizadas no DESSEM com o intuito de avaliar os efeitos práticos da atual representação da preservação da reserva no modelo. Os resultados evidenciaram primeiramente que há atualmente escassez de recurso para atender ao requisito de reserva. Além disso, destacou-se o grande déficit financeiro que recai sobre o setor elétrico em razão da escassez de recurso e inexistência de processo de otimização na alocação e provimento de reserva.

Foram também avaliados os impactos gerados tanto nas usinas hidrelétricas prestadoras do serviço de reserva, como também naquelas que não o prestam. Tais impactos se tornam mais claros analisando o MRE, ao se perceber que, devido à atual modelagem da reserva no DES-SEM, menos energia é alocada ao mecanismo, podendo acarretar em prejuízo financeiro aos seus participantes.

Dessa maneira, conclui-se, com este trabalho, que diversos vícios estão presentes na forma que o setor elétrico brasileiro estruturou a alocação de reserva de potência operativa. Os prejuízos financeiros, a falta de remuneração, a ausência de otimização, a escassez de recurso e a inexistência de competição foram os principais problemas evidenciados no presente estudo. Nota-se, portanto, que é mister que o setor aprimore a prestação desse serviço, a fim de que a reserva de potência operativa seja provida com transparência, otimização, concorrência, equilíbrio de preço e, principalmente, segurança e eficácia.

Nesse contexto, propõe-se, como trabalho futuro, um estudo acerca de como valorar e remunerar o provimento de reserva no SIN por agentes que possuem outras tecnologias além da geração hidrelétrica, bem como a otimização dos recursos desses agentes. Ademais, sugere-se um estudo que proponha uma a criação de um mercado competitivo de serviços ancilares no Brasil. Propõe-se, ainda, a realização de estudos que utilizem de variáveis e processos estocásticos para modelar e estimar o requisito de reserva de potência operativa.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 1 REBOURS, Y.; KIRSCHEN, D. A survey of frequency and voltage control ancillary services — part i: Technical features. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 22, p. 350–357, 2007.
- 2 KIRSCHEN, D.; STRBAC, G. *Fundamentals of Power System Economics*. 1. ed. [S.l.]: John Wiley Sons, 2004.
- 3 BILLINTON, R.; ALLAN, R. *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. 2. ed. [S.l.]: Pitman Books, 1986.
- 4 PJM INTERCONNECTION. Library. Disponível em: <<https://www.pjm.com/library.aspx>>. Acesso em 13/06/2020.
- 5 OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELETRICO (ONS). Relatório do workshop de serviços ancilares. 2019.
- 6 MANSO, J. C. G.; LOYO, J. M. Y.; FELTRIN, A. P. Valorização da reserva operativa em um ambiente competitivo para geradores hidrelétricos. *Revista Controle Automação*, v. 21, p. 439–453, 2010.
- 7 SILVA, E. L. da. *Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica*. 2. ed. [S.l.]: Edson Luiz da Silva, 2012.
- 8 JALEELI, N.; VANSLYCK, L.; EWART, D.; FINK, L.; HOFFMANN, A. Understanding automatic generation control. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 7, p. 1106–1122, 1992.
- 9 HUNT, S. *Making Competition Work*. 1. ed. [S.l.]: Wiley-IEEE Press, 2002.
- 10 DEUTSCHE GESELLSCHAFT FUR INTERNATIONALE ZUSAMMENARBEIT (GIZ) GMBH. Incentivizing flexibility: The role of the power market in germany. *Sino-German Energy Partnership c/o Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH*, 2019.
- 11 MANSO, J. C. G. Valorização de serviços ancilares de reserva em geradores hidrelétricos. *UNESP*, 2010.
- 12 STOFT, S. *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. [S.l.]: John Wiley Sons, 2002.
- 13 REBOURS, Y.; KIRSCHEN, D.; TROTIGNON, M. Fundamental design issues in markets for ancillary services. *The Electricity Journal*, v. 20, p. 26–34, 2007.
- 14 OREN, S. Auction design for ancillary reserve products. *IEEE*, v. 1, p. 1238–1239, 2002.
- 15 MANSO, J. G.; GUERRA, W. Despacho de reserva em um sistema hidrelétrico considerando cargas interruptíveis. *IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*, v. 1, p. 1–6, 2012.
- 16 COSTA, A. S. Planejamento da operação de sistemas de energia elétrica. *UFSC*, 2006.
- 17 WOOD, A.; WOLLENBERG, B.; SHEBLE, G. *Power Generation, Operation and Control*. 3. ed. [S.l.]: Wiley-IEEE Press, 2014.
- 18 HEDMAN, K.; FERRIS, M.; O'NEILL, R.; FISCHER, E.; OREN, S. Co-optimization of generation unit commitment and transmission switching with n-1 reliability. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 25, p. 1052–1063, 2010.

- 19 LI, Z.; SHAHIDEHPOUR, M. Security-constrained unit commitment for simultaneous clearing of energy and ancillary services markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 20, p. 1079–1088, 2005.
- 20 AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR (AEMO). Guide to ancillary services in the national electricity market. 2015. Disponível em: <<https://aemo.com.au/>>.
- 21 PJM INTERCONNECTION. Pjm manual: Energy ancillary services market operations. *PJM*, 2019. Disponível em: <<https://www.pjm.com/>>.
- 22 NEW YORK INDEPENDENT SYSTEM OPERATOR (NYISO). Library. Disponível em: <<https://www.nyiso.com/>>.
- 23 STANOJEVIC, V. Unit commitment by dynamic programming method. Disponível em: <<https://github.com/natalia-at/TCCgraduacao>>.
- 24 ABDELAZIZ, A. Y.; KAMH, M. Z.; MEKHAMER, S. F.; BADR, M. A. An augmented hopfield neural network for optimal thermal unit commitment. *International Journal of Power System Optimization*, v. 2, p. 37–49, 2010.
- 25 BRASIL. Lei nº 9.648. 1998. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9648cons.htm>.
- 26 AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA (ANEEL). Resolução nº 265. 2003. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/res2003265.pdf>>.
- 27 AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA (ANEEL). Resolução normativa nº 697. 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015697.pdf>>.
- 28 AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA (ANEEL). Acesso a informação. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/acessoainformacao>>. Acesso em 06/09/2020.
- 29 BRASIL. Decreto nº 5.163. 2004. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm>.
- 30 OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELETRICO (ONS). Submódulo 10.6 - procedimentos de rede ons. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/>>.
- 31 OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELETRICO (ONS). O sistema em números. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. Acesso em 07/09/2020.
- 32 OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELETRICO (ONS). Resultados da operação. Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_armazenada.aspx>. Acesso em 07/09/2020.
- 33 AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA (ANEEL). Consulta pública 07/2016: Obter subsídios sobre a avaliação da necessidade de representar a reserva operativa nos modelos computacionais utilizados para o planejamento e programação de despacho eletroenergético e para a formação do preço de liquidação das diferenças - pld. 2016. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas-antigas>>.
- 34 AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA (ANEEL). Tomada de subsídios 06/2019: Obter subsídios para fomentar abertura de discussão sobre o tema serviços ancilares aplicáveis ao sistema interligado nacional – sin. 2019. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/tomadas-de-subsidios>>.
- 35 SEHN, P. A. Reserva de potência operativa e o mercado de serviços ancilares. 2019. Disponível em: <<https://www.canalenergia.com.br/artigos/53099817/reserva-de-potencia-operativa-e-o-mercado-de-servicos-ancilares>>.

- 36 MINISTERIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Portaria 301/2019. 2019. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/36144/867756/Portaria_n_301-2019.pdf>.
- 37 CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA (CEPEL). Manual do usuário - dessem. Abril 2020.
- 38 CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA (CEPEL). Manual de referência - dessem. Julho 2003.
- 39 OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELETRICO (ONS). Sobre o modelo decomp. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/>>. Acesso em 27/05/2020.
- 40 OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELETRICO (ONS). Portal sintegre. Disponível em: <<https://sintegre.ons.org.br/>>. Acesso em 03/06/2020.
- 41 OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELETRICO (ONS). Acervo digital. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/conhecimento/acervo-digital/documentos-e-publicacoes>>. Acesso em 10/11/2019.
- 42 AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA (ANEEL). Biblioteca virtual. Disponível em: <<https://biblioteca.aneel.gov.br/>>. Acesso em 31/05/2020.
- 43 NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL). Alternative approaches for incentivizing the frequency responsive reserve ancillary service. 2012. Disponível em: <<https://www.osti.gov/>>.
- 44 CAMERA DE COMERCIALIZACAO DE ENERGIA ELETRICA (CCEE). O que fazemos. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/portal/>>. Acesso em 01/06/2020.
- 45 CAMERA DE COMERCIALIZACAO DE ENERGIA ELETRICA (CCEE). Biblioteca virtual. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/aceso_rapido_header_publico_nao_logado/biblioteca_virtual>. Acesso em 15/07/2020.
- 46 MEGAWHAT - INTELIGENCIA DE MERCADO. Conhecimento. Disponível em: <<https://megawhat.energy/verbetes>>. Acesso em 28/09/2020.

APÊNDICES

I.1 ANEXO I

Tabela 1: Dados da reserva do dia 04/02/2019 para as simulações com arquivos originais e modificados

Período	Reserva de Potência Original (MW)	Reserva Mínima Original (MW)	Reserva de Potência Modificado (MW)	Reserva Mínima Modificado (MW)
1	5308.2	3387	5351.3	0
2	5885.3	3306	5892.6	0
3	6464.6	3238	6464.7	0
4	6792.3	3178	6792.4	0
5	6793.2	3135	7198.6	0
6	7531.1	3099	7600.9	0
7	7812.2	3073	7684.2	0
8	8076.8	3056	8004.3	0
9	8147.7	3049	8010.7	0
10	7562.1	3048	7926.6	0
11	7552.3	3069	7537.6	0
12	6732.9	3111	6927.7	0
13	6304.5	3167	6284.6	0
14	5912.2	3173	5896.2	0
15	5592	3231	5578.3	0
16	5309.5	3349	4992.5	0
17	4686	3507	4670.5	0
18	4624.9	3644	4609.7	0
19	4480.4	3762	4604.3	0
20	3857	3857	4460.1	0
21	3915	3915	3882.1	0
22	3955	3955	3595.4	0
23	3972	3972	3593.2	0
24	3953	3953	3655.6	0
25	3909	3909	4262.3	0
26	3939	3939	4090.1	0
27	3996	3996	3581.4	0
28	4067	4067	3579.3	0
29	4115	4115	3238.6	0
30	4150	4150	3209.3	0

31	4166	4166	3156.7	0
32	4164	4164	3237.4	0
33	4153	4153	3394.3	0
34	4101	4101	3568	0
35	3996	3996	3642.8	0
36	4498.4	3860	4497.5	0
37	4502.9	3703	4563.2	0
38	4696.1	3592	4615.6	0
39	4692	3506	4824.1	0
40	4680.6	3586	4685.6	0
41	4460.9	3714	4526.3	0
42	4453.3	3845	4454.5	0
43	4447.3	3899	4448.6	0
44	4442.1	3910	4443.7	0
45	4412	3934	4438.6	0
46	4292.9	3938	4432.4	0
47	4427.2	3869	4428.8	0
48	4424.2	3761	4490.7	0