



Mateus Alves Cavaliere

**Otimização da Estratégia de Descontratação
das Distribuidoras: Uma Abordagem Sob
Incerteza**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica do Departamento de Engenharia Elétrica da PUC-Rio.

Orientador: Professor Alvaro de Lima Veiga Filho

Rio de Janeiro
Setembro de 2021



Mateus Alves Cavaliere

**Otimização da Estratégia de Descontratação
das Distribuidoras: Uma Abordagem Sob
Incerteza**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo:

Professor Alvaro de Lima Veiga Filho

Orientador

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Dr. Sergio Granville

PSR

Professor Alexandre Street de Aguiar

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 30 de Setembro de 2021

Todos os direitos reservados. A reprodução, total ou parcial do trabalho, é proibida sem a autorização da universidade, do autor e do orientador.

Mateus Alves Cavaliere

Graduado em engenharia elétrica, com ênfase em sistemas de potência, pela Universidade Federal do Rio de Janeiro em 2017. Intercâmbio acadêmico em Energias Renováveis na Hochschule Ruhr West, Alemanha, nos anos de 2014 e 2015.

Ficha Catalográfica

Cavaliere, Mateus Alves

Otimização da Estratégia de Descontratação das Distribuidoras: Uma Abordagem Sob Incerteza / Mateus Cavaliere ; advisor: Alvaro Veiga. – 2021.

101 f.: il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica, 2021.

Inclui bibliografia

1. Métodos de Apoio à Decisão – Teses. 2. Otimização sob Incerteza. 3. Comercialização de Energia. 4. Distribuidoras. 5. Programação Inteira. I. Veiga, Alvaro. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Elétrica. III. Título.

CDD: 621.3

Agradecimentos

Ao meu orientador Professor Álvaro Veiga pelo estímulo e parceria para a realização deste trabalho.

A PUC-Rio e PSR, por fornecerem as condições sem as quais este trabalho não poderia ter sido realizado e por proporcionar um ambiente fértil para as discussões que resultaram neste documento.

A minha mãe Maria Lucia Alves, ao meu pai Eduardo Cavaliere e a minha irmã Julia Cavaliere que me mostram todos os dias a razão pela qual a existe a vida.

A minha amada companheira, Isabella Dannemann, que está sempre ao meu lado me incentivando com seu amor e sendo minha fonte de inspiração diária para superar todos os desafios.

Aos meus grandes amigos, Daniel Erbesfeld, Jairo Terra, Leticia Santiago, Lucas Marinho, Natalia Ribeiro, Matheus Lopes e Ryan Berriel com quem tenho o prazer de desfrutar momentos de extrema felicidade e amor.

Aos meus companheiros da PSR, em especial ao Rodrigo Gelli e ao Sergio Granville por todos os ensinamentos diários e por todo apoio durante a realização desse trabalho.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

Resumo

Cavaliere, Mateus; Veiga, Alvaro. **Otimização da Estratégia de Descontratação das Distribuidoras: Uma Abordagem Sob Incerteza**. Rio de Janeiro, 2021. 101p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

No Brasil, as distribuidoras (DisCos) devem suprir seu crescimento de carga por meio de contratos comercializados em leilões centralizados de Energia Nova, nos quais são leiloados contratos com entrega 4 anos a frente. No entanto, projetar a demanda de energia para vários anos à frente é muito desafiador, pois o consumo de energia é muito dependente da taxa de crescimento da economia, da possibilidade de surgimento de uma nova solução/tecnologia (geração solar distribuída) e da migração de consumidores cativos para o mercado livre.

Embora as distribuidoras possam repassar os custos do excedente contratual de até 5 % nas tarifas de energia, esse limite tem se mostrado insuficiente desde que a última crise econômica no Brasil (2015) derrubou as expectativas de crescimento do consumo, deixando as distribuidoras com um superavit de contrato enorme. Essa situação tornou-se um problema para as distribuidoras, uma vez que esses contratos são liquidados no mercado *spot*, expondo-as ao preço *spot*, variável demasiadamente volátil no Brasil, e comprometendo assim a os seus fluxos de caixa.

Neste contexto, criou-se o Mecanismo de Venda de Excedentes - MVE, um importante instrumento regulatório para gerenciamento do portfólio das distribuidoras. Por meio deste mecanismo as distribuidoras são capazes de vender, em um leilão centralizado, seus excedentes contratuais, reduzindo assim sua exposição ao mercado *spot*.

Assim, este trabalho tem como objetivo propor uma metodologia para otimizar a estratégia das distribuidoras nos processamentos de MVE utilizando o conceito de Decisão sob Incerteza. Em outras palavras, o modelo indicará uma estratégia de venda de contratos no MVE, considerando o perfil de aversão ao risco do agente, avaliando os diferentes custos de oportunidade existentes neste processo de tomada de decisão.

Palavras-chave

Otimização sob Incerteza; Comercialização de Energia; Distribuidoras; Programação Inteira.

Abstract

Cavaliere, Mateus; Veiga, Alvaro (Advisor). **Optimization of distribution companies' strategy for participating in the contract surplus selling mechanism – MVE: a decision under uncertainty approach**. Rio de Janeiro, 2021. 101p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

In Brazil, distribution companies (DisCos) must supply their expected load growth with contract purchases in centralized New Energy Auctions, in which commercial operation date – COD of generation projects being sold is (at least) 4 years ahead. Projecting energy demand for several years ahead is very challenging as energy consumption is very dependent on economy growth rate, the possibility of a surge of a new solution/technology (solar distributed generation) and the migration of captive consumers to the free market, to name a few.

Even though distribution companies are allowed to pass through the costs of contract surplus of up to 5% in energy tariffs, this threshold was shown insufficient when the latest economic crisis in Brazil (2015) has knocked over consumption growth expectations, leaving distribution companies with huge contract surplus. This situation became a problem for the distribution companies since these contracts must be settled in the spot market, exposing them to the spot price, which is very volatile, and compromising their cash flow.

In this context, the Mecanismo de Venda de Excedentes - MVE was created, an essential regulatory instrument to help distribution companies manage their energy portfolio. Through this mechanism, DisCos can sell in a centralized auction their contracts surplus, reducing their position in the spot market.

This work aims to propose a methodology to optimize the distribution companies' strategy in the MVE auctions using the theory of the Decision under Uncertainty. In other words, the model will indicate a strategy to sell contracts in the MVE, considering the agent's risk aversion profile, evaluating all the opportunity costs involving in this decision-making.

Keywords

Optimization under Uncertainty; Energy trading; Distribution Companies; Integer programming.

Sumário

1	Introdução	11
2	Contratação de energia no ambiente regulado	18
2.1	Mecanismos de Contratação	18
2.2	Mecanismos de Descontratação	24
2.3	Repasse dos Custos da Contratação às Tarifas dos Consumidores Finais	33
3	Aspectos da formação de preço no Setor Elétrico Brasileiro	42
3.1	Preço <i>spot</i>	42
3.2	Curva <i>Forward</i> de Contratos de Energia	51
4	Modelagem matemática para otimização dos volumes de descontratação	57
4.1	Variáveis de entrada	57
4.2	Representação do perfil de aversão ao risco	59
4.3	Tratamento dos dados do problema de otimização	62
4.4	Formulação do problema de otimização	66
5	Estudo de Caso	74
5.1	Premissas	74
5.2	Resultados	90
6	Conclusão	97
	Referências bibliográficas	98

Lista de figuras

Figura 1.1	Comparativo PIB projetado vs PIB realizado	13
Figura 1.2	Número de consumidores no mercado livre	14
Figura 1.3	Capacidade instalada de MMGD no SIN	14
Figura 1.4	Relação entre os montantes de contratos de compra de energia e a carga verificada em cada ano da Distribuidora Brasil	15
Figura 1.5	Montante contratual reduzido pelas distribuidora nos mecanismos de descontratação	16
Figura 1.6	Posição contratual da distribuidora Brasil em relação a sua carga verificada em cada ano após descontratação	16
Figura 2.1	<i>Mix</i> contratual da distribuidora Brasil em 2020	19
Figura 2.2	Linha do tempo com as discussões de aprimoramentos do Mecanismo de Venda de Excedentes	28
Figura 2.3	Exemplo de processamento do MVE	29
Figura 2.4	Calendário de processamento dos MVEs ao longo do ano	31
Figura 2.5	Caso #1: Sobrecontratação com venda de energia no MVE de parcela acima do limite de sobrecontratação	38
Figura 2.6	Caso #2: Sobrecontratação com venda de energia no MVE de parcela acima e abaixo do limite de sobrecontratação	39
Figura 2.7	Caso #3: Sobrecontratação com venda de energia no MVE, mudando a posição de sobrecontratação para exposição	40
Figura 2.8	Caso #4: Exposição com venda de energia no MVE, aumentando a exposição	41
Figura 3.1	Dilema da operação em sistemas hidrotérmicos	43
Figura 3.2	Função de Custo Imediato e Função de Custo Futuro	44
Figura 3.3	Crescimento do market share do Mercado Livre	51
Figura 3.4	Representação das curvas de oferta e demanda por contratos de energia	52
Figura 3.5	Árvore de cenários clusterizados	54
Figura 3.6	Exemplo de uma matriz de transição em uma cadeia de Markov	55
Figura 4.1	Representação gráfica do CVaR	60
Figura 4.2	Exemplo - Balanço energético de recursos e requisitos	63
Figura 4.3	Exemplo - Volumes de compra e venda no Mercado de Curto Prazo	63
Figura 4.4	Exemplo - Alocação entre os agentes dos volumes de energia liquidados no MCP	65
Figura 4.5	Representação gráfica do CVaR	72
Figura 5.1	Cadeia de modelos de simulação	74
Figura 5.2	Produtos negociados em cada um dos processamentos do MVE	75
Figura 5.3	Projeção de carga para o SIN	77

Figura 5.4	Histórico de médias móveis da ENA do SIN	79
Figura 5.5	Curvas de referência para Sudeste - 2021	80
Figura 5.6	Projeção do PLD para o Sudeste	81
Figura 5.7	Estatísticas da projeção do PLD para o Sudeste	82
Figura 5.8	Função distribuição acumulada do PLD em 2025	82
Figura 5.9	Estatísticas da projeção do PLD do Sudeste em 2025 para os períodos de vigência dos produtos do MVE	83
Figura 5.10	Estatísticas da projeção de curva <i>forward</i>	84
Figura 5.11	Histórico de contratos e carga da CEB	85
Figura 5.12	Balanco de contratos e carga da CEB em 2019	86
Figura 5.13	Mix de contratos da CEB em 2019	86
Figura 5.14	Projeção do P_{MIX} da CEB	87
Figura 5.15	Estatísticas da projeção do P_{MIX} da CEB	88
Figura 5.16	Estatísticas da projeção do P_{MIX} da CEB em 2025 para os períodos de vigência dos produtos do MVE	89
Figura 5.17	Preço de equilíbrio para o produto 4º trimestre	92
Figura 5.18	Função distribuição acumulada do resultado financeiro da distribuidora caso de sensibilidade ao preço	92
Figura 5.19	Função distribuição acumulada do resultado financeiro da distribuidora caso de sensibilidade ao parâmetro de aversão ao risco	94

Lista de tabelas

Tabela 2.1	Resumo das modalidades de MCSD de Energia Existente	26
Tabela 2.2	Resumo das modalidades de MCSD de Energia Nova	27
Tabela 4.1	Variáveis de entrada do modelo de otimização	58
Tabela 4.2	Variáveis de decisão e variáveis auxiliares utilizadas na modelagem do problema de otimização	67
Tabela 5.1	Projeção do crescimento do PIB	77
Tabela 5.2	Capacidade instalada, em GW, da nova oferta para o sistema	78
Tabela 5.3	Dados de entrada para cálculo dos Custos Variáveis Unitários	79
Tabela 5.4	Premissa de preço para os demais produtos do MVE	84
Tabela 5.5	Estratégias dos casos de sensibilidade ao preço	91
Tabela 5.6	Estatísticas do resultado financeiro da distribuidora no caso de sensibilidade ao preço	92
Tabela 5.7	Estratégias dos casos de sensibilidade ao parâmetro de aversão ao risco	93
Tabela 5.8	Estatísticas do resultado financeiro da distribuidora no caso de sensibilidade ao parâmetro de aversão ao risco	94
Tabela 5.9	Estratégia de declaração ótima por meio de uma curva de oferta para diferentes produtos	96

1 Introdução

Os contratos de energia (CE) são fundamentalmente instrumentos financeiros utilizados em mercados elétricos pelos agentes como um mecanismo para estabilizar seus fluxos de caixa e protegê-los contra a volatilidade dos preços no Mercado de Curto Prazo (MCP). Em alguns mercados, esses contratos são também utilizados para determinar o montante de energia a ser gerado ou consumido pelos agentes, funcionando nesse caso como um instrumento para coordenação do despacho do parque gerador pelos operadores.

Como qualquer outro tipo de contrato, os CEs impõem aos agentes direitos e obrigações. Nos contratos mais comumente negociados nos mercados elétricos, também chamado de Contratos *Forward*, geralmente se estabelece um montante de energia, que o vendedor se compromete a entregar ao comprador, com a contrapartida de um pagamento fixo. Desta forma, os vendedores se protegem contra cenários de preços spot baixo assumindo o compromisso de entregar o montante previsto em contrato, enquanto os compradores se protegem contra cenários de preço spot alto assumindo o compromisso de pagar o montante estabelecido em contrato.

No Brasil, além de funcionar como *hedge* contra a volatilidade dos preços no curto prazo, esses contratos desempenham um papel importante na garantia da adequabilidade de suprimento. Isso porque à época da reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, pós período de racionamento, um dos principais objetivos do governo era garantir que não houvesse novamente um problema de suprimento de energia.

De maneira a obrigar que os contratos de energia exercessem essa função de garantidor de oferta física para atendimento da demanda, definiu-se por meio do Decreto 5.163/2004^[1] que os consumidores devem contratar 100% do seu consumo por meio de contratos de energia, que por sua vez devem ser respaldados por certificados de Energia Assegurada, ou Garantia Física, atrelados a ativos físicos de geração. Desta forma, garante-se que todo crescimento de consumo demandará novos contratos de energia que por sua vez impulsionarão a construção de nova oferta.

Uma outra particularidade do mercado elétrico brasileiro está nos serviços prestados pelas concessionárias de distribuição de energia (DisCo). Esses agentes são responsáveis por fornecer, além dos serviços de distribuição de energia (“fio”), o serviço de gestão de energia dos consumidores cativos (“comercialização”). Assim, as distribuidoras são também responsáveis por planejar a contratação de energia de maneira a garantir o suprimento energético de seus consumidores, que hoje representam em consumo aproximadamente 70% de todo o mercado.

De maneira a aumentar a eficiência dessa contratação e garantir a modicidade tarifária para os consumidores cativos, a Lei 10.848/2004^[2] em seu Art. 2º define que as distribuidoras devem comprar seus contratos de energia por meio de licitação que deverá ser organizada e realizada diretamente pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) ou por intermédio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Ainda nesta mesma lei, a energia associada a contratação é segregada em dois grandes grupos: i) proveniente de empreendimentos de geração existente, também chamados de Energia Existente (EE); e ii) proveniente de novos empreendimentos de geração, também chamados de Energia Nova (EN). No Decreto 5.163/2004^[1] é definido que os Leilões de Energia Existente (LEE) deverão ser realizados com uma antecedência de um a cinco anos (A-1 a A-5), enquanto que para os Leilões de Energia Nova (LEN) essa antecedência é de três a seis anos (A-3 a A-6).

Nota-se, portanto, que as distribuidoras desempenham papel fundamental na expansão da matriz elétrica uma vez que elas são responsáveis por decidir qual o montante será contratado via LEN para atendimento do crescimento do consumo seus consumidores.

Destaca-se, no entanto, que o processo de contratação de energia depende da determinação do montante a ser contratado, que por sua vez está diretamente relacionado com a perspectiva do agente a respeito do seu consumo de energia elétrica. No caso das distribuidoras, por atender a consumidores de diferentes segmentos (residenciais, comerciais, industriais etc.) essa projeção se torna ainda mais difícil uma vez que cada um desses grupos é afetado de maneira diversa por elementos da economia real. Assim, a legislação dada pelo Decreto 5.163/2004^[1] em seu Art. 38º garante que as distribuidoras poderão repassar aos consumidores cativos os custos associados a contratação de energia, limitados a cento e cinco por cento do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição.

Entretanto, o descasamento temporal existente entre a realização do leilão e o início do contrato de energia aliado a longa duração dos contratos negociados expõem, de sobremaneira, as concessionárias de distribuição a evolução de seu mercado, que está sujeito a questões econômicas conjunturais, mudanças regulatórias ou até mesmo *disrupturas* tecnológicas.

A recessão econômica ocorrida no Brasil ao longo dos anos de 2015 e 2016 resultou em uma redução expressiva no consumo de energia elétrica que expôs uma das fragilidades do modelo de contratação vigente. A Figura 1.1 mostra a diferença entre a expectativa dos agentes em relação a evolução do PIB, variável intrinsecamente ligada ao consumo de energia elétrica, e os valores realizados. Observa-se que a expectativa do mercado para o período 2012-2016 era de um crescimento médio do PIB de 4,6%, enquanto o realizado chegou a -3,5% nos anos mais impactados pela recessão. Estima-se que essa frustração do PIB devido a recessão econômica pode ter sobreofertado o sistema em até 6 GWm em 2016.

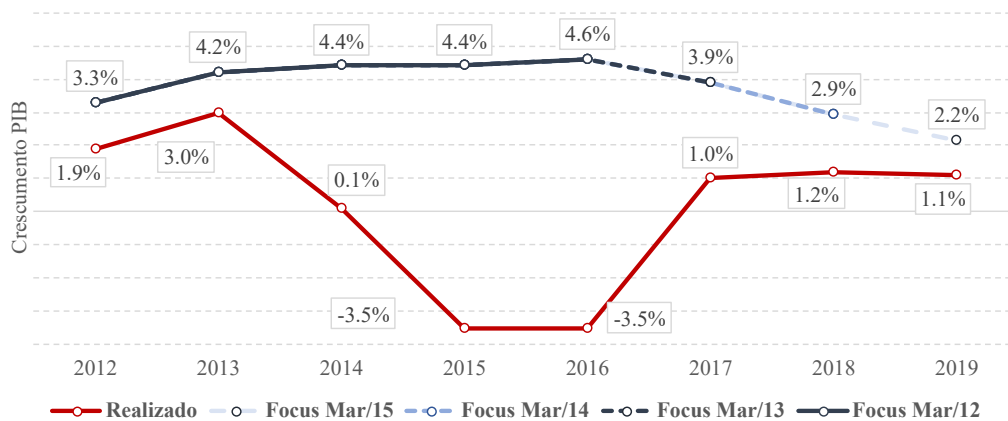


Figura 1.1: Comparativo PIB projetado vs PIB realizado

Aliado a isso, no mesmo período ocorreram recorrentes aumentos nas tarifas das distribuidoras, decorrentes de equivocadas políticas tarifárias, que intensificaram o movimento de migração de consumidores para o Ambiente de Comercialização Livre (ACL), reduzindo ainda mais o consumo das distribuidoras.

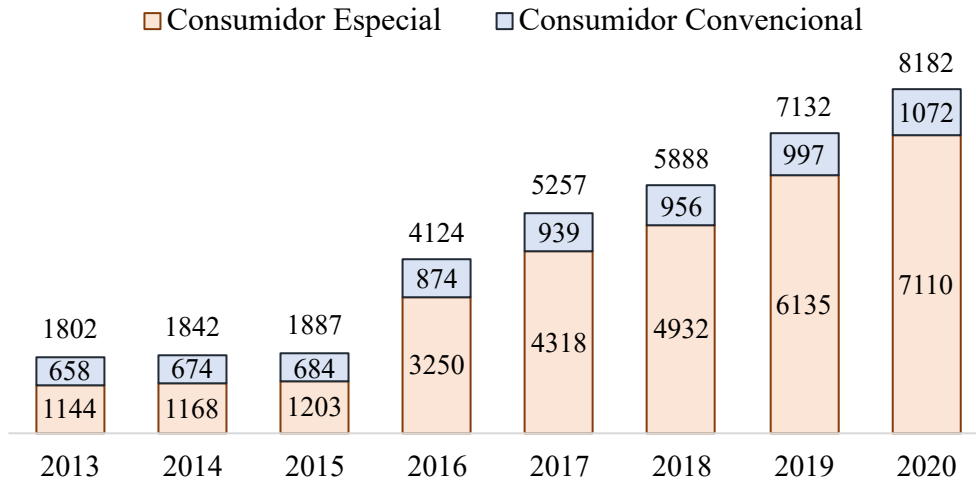


Figura 1.2: Número de consumidores no mercado livre

Por fim, mais recentemente tem-se observado um crescimento expressivo da Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD). Com a redução dos custos de produção e importação e as altas tarifas de suprimento, essa tem se mostrado uma alternativa interessante de redução de custos para os consumidores que não podem, de acordo com a legislação, migrar para o mercado livre.

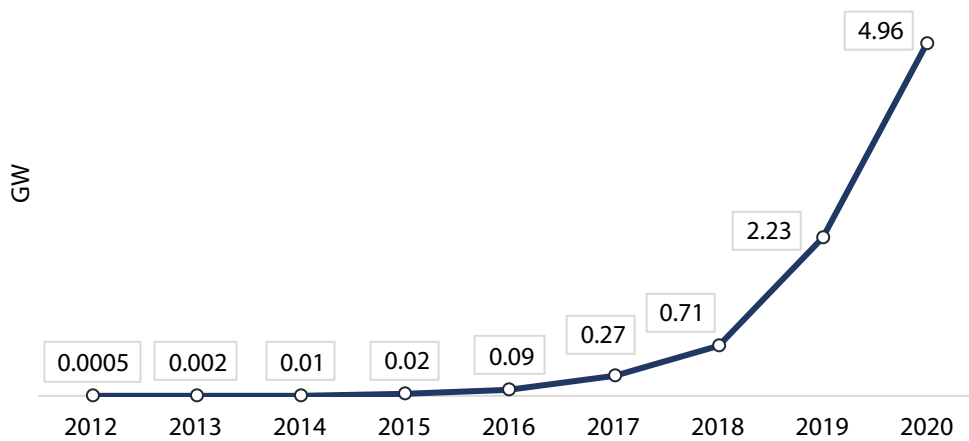


Figura 1.3: Capacidade instalada de MMGD no SIN

A confluência desses três movimentos ao longo dos últimos anos levou a uma situação de sobrecontratação das distribuidoras. A Figura 1.4 mostra que desde 2016 as distribuidoras possuem, em média, montante de compra de energia bem acima do limite estabelecido pela regulação. Assim, se considerarmos as perspectivas para o futuro da regulação setorial, que vai no sentido de aumentar o poder de decisão dos consumidores, quer seja na possibilidade de migrar para o mercado livre ou em colocar um painel solar em sua casa, chegaremos a conclusão que essa sobrecontratação é, de certa forma, estrutural.

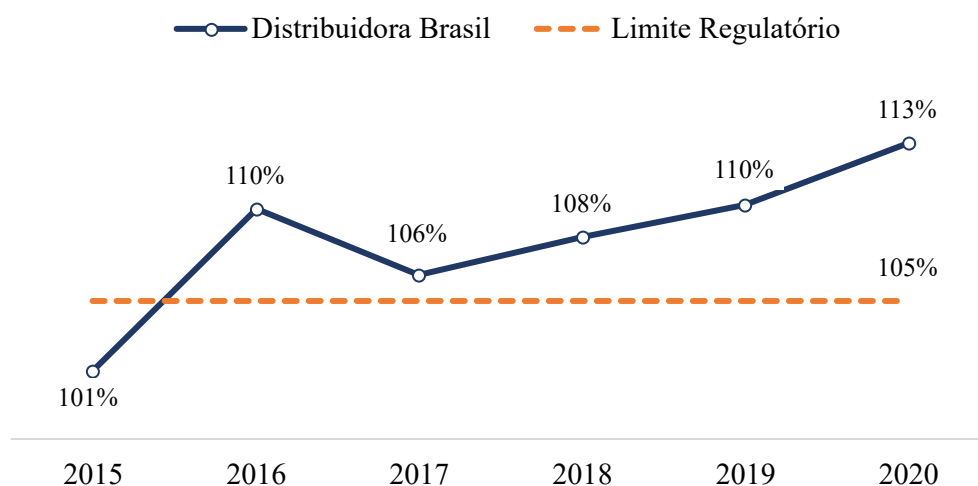


Figura 1.4: Relação entre os montantes de contratos de compra de energia e a carga verificada em cada ano da Distribuidora Brasil

Tendo isso em vista, a Aneel regulamentou nos últimos anos três mecanismos que visam garantir as distribuidoras ferramentas para melhor gerenciar seus portfólios. A saber:

- i Negociação Bilateral entre agentes signatários de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR de energia nova (REN 711/2016);
- ii Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração (MCSD-EN);
- iii Mecanismo de Venda de Excedentes (MVE).

Cabe ressaltar que cada um desses mecanismos possui um tratamento regulatório diferenciado, como será detalhado na Seção 2.2, gerando assim oportunidades e riscos diferentes para os agentes. A Figura 1.5 mostra o montante reduzido por meio de cada um desses mecanismos ao longo dos últimos anos. Observa-se, pelos volumes descontratados, que esses três mecanismos têm sido largamente utilizados pelas distribuidoras para gerenciamento de seus portfólios.

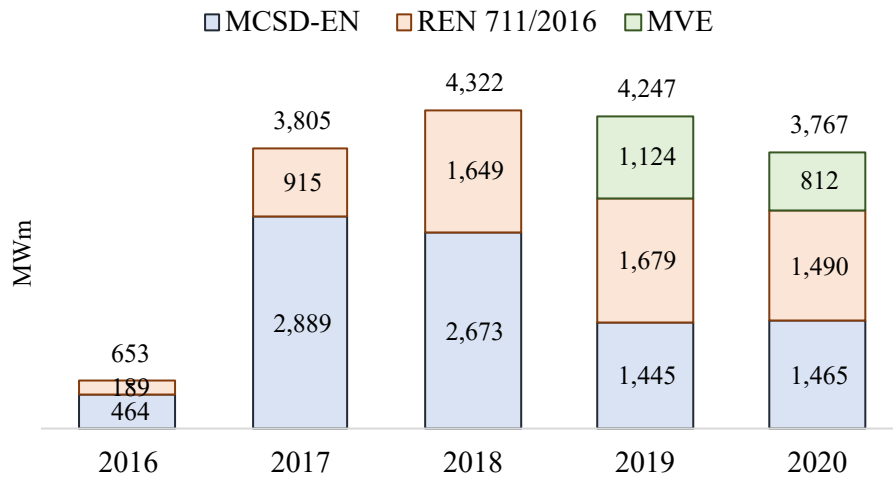


Figura 1.5: Montante contratual reduzido pelas distribuidora nos mecanismos de descontração

Nota-se ainda que a partir de 2017 a utilização desses mecanismos para gerenciamento de portfólio foi intensificada, o que possibilitou que as distribuidoras reduzissem suas sobras contratuais de tal maneira que atingissem marcas próximas ao limite regulatório, como apresentado na Figura 1.6.

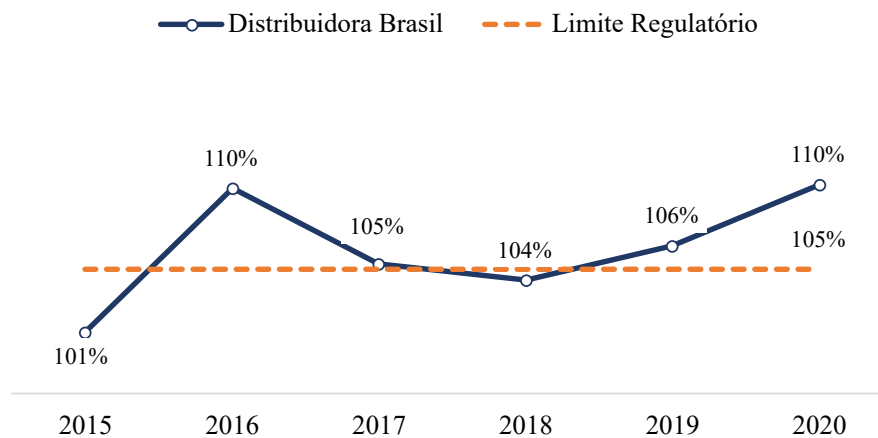


Figura 1.6: Posição contratual da distribuidora Brasil em relação a sua carga verificada em cada ano após descontração

Observa-se, portanto, que esses mecanismos já são hoje ferramentas importantes, e muito utilizadas, para gerenciamento do portfólio pelas distribuidoras e tendem a ter sua importância amplificada à medida que as decisões com relação ao suprimento, quer seja na escolha do supridor ou da solução de suprimento, se tornem mais descentralizadas.

Assim, esse documento apresenta uma revisão regulatória do tratamento dado a cada um dos mecanismos de descontratação citados e uma proposta de metodologia para otimizar a estratégia de participação das distribuidoras nos Mecanismo de Venda de Excedentes. Essa metodologia permite que os agentes tomem decisões relativas aos montantes e preços a serem ofertados nos diferentes processamentos, considerando os aspectos regulatórios e os custos de oportunidade dos agentes, sob a ótica de risco-retorno.

O restante do documento está organizado da seguinte forma: no capítulo 2 são apresentados os aspectos regulatórios dos mecanismos de contratação e descontratação vigentes. No capítulo 3 são apresentados os aspectos inerentes a formação de preço, tanto *spot* quanto dos contratos *forward*, no Setor Elétrico Brasileiro - principais custos de oportunidade para a liquidação dos excedentes contratuais das distribuidoras. No capítulo 4 é apresentada a modelagem proposta para o problema de decisão de descontratação dos agentes. No capítulo 5 são apresentadas algumas aplicações da metodologia por meio de estudos de caso e no capítulo 6 as principais conclusões e trabalhos futuros.

2

Contratação de energia no ambiente regulado

2.1

Mecanismos de Contratação

O atual marco legal do Setor Elétrico Brasileiro estabelece, por meio do Art. 2º do Decreto 10.848/2004 ^[2], como responsabilidade das distribuidoras a contratação de energia para suprimento a totalidade do seu mercado. De acordo com §8º desse artigo, para aferição de atendimento a essa obrigação se considera a energia elétrica:

1. contratada pela distribuidoras até a data de publicação desta Lei (Contratos Bilaterais Regulados - CBR);
2. proveniente de usinas participantes do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA);
3. proveniente de Itaipu Binacional (Itaipu) e Angra 1 e 2;
4. proveniente de usinas cuja concessão foi prorrogada ou licitada nos termos da Lei 12.783/2013^[3] (Contratos de Cotas de Garantia Física - CCGF);
5. proveniente de Geração Distribuída (GD)¹
6. proveniente de leilões regulados de energia (Contrato Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR) podendo ser oriunda de:
 - empreendimentos de geração existentes (Leilões de Energia Existente - LEE);
 - novos empreendimentos de geração (Leilões de Energia Nova - LEN);
 - fontes alternativas (Leilões de Fontes Alternativas - LFA);

¹Destaca-se que as regras aplicadas a essa modalidade de contratação possui distinção daquela aplicável aos geradores de menor porte, em sua maioria painéis solares, instalados pelos consumidores em suas residências e comércios

A Figura 2.1 apresenta o *mix* de contratação das distribuidoras para o ano de 2020.

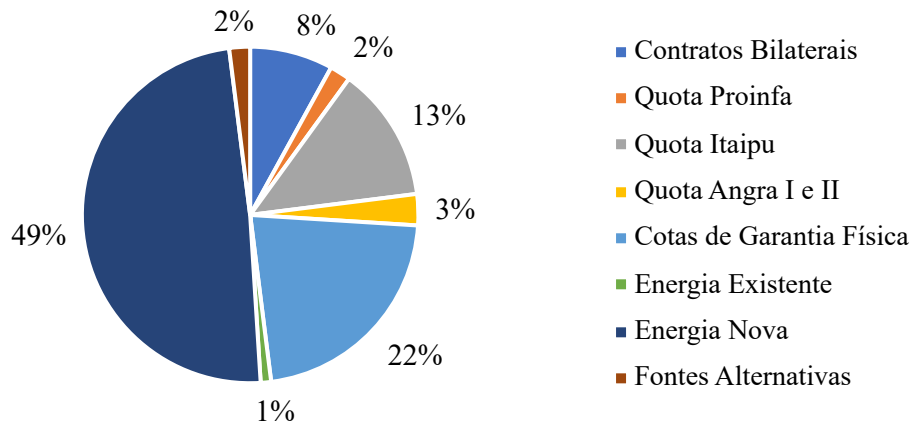


Figura 2.1: *Mix* contratual da distribuidora Brasil em 2020

Cada uma das modalidades supracitadas possui sua própria dinâmica no que diz respeito a direitos e obrigações tanto da distribuidora quanto de suas conta-partes e, portanto, serão avaliadas a seguir.

2.1.1 Contratos Bilaterais Regulados

Os Contratos Bilaterais Regulados, também conhecidos como CBR, são instrumentos comerciais que foram utilizados pelas distribuidoras, antes do estabelecimento do atual marco legal do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), como um mecanismo de redução a exposições ao Mercado de Curto Prazo (MCP). Em sua maioria foram estabelecidos entre as partes de um mesmo grupo empresarial e contém cláusulas não usuais e que beneficiam, em sua maioria, a parte vendedora, como por exemplo a transferência dos risco de não entrega e/ou elevados preços de repasse.

A reforma setorial ocorrida no início dos anos 2000 tinha, dentre seus objetivos, reduzir a verticalização existente no setor e garantir a modicidade tarifária para os consumidores. Sendo assim, decidiu-se extinguir essa modalidade de contratação.

Portanto, atualmente restam no portfólio das distribuidoras somente os contratos firmados antes de 2004 e cuja data de encerramento ainda não foi atingida ou cuja prorrogação foi autorizada pela Aneel, representando aproximadamente 8% do portfólio da distribuidora Brasil.

2.1.2

Programa de Incentivo às Fontes Alternativas - PROINFA

Criado em 2002, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA) previa a contratação de 3.300 MW (capacidade instalada) de projetos de energia renovável, igualmente divididos entre eólicas, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs). A criação desse programa foi fundamental para o desenvolvimento das fontes renováveis no Brasil, servindo como projeto piloto para estudos tanto regulatório quanto operacional e fomentando a indústria nacional.

Por ser um programa oriundo de uma política energética do governo federal, decidiu-se que todos os consumidores, incluindo aqueles que estão no mercado livre, teriam direito a energia contratada no âmbito do PROINFA e que os custos associados a essa contratação seriam recolhidos por meio da criação de um encargo setorial.

Sendo assim, anualmente a Aneel define a cota de energia proveniente do PROINFA que cada agente tem direito, baseando-se pelo consumo observado nos últimos doze meses, e aloca esse montante aos respectivos portfólios de contratos. Destaca-se, portanto, que o volume destinado as distribuidoras não é resultado de uma estratégia de contratação, mas sim uma obrigação regulatória.

2.1.3

Itaipu

A usina binacional de Itaipu, localizada na fronteira entre Paraguai e Brasil, foi inaugurada em 1984 na cidade de Foz do Iguaçu e sua geração é, por contrato, repartida igualmente entre os dois países.

O Decreto 4.550/2002^[4] estabelece as condições para comercialização da energia de Itaipu. O caput do Artigo 11 do decreto determina que a Aneel deverá homologar, anualmente, a potência contratada e o montante de energia elétrica referentes a cada concessionário de distribuição localizado nos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste. Portanto, assim como no caso do PROINFA, o volume destinado as distribuidoras não é resultado de uma estratégia de contratação, mas sim uma obrigação regulatória.

Cabe destacar que o Decreto 4.550/2002^[4] no §3º do Artigo 11 determina ainda que os riscos hidrológicos associados a geração de Itaipu devem ser assumidos pelas concessionárias de distribuição cotistas, na proporção do montante de energia a elas alocado. Portanto, o custo associado a contratação da energia de Itaipu é composto pela tarifa fixa, homologada anualmente pela Aneel, que visa recuperar os custos de investimento e operação e manutenção da usina, e por eventuais despesas no mercado de curto prazo em decorrência da não geração por questões hidrológicas.

2.1.4 Angra 1 e 2

As usinas de Angra 1 e 2, localizadas no estado do Rio de Janeiro, foram inauguradas em 1985 e 2001, respectivamente. Desde 2013 sua geração é destinada a cobrir contratos de cota parte com todas as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição no SIN as distribuidoras, conforme estabelecido no Art. 11 na Lei 12.111/2009^[5].

Os volumes referentes a estes contratos são homologados anualmente pela Aneel e estabelecidos de acordo com o percentual de carga de cada agente distribuidor frente a carga total regulada. Da mesma forma, a tarifa de repasse as centrais elétricas pela prestação do serviço é homologada anualmente pela Aneel e possui como base de cálculo a álgebra descrita no submódulo 6.7 do PRORET. Como contrapartida, os compradores têm direito ao resultado da liquidação da geração desta usina no mercado de curto prazo, na proporção de suas cota-parte.

2.1.5 Contratos de Cotas de Garantia Física

A Medida Provisória 579 editada pelo governo federal em 2012 e, posteriormente, convertida para Lei 12.783/2013^[3] assegurava, por meio do Art. 1º, a possibilidade de prorrogação da concessão de usinas hidroelétricas pelo período de 30 anos, condicionado ao enquadramento da comercialização da energia proveniente do empreendimento por meio de cotas de garantia física (CCGF). Em seu Art. 8º, esta mesma Lei garante a realização de licitação dos ativos, caso não haja a prorrogação da concessão, conforme estabelecido no Art. 1º. Entretanto, neste caso, o CNPE é responsável por determinar qual o percentual da garantia física será destinado ao mercado cativo e ao mercado livre, sendo a parcela do mercado cativo comercializada nos mesmos termos já explanados para os CCGFs. Esse percentual foi estabelecido na Resolução CNPE nº 12^[6] como sendo: 70% para o ACR e 30% para o ACL.

Nesta modalidade de contratação, similar ao que ocorre com as centrais elétricas de Angra 1 e 2, as distribuidoras são cotistas das usinas hidroelétricas, isto é, cada agente distribuidor tem direito a parte da garantia física da usina, que comporá lastro contratual, e, por isso, paga-se uma tarifa regulada pela Aneel², capaz de remunerar os custos com operação e manutenção das usinas, e como contrapartida tem o resultado da liquidação no mercado de curto prazo alocado para os seus consumidores.

Neste sentido, o Decreto 7.805/2012^[7] definia em seu Art. 8º que para fins de aferição de lastro de potência para cobertura de consumo das concessionárias de distribuição, deveria ser considerado o montante de 95% (noventa e cinco por cento) das cotas de garantia física de energia e de potência alocadas pelos CCGFs, o que em termos práticos representava a alocação, em termos contratuais, de apenas 95% da garantia física dos empreendimentos prorrogados ou relicitados à luz da MP 579/2012. Destaca-se que esse volume foi originalmente concebido como uma forma de proteção contra o risco hidrológico em nome do consumidor cativo, uma vez que é ele o responsável por arcar pelos custos da não produção hidroelétrica associada a esses contratos.

Após sucessivos anos hidrológicos abaixo da média histórica e observando os efeitos associados a esse risco hidrológico para o consumidor, próximos aos 70 R\$/MWh no ano de 2017 segundo memórias de cálculo utilizada e publicada pela Aneel nos processos tarifários, o Decreto 9.143/2017^[8] reduziu, por meio do Art. 4º, o percentual da garantia física alocada contratualmente as distribuidoras para 90%, garantindo assim uma maior proteção em favor dos consumidores regulados.

2.1.6

Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado

Os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) foram criados pela Lei 10.848/2004^[9]. O Art. 2º desta lei determina que estes contratos serão resultado de processo licitatório que visará garantir aos consumidores eficiência e modicidade tarifária no processo de contratação - uma clara utilização da Teoria de Desenho de Mecanismos para extrair informações dos agentes, principalmente em um ambiente de incerteza e assimetria de informações sobre o valor do bem, e equilibrar oferta e demanda. Portanto, estes leilões desempenham duas funções importantes:

- Eles fornecem incentivos para a distribuidora, que compra energia em nome dos consumidores regulados, contratar de maneira eficiente.

²A metodologia de cálculo destas tarifas está disposta no Submódulo 12.2 do PRORET

- Evitam o *self-dealing*, contratação bilateral com geradores ou comercializadoras do mesmo grupo econômico (“verticalização”).

Os parágrafos §2º, §5º e §6º deste mesmo artigo determinam as características dos projetos que poderão ser objeto deste processo licitatório. Os leilões separam, portanto, os projetos da seguinte forma:

1. Leilões de Energia Existente (LEE)
 - Participam somente projetos com outorga, autorização ou permissão, e que já estejam em operação comercial na data de realização do certame.
 - A entrega da energia associada ao contrato se dará em no mínimo um ano (A-1) e no máximo cinco anos (A-5).
 - O período de suprimento do CCEAR é de no mínimo um ano e no máximo quinze anos.
2. Leilões de Energia Nova (LEN)
 - Participam somente projetos que não sejam detentores de outorga de concessão, permissão ou autorização, ou sejam parte de empreendimento existente que venha a ser objeto de ampliação, restrito ao acréscimo de capacidade.
 - A entrega da energia associada ao contrato se dará em no mínimo três anos (A-3) e no máximo sete anos (A-7).
 - O período de suprimento do CCEAR é de no mínimo quinze anos e no máximo trinta e cinco anos.

Por fim, o §1º determina que os riscos hidrológicos associados ao CCEAR serão assumidos, total ou parcialmente, pelos geradores ou pelos compradores a depender a modalidade contratual. A saber:

1. Contratos de Quantidade de Energia: nesta modalidade de contratação os riscos hidrológicos são totalmente assumidos pelo gerador uma vez que ele se compromete, por meio do CCEAR, a entrega de um determinado volume de energia mediante o pagamento fixo mensal.³
2. Contratos de Disponibilidade de Energia: nesta modalidade de contratação os riscos hidrológicos são totalmente assumidos pelo consumidor uma vez que não há obrigação, por parte do gerador, de entrega de um montante fixo mensal de energia, estando esse volume condicionado ao despacho da usina que lastreia o contrato.

³Existe, no entanto, a possibilidade do gerador hidroelétrico repactuar, total ou parcialmente, o risco hidrológico associado ao contrato nos termos da Lei 13.203/2015 ^[10], pagando por isso um prêmio de risco estabelecido anualmente pela Aneel.

2.2

Mecanismos de Descontratação

As mudanças regulatórias no Setor Elétrico Brasileiro desde a criação das suas bases legais em 2004, como a redução dos limites para acesso ao Mercado Livre, junto a mudança no perfil do consumidor, que hoje está muito interessado na experiência do serviço prestado e em um maior grau de liberdade para tomar suas decisões, e ao desenvolvimento tecnológico, que favoreceu a redução de custos para adoção, por exemplo, de tecnologia como a MMGD, pode-se afirmar que as distribuidoras estão hoje sujeitas as mais diversas variações em seu mercado consumidor.

Considerando ainda o contexto de contratação de longo prazo na qual essas distribuidoras estavam inseridas no passado, por meio das modalidades descritas anteriormente, pode-se afirmar que as distribuidoras já estão em uma situação de sobrecontratação estrutural.

Neste sentido, os mecanismos de descontratação, inicialmente introduzido em 2004 pelo Art. 29 do Decreto 5.163 ^[1], são importantes instrumentos de gerenciamento do portfólio para as distribuidoras. Ao longo dos últimos anos, novos mecanismos foram criados de forma a se adequar as novas necessidades das distribuidoras, permitindo assim um melhor ajuste em seus portfólios. Dentre eles, destacam-se os três (Acordos Bilaterais, Mecanismos de Compensação de Sobras e Déficits e Mecanismo de Venda de Excedentes) que serão detalhados a seguir.

2.2.1

Acordos bilaterais - REN 711

As condições para acordos bilaterais entre as partes signatárias dos CCE-ARs, geradores e distribuidoras, foram inicialmente estabelecidas pela Aneel por meio da Resolução Normativa 711/2016^[11] e, por isso, até hoje é referenciado como REN 711. Em seu texto original, a resolução previa a possibilidade de: i) redução temporária total ou parcial da energia contratada; ii) redução parcial permanente da energia contratada; ou iii) rescisão contratual.

A época de sua criação, junto com o MCSD-EN, este foi um mecanismo muito importante para que as distribuidoras conseguissem aliviar a sobrecontratação a qual estavam sujeitas. Entretanto, posteriormente verificou-se que as condições impostas originalmente pela resolução para a celebração destes acordos beneficiava de sobremaneira o gerador e ainda prejudicava, indiretamente o consumidor.

Isto ocorria porque havia uma falha regulatória que não restringia o conjunto de geradores que poderia optar por esse acordo, criando-se assim possibilidade de arbitragem entre: i) se manter no contrato recebendo o preço ofertado no leilão; ou ii) se descontratar temporariamente para realizar a venda no ACL a depender dos preços praticados no mercado livre. Ao optar pela alternativa (ii), os geradores signatários destes acordos contribuíam para o aumento do preço médio de compra da distribuidora, uma vez que em sua maioria eles estavam relacionados a empreendimentos eólicos e solares que possuem preço de venda inferior a média dos demais contratos, prejudicando assim o consumidor cativo.

Notando essa falha regulatória, a Aneel por meio da Resolução Normativa 824/2018^[12] alterou a REN 711/2016 para evitar essa arbitragem ao incluir:

- A obrigatoriedade de não possuir unidades geradoras em operação comercial para que o acordo bilateral fosse validado;
- O encerramento compulsório do acordo bilateral caso alguma unidade geradora entre em operação comercial ou em caso de revogação da outorga;
- O pagamento, por parte do gerador, de indenização equivalente a um ano de receita do empreendimento - revertida para modicidade tarifária;
- A avaliação quanto aos efeitos financeiros ocorridos no Mercado de Curto Prazo - MCP decorrente da assinatura de acordos bilaterais, os quais poderão ser compensados pelas distribuidoras em caso de conduta lesiva ao consumidor.

Mais recentemente, a Aneel publicou a Resolução Normativa 904/2020^[13] na qual a agência consolidou, entre outros assuntos, as regras aplicáveis ao acordos bilaterais.

Portanto, após as alterações da REN 824/2018, os acordos bilaterais passaram a ser um mecanismo utilizado somente por geradores vencedores de leilões regulados, e que possuem uma expectativa de atraso na entrada em operação comercial, para evitar penalidades associados as cláusulas dos CCEARs. Assim, a decisão de descontratação não cabe exclusivamente a distribuidora e, portanto, para fins deste trabalho, este mecanismo não será aprofundado.

2.2.2

Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits

O Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) é um importante instrumento regulatório que permite as distribuidoras ajustarem suas posições contratuais por meio de: i) trocas de volumes entre concessionárias de distribuição; e ii) devolução, temporária ou permanente, dos volumes, totais ou parciais, contratados aos agentes vendedores.

2.2.2.1

MCSD de Energia Existente

A legislação prevê, por meio do artigo 29 do Decreto 5.163/2004 ^[1], a possibilidade de redução dos montantes contratos em CCEARs de Energia Existente, a critério exclusivo das distribuidoras, em razão de: i) saída de consumidores para o mercado livre; e outras variações de mercado - neste caso limita-se a redução a até 4% do montante inicialmente contratado.

Este mesmo artigo, dispõem em seu §2º, a obrigatoriedade da realização de um MCSD antes da devolução dos montantes de energia aos geradores. O intuito deste instrumento regulatório é incentivar uma otimização a contratação global das distribuidoras e proteger, de certa forma, os geradores de energia elétrica. Caso haja sucesso nesta compensação entre distribuidoras, procede-se a assinatura de um novo CCEAR cuja contraparte compradora passa a ser a distribuidora que declarou déficit antes do processamento, alterando-se, portanto, as relações contratuais originalmente estabelecidas na data de realização do leilão.

Dentro do subconjunto de MCSD de Energia Existente existe uma gama de possibilidade de processamento a serem realizados em diferentes momentos do ano e com diferentes características, todos sumarizados na Tabela 2.1.

Modalidade do MCSD	Motivo	Necessita justificativa	Limite da declaração	Possibilidade de devolução ao gerador após MCSD
Mensal	Saída de consumidores livres	Sim	Consumo medido, nos últimos 12 meses, dos consumidores que estão migrando para o Mercado Livre	Sim, porém limitado ao volume não compensado no MCSD
Mensal	Outros desvios de mercado	Não	Não se aplica	Não
4%	Não se aplica	Não	4% da energia originalmente contratada	Sim

Tabela 2.1: Resumo das modalidades de MCSD de Energia Existente

2.2.2.2

MCS D de Energia Nova

O MCS D de Energia Nova é um mecanismo para compensação das sobras e déficits oriundos de CCEARs de novos empreendimentos de geração - Leilões de Energia Nova. Diferentemente do MCS D de Energia Existente, abordado na seção anterior, este mecanismo não altera o CCEAR originalmente firmado entre os agentes vendedor e de distribuição cedente, sendo, portanto, mantidas todas as relações contratuais, incluindo os faturamentos, penalidades, obrigações, entre outros.

Há ainda, por meio deste mecanismo, a possibilidade de redução, permanente ou temporária, dos volumes contratados originalmente no leilão. Neste caso, diferentemente do MCS D de Energia Existente, a declaração do volume a ser reduzido deve partir do agente gerador e não da distribuidora. Eventuais ajustes entre o montante declarado para redução pelo gerador e a sobra pela distribuidora são realizados *ex-post* em uma novo processamento incluindo todos os agentes que realizaram declarações no mecanismo em tela.

Assim como no MCS D de Energia Existente, existe, dentro do subconjunto de MCS D de Energia Nova, uma gama de possibilidade de processamento a serem realizados em diferentes momentos do ano e com diferentes características, todos sumarizados na Tabela 2.2.

Produto	Duração das Cessões	Declaração dos Geradores	Validade das Reduções	Realização do Processamento
A-0	Mês do processamento até o final do próprio ano	Não	N/A	Três vezes ao ano, de acordo com PdC
A-1	- Janeiro a Dezembro - Janeiro a Setembro - Janeiro a Junho - Janeiro a Março	Apenas para usinas sem UG em operação comercial	Idem as cessões	Após a realização do Leilão A-1 do ano
AN+	4 ou 5 anos, com início em janeiro do ano seguinte a realização do processamento	Apenas para usinas sem UG em operação comercial	Até o fim de suprimimento	Antes do Leilão A-5 ou A-6 do ano
A-N	1 ano, com início em janeiro do ano N após o processamento	Não	N/A	Antes do Leilão de Energia Nova A-N

Tabela 2.2: Resumo das modalidades de MCS D de Energia Nova

2.2.3

Mecanismo de Venda de Excedentes

A Lei 13.360^[14], em seu Art. 6º, criou a base legal para que as distribuidoras pudessem negociar contratos de venda de energia elétrica com consumidores livres, comercializadoras e geradores, lastreados no excesso de energia por elas contratado para atendimento a totalidade de seu mercado. Em 2018, a Aneel, obedecendo ao comando legal do Art. 2º do Decreto 9.143^[8], regulamentou esta matéria ao criar, por meio da Resolução Normativa 824/2018^[12], o Mecanismo de Venda de Excedentes. Desde a publicação deste normativo, uma série de aprimoramentos foram discutidos pelos agentes e pela sociedade no âmbito da Aneel, conforme apresentado na Figura 2.2, resultando na regulamentação vigente dada pelo texto da Resolução Normativa 904/2020^[13].

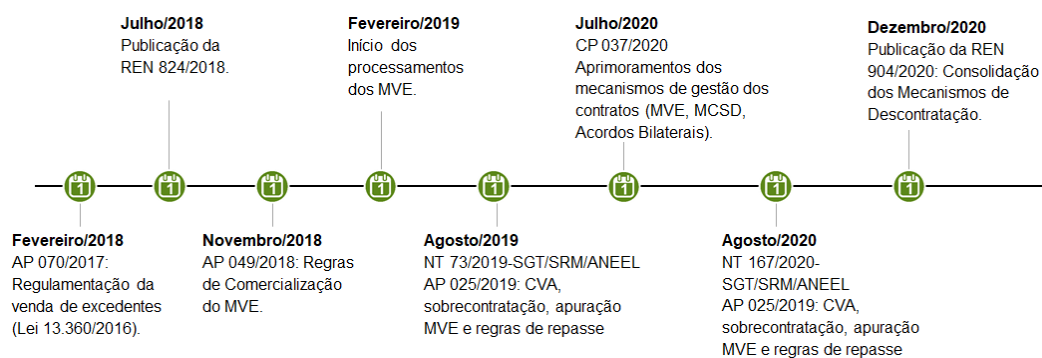


Figura 2.2: Linha do tempo com as discussões de aprimoramentos do Mecanismo de Venda de Excedentes

2.2.3.1

Sistemática do MVE

Atualmente, o MVE é realizado por meio de um leilão centralizado, organizado pela CCEE, no qual os agentes vendedores e compradores podem informar, ao início de cada rodada do certame, múltiplos *bids* (Preço; Quantidade) para um determinado produto (será detalhado mais a frente). Este leilão possui a sistemática de preço de fechamento discriminatório - também conhecido na literatura como *pay-as-bid*. Portanto, ao comparar as ofertas dos compradores e vendedores ao final da rodada obtém-se, caso haja, diversos pares contratuais, cuja quantidade será proporcionalizada pelo volume atendido e o preço será igual ao ofertado pelo comprador.

De forma a tornar mais clara a sistemática, apresenta-se um caso exemplo, ilustrado pela Figura 2.3. Neste caso, temos duas ofertas de venda e três ofertas de compra atendidas.

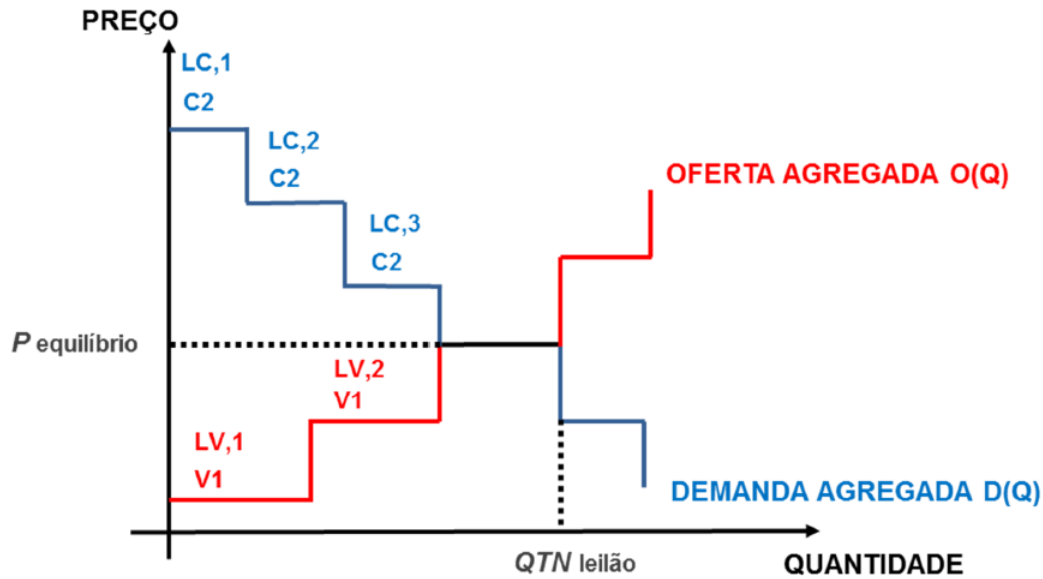


Figura 2.3: Exemplo de processamento do MVE

Inicialmente apura-se a participação nas ofertas de compra que cada agente vendedor possui, que será dada pela razão entre o volume de ofertas de venda do agente atendidos no processamento e o volume total de ofertas no processamento. Neste caso temos:

$$Share\ Agente\ 1 = \frac{LV,1}{LV,1 + LV,2}$$

Posteriormente formam-se os pares contratuais com base nas ofertas vencedoras e na apuração da participação de cada agente vendedor, conforme mostrado acima. Portanto, teríamos neste caso seis pares contratuais, três para cada agente vendedor, cujo preço e quantidade resultante seriam obtidos da seguinte maneira:

$$(LV,1; LC,1) = [Share\ Agente\ 1 \cdot Q(LC,1) ; P(LC,1)]$$

2.2.3.2

Produtos do MVE

Atualmente a regulação prevê a possibilidade de venda dos excedentes contratuais das distribuidoras nos processamentos do MVE em produtos que se distinguem pelo tipo de energia, duração do contrato e tipo de preço.

A energia associada ao contrato comercializado no MVE pode ser **Convencional** ou **Especial**, ambas não incentivadas, i.e., não há direito a desconto no fio. Como a energia especial é requerida pelos consumidores com demanda contratada inferior a 1500 kW para comprovação de lastro contratual na apuração da CCEE, ela tende a ter um preço mais elevado do que a energia convencional.

Os contratos negociado no MVE possuem ainda duas possibilidade de preço: i) Preço Fixo; e ii) PLD + *Spread*. Na primeira opção, o preço ofertado no leilão é o preço que será pago ao longo de toda a duração do contrato. Já na segunda alternativa, os agentes fazem uma oferta de preço que deverá ser adicionada ao PLD e, portanto, o preço final depende da realização mensal desta variável. As duas modalidades são complementares e juntas podem compor um portfólio interessante para o agente vendedor, ao garantir um resultado na partida, na venda no produto preço fixo, e um *hedge* contra o PLD, na venda no produto preço variável.

Por fim, a regulação vigente prevê que os produtos negociados no Mecanismo de Venda de Excedentes podem ter as seguintes durações:

I - Mensal;

II - Trimestral:

(a) 1º de janeiro a 31 de março;

(b) 1º de abril a 30 de junho;

(c) 1º de julho a 30 de setembro;

(d) 1º de outubro a 31 de dezembro.

III - Semestral:

(a) 1º de janeiro a 30 de junho;

(b) 1º de julho a 31 de dezembro.

IV - Anual;

V - Bienal;

VI - Trienal;

VII - Quadrienal;

VIII - Quinquenal.

No entanto, até o momento só foram processados os produtos trimestral, semestral e anual, uma vez que os demais foram criados recentemente pela REN 904/2020^[13] e aguardam ainda maior detalhamento de sua implementação. A negociação destes produtos ocorrem sempre conforme o calendário ilustrado abaixo.

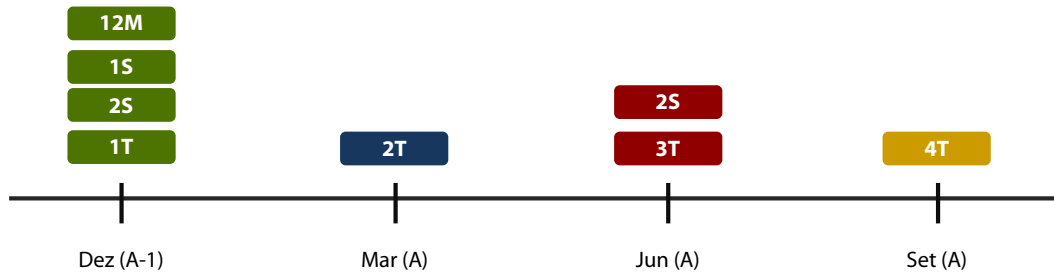


Figura 2.4: Calendário de processamento dos MVEs ao longo do ano

Destaca-se que pelo descanso temporal dos processamentos e pela sobreposição de alguns produtos, a decisão de venda de um contrato deve levar em consideração o custo de oportunidade da venda futura. Isso será aprofundado na formulação matemática para otimização desta tomada de decisão que será apresentada na Seção 4.4.

2.2.3.3

Limites de venda do MVE

A REN 904/2020^[13] determina, em seu Art. 10, que a participação das distribuidoras no MVE tem caráter voluntário e, portanto, as distribuidoras são livres para determinar a sua estratégia de atuação neste mecanismo.

Entretanto, de forma a evitar estratégias temerárias que possam comprometer a função primária da distribuidora, que é a de garantir a contratação de energia para o atendimento ao seu mercado, este mesmo artigo limita, em sua alínea III, os montantes totais passíveis de declaração por parte da distribuidora.

Assim, o agente de distribuição poderá ofertar no máximo 15% da carga auferida no ano anterior, abatidas eventuais vendas já realizadas para o ano do processamento. Nos produtos Mensal e Trimestral o montante total é limitado ainda a 1/4 do limite global.

Conforme mencionado, há a possibilidade de venda de energia especial nos processamentos do MVE. Como a venda deste tipo de energia deve estar lastreado em ativos que possuem características específicas, a distribuidora fica limitada a venda deste tipo de contrato ao volume de energia especial que ela detém em seu portfólio contratual.

2.2.3.4

Apuração dos efeitos da venda no MVE

A Aneel, quando da época da regulamentação da matéria, além de impor os limites de venda nos processamentos de forma a evitar estratégias danosas ao consumidor cativo, impôs também uma sistemática de apuração dos efeitos da venda no MVE que protege o consumidor cativo.

De acordo com a REN 904/2020^[13] a apuração é realizada da seguinte forma:

- Os efeitos financeiros decorrentes da venda da parcela da sobrecontratação além dos limites regulatórios, sejam positivos ou negativos, devem ser integralmente alocados a distribuidora;
- Os efeitos financeiros decorrentes da venda da parcela de energia dentro dos limites regulatórios de sobrecontratação serão alocados da seguinte forma:
 1. Caso haja um benefício financeiro na venda, o lucro da operação é repartido igualmente entre a distribuidora e os consumidores cativos;
 2. Caso haja um prejuízo financeiro decorrente da venda, ele será integralmente alocado a distribuidora.

O benefício financeiro citado acima é decorrente da diferença positiva, caso haja, entre o preço de venda no MVE e o PLD do submercado no período da venda. De forma análoga, o prejuízo financeiro é decorrente da diferença negativa, caso haja, entre o preço de venda no MVE e o PLD do submercado no período da venda.

Por fim, como existem produtos com diferentes características e que expõem a distribuidora e o consumidor a diferentes riscos, determinou-se que, para fins de apuração dos efeitos financeiros da venda no MVE, os produtos negociados deverão ser ordenados da seguinte forma:

1. Tipo de preço: Preço Fixo / PLD + *spread*
2. Duração do contrato
3. Data de negociação
4. Tipo de energia: Energia Especial / Energia Convencional

2.3

Repasse dos Custos da Contratação às Tarifas dos Consumidores Finais

A regulação vigente determina que é de responsabilidade da distribuidora a aquisição de energia elétrica para atendimento ao seu mercado consumidor e, para isso, ela possui diferentes modalidades de contratação, conforme detalhado na Seção 2.1. Os custos decorrentes desta contratação são repassados aos consumidores cativos conforme determinado na Seção V do Decreto 5.163/2004^[1].

Dentre diversos dispositivos que compõem essa seção, destaca-se o limite regulatório de sobrecontratação até o qual as distribuidoras podem repassar os custos decorrentes da contratação de energia. Segundo o Art. 38, atualmente este limite é de 105% da carga anual de fornecimento do agente de distribuição. A determinação deste limite é fundamentada na dinâmica de contratação das distribuidoras, realizada com antecedência relevante, e de variação dos seus mercados.

Esta matéria foi regulamentada pela Aneel por meio da Resolução Normativa 703/2016^[15], que deu origem ao submódulo 4.3 do PRORET^[16]. Neste caderno é definida toda a álgebra para determinação dos efeitos da liquidação no mercado de curto prazo e a sua repartição entre a distribuidora e os consumidores cativos.

2.3.1

Apuração dos limites regulatórios de repasse às tarifas

A apuração dos limites regulatórios para fins de repasse tarifário dos custos decorrentes da contratação de energia elétrica para atendimento ao mercado cativo das distribuidoras é realizado anualmente ao término do ano civil.

O repasse em caso de sobrecontratação está limitado a 5% da energia requerida regulatória da distribuidora (E^{req}), isto é, consumo adicionado de perdas regulatórias. Adiciona-se a este montante, eventuais volumes de energia apurados pela ANEEL como involuntários a sobrecontratação da distribuidora ($SOBRE_{ano}^{inv}$) - usualmente associados a saída de consumidores para o Mercado Livre. Portanto, o volume limite de sobrecontratação anual da distribuidora é calculado como fórmula a seguir:

$$SOBRE_{ano}^{lim} = 0.05 \cdot \sum_{m=1}^{12} E_m^{req} + SOBRE_{ano}^{inv} \quad (2-1)$$

Já nos casos em que se apura uma subcontratação no ano civil, para fins de repasse são abatidos eventuais exposições involuntárias (EXP_{ano}^{inv}) reconhecidas pela ANEEL - usualmente associadas a frustração de compra de energia em um determinado leilão ou ao devido a postergação do início de suprimento de um contrato associado a usinas em atraso na operação comercial.

Ressalta-se que a determinação de montantes 'involuntários', tanto para fins de sobrecontratação como para exposição, é realizada atualmente de forma subjetiva pela diretoria da ANEEL, baseando-se no conceito de máximo esforço das distribuidoras, medido de acordo com a participação nos mecanismo de descontração existentes. Neste sentido, muitas distribuidoras tem alegado que a falta de uma regulação com regras mais claras a respeito da apuração destes montantes reduz os incentivos para uma gestão mais ativa de seus portfólios de energia.

2.3.2

Apuração da exposição ao mercado de curto prazo

Uma vez apurados os limites regulatórios para o repasse dos efeitos do mercado de curto prazo às tarifas, procede-se ao cálculo da exposição ao MCP a ser alocado aos consumidores cativos e as distribuidoras.

A apuração da energia liquidada no mercado de curto prazo (MCP_m) se dá observando os volumes mensais de contratos registrados na CCEE (TEC_m), contratos não modelados na CCEE (TEC_m^{NM}) e carga da distribuidora ($REAL_m$) ao longo dos meses de janeiro a dezembro, conforme a seguir:

$$MCP_m = TEC_m - TEC_m^{NM} - REAL_m$$

Caso o valor de MCP_m seja positivo, configura-se uma venda no mercado de curto prazo (V_m^{MCP}) - posição *long*. Caso este valor seja negativo, há uma compra no mercado de curto prazo (C_m^{MCP}) - posição *short*.

$$V_m^{MCP} = \max(0; MCP_m)$$

$$C_m^{MCP} = \max(0; -MCP_m)$$

Ao final do ano civil é possível obter o total em posições vendida e comprada para verificar se a distribuidora está sobre ou subcontratada.

$$V_{ano}^{MCP} = \sum_{m=1}^{12} V_m^{MCP}$$

$$C_{ano}^{MCP} = \sum_{m=1}^{12} C_m^{MCP}$$

$$SOBRE_{ano} = \max(0; V_{ano}^{MCP} - C_{ano}^{MCP})$$

$$EXP_{ano} = \max(0; C_{ano}^{MCP} - V_{ano}^{MCP})$$

Uma vez apurada estas informações, é possível obter o volume de exposição ao mercado de curto prazo, em cada mês, a ser alocado ao consumidor e a distribuidora, calculado proporcionalizando-se o volume total de exposições ao longo do ano de acordo com o perfil sazonal de exposição.

No caso em que se apura uma sobrecontratação acima dos limites regulatórios ao final do ano, os volumes mensais são calculados da seguinte maneira:

$$SOBRE_m^{DISCO} = \max(0; SOBRE_{ano} - SOBRE_{ano}^{lim}) \cdot \frac{V_m^{MCP}}{V_{ano}^{MCP}}$$

$$SOBRE_m^{CONS} = V_m^{MCP} - SOBRE_m^{DISCO}$$

$$EXP_m^{CONS} = C_m^{MCP}$$

Já no caso em que se apura uma subcontratação ao final do ano, os volumes mensais são calculados da seguinte maneira:

$$EXP_m^{DISCO} = \max(0; EXP_{ano} - EXP_{ano}^{inv}) \cdot \frac{C_m^{MCP}}{C_{ano}^{MCP}}$$

$$EXP_m^{CONS} = C_m^{MCP} - EXP_m^{DISCO}$$

$$SOBRE_m^{CONS} = V_m^{MCP}$$

2.3.3

Cálculo do repasse da exposição ao mercado de curto prazo às tarifas

O repasse às tarifas dos consumidores regulados dos efeitos decorrentes da exposição ao mercado de curto prazo é calculado com base nos volumes apurados na Seção 2.3.2.

Portanto, caso a sobrecontratação de energia esteja acima do limite regulatório, o repasse será calculado valorando-se a exposição ao MCP a diferença entre o preço de repasse médio dos contratos de compra de energia ($PMIX_m$) e o preço de liquidação de diferença (PLD_m), conforme equação a seguir.

$$AJ_SOBRE_{ano} = - \sum_{m=1}^{12} SOBREM_{m}^{DISCO} \cdot (PMIX_m - PLD_m) \quad (2-6)$$

Destaca-se que, segundo a Nota Técnica nº 73/2019 - ANEEL, o cálculo do $PMIX_m$ deve levar em consideração o custo do risco hidrológico suportado pelos consumidores cativos, associados a contratação de Itaipu Binacional, Contratos de Cotas de Garantia Física (CCGF) e contratos repactuados. Portanto, este preço será calculado de acordo com a seguinte equação.

$$PMIX_m = \frac{\sum_{e \in CCEE} QM_{e,m} \cdot P_{e,m} + \sum_{e \notin CCEE} QM_{e,m} \cdot P_{e,m} + RH_m}{\sum_{e \in CCEE} QM_{e,m} + \sum_{e \notin CCEE} QM_{e,m} - QM_{PROINFA,m}} \quad (2-7)$$

Caso ao final do ano seja apurada uma subcontratação da distribuidora, o repasse será calculado valorando-se a exposição ao MCP ao maior valor entre o VR (Valor de Referência) e o PLD, conforme equação a seguir:

$$AJ_EXP_{ano} = - \sum_{m=1}^{12} EXP_m^{DISCO} \cdot (PLD_m - \max(0; PLD_m - VR_m))$$

Por fim, o valor total a ser repassado a tarifa dos consumidores é dado pela soma das duas componentes apuradas nas equações acima.

$$AJ_FIN_SOBRE_EXP_{ano} = AJ_SOBRE_{ano} + AJ_EXP_{ano} \quad (2-8)$$

2.3.4

Apuração dos efeitos do Mecanismo de Venda de Excedentes

O submódulo 4.3 do PRORET ainda não conta com álgebra para apuração dos efeitos financeiros decorrentes da venda de energia por meio do Mecanismo de Venda de Excedentes. No entanto, em 2019, a fim de conferir maior estabilidade regulatória a ANEEL, por meio da Nota Técnica nº 73/2019, estabeleceu uma regra transitória de apuração até que o PRORET seja atualizado.

Neste sentido, caso haja venda da distribuidora no MVE, o repasse dos efeitos da exposição ao MCP e da venda do MVE será calculada a partir da seguinte equação.

$$\begin{aligned} AJ_FIN_EXPSOB_{ano} = & AJ_SOBRE_{ano} + AJ_EXPO_{ano} + \\ & AJ_MVE_Distribuidora_{ano} + \\ & AJ_MVE_Consumidor_{ano} + \\ & AJ_MVE_Compartilhamento_{ano} \end{aligned} \quad (2-9)$$

Sendo:

- AJ_SOBRE_{ano} : Ajuste da sobrecontratação de energia relativo à parcela voluntária que exceder, no ano civil, o limite da sobrecontratação - calculada conforme a equação 2-6;
- AJ_EXPO_{ano} : Ajuste da exposição no mercado de curto prazo relativo à parcela voluntária, no ano civil - calculado conforme a equação 2-8;
- $AJ_MVE_Distribuidora_{ano}$: Ajuste da sobrecontratação de energia relativo à parcela voluntária que exceder, no ano civil, o limite da sobrecontratação relativo aos montantes do MVE;
- $AJ_MVE_Consumidor_{ano}$: Ajuste relativo à parcela de energia no MVE até o limite da sobrecontratação no ano civil;
- $AJ_MVE_Compartilhamento_{ano}$: Ajuste referente ao compartilhamento do lucro resultante da venda de energia no MVE associada à energia até o limite da sobrecontratação no ano civil.

De forma a tornar a explanação a respeito da regra de apuração mais clara, serão apresentados quatro casos exemplo com diferentes configurações de sobrecontratação/subcontratação e venda no MVE.

Caso #1: Sobrecontratação com venda de energia no MVE de parcela acima do limite de sobrecontratação

Supondo uma distribuidora que, ao final do ano, teve apurada uma sobrecontratação de 70 MWh, dos quais 50 MWh estão dentro do limite regulatório e 20 MWh são considerados voluntários. Esta mesma distribuidora vendeu, em um MVE, um contrato de 5 MWh, ou seja, a venda realizada no mecanismo foi somente da parcela voluntária da distribuidora. A Figura 2.5 sumariza o exemplo.

Portanto, neste caso devem ser apurados os efeitos decorrentes de: i) venda no MVE da parcela voluntária da distribuidora; ii) venda de energia no MCP. Assim, para fins de repasse às tarifas, calculam-se os seguintes valores:

$$\begin{aligned} AJ_MVE_Distribuidora &= -Q_MVE \cdot (PMIX - P_MVE) \\ &= -5 \cdot (PMIX - P_MVE) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} AJ_SOBRE_{ano} &= -(V_MCP - Q_MVE) \cdot (PMIX - PLD) \\ &= -(20 - 5) \cdot (PMIX - PLD) \end{aligned}$$

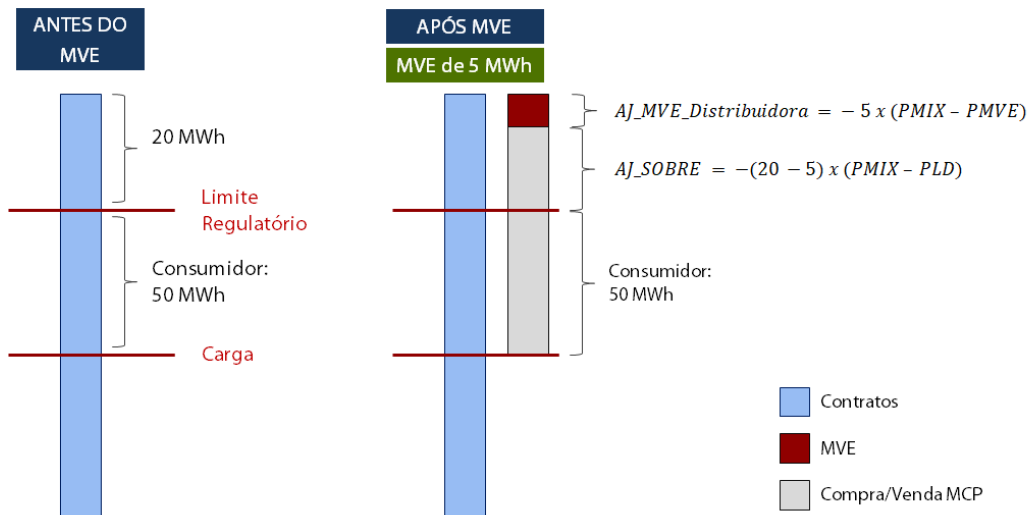


Figura 2.5: Caso #1: Sobrecontratação com venda de energia no MVE de parcela acima do limite de sobrecontratação

Caso #2: Sobrecontratação com venda de energia no MVE de parcela acima e abaixo do limite de sobrecontratação

Supondo agora a mesma distribuidora, com a mesma apuração de sobrecontratação do caso anterior, entretanto, agora ela vende, em um MVE, um contrato de 25 MWh, ou seja, a venda realizada no mecanismo superou o volume de sobrecontratação voluntária dela. A Figura 2.6 sumariza o exemplo.

Portanto, neste caso devem ser apurados os efeitos decorrentes de: i) venda no MVE da parcela voluntária da distribuidora; ii) venda no MVE da parcela até o limite de sobrecontratação; iii) eventual compartilhamento de ganhos com o consumidor pela venda do montante dentro dos limites de sobrecontratação. Assim, para fins de repasse às tarifas, calculam-se os seguintes valores:

$$\begin{aligned}
 AJ_MVE_Distribuidora &= -Q_MVE_DISCO \cdot (PMIX - P_MVE) \\
 &= -20 \cdot (PMIX - P_MVE)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 AJ_MVE_Consumidor &= -Q_MVE_COMP \cdot (PMIX - P_MVE) \\
 &= -5 \cdot (P_MVE - PLD)
 \end{aligned}$$

$$AJ_MVE_Compartilhamento = \begin{cases} 0, & \text{se } P_MVE < PLD \\ -5 \cdot (P_MVE - PLD)/2, & \text{caso contrário} \end{cases}$$

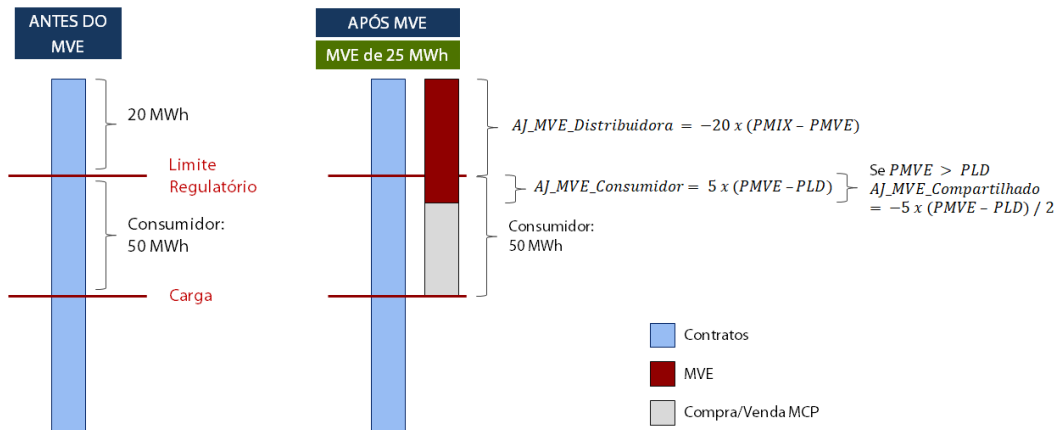


Figura 2.6: Caso #2: Sobrecontratação com venda de energia no MVE de parcela acima e abaixo do limite de sobrecontratação

Caso #3: Sobrecontratação com venda de energia no MVE, mudando a posição de sobrecontratação para exposição

Supondo ainda a mesma distribuidora, com a mesma apuração de sobrecontratação do caso anterior, entretanto, agora ela vende, em um MVE, um contrato de 80 MWh, ou seja, a venda realizada no mecanismo superou o volume de sobrecontratação dela, expondo-a ao mercado de curto prazo. A Figura 2.7 abaixo sumariza o exemplo.

Portanto, neste caso devem ser apurados os efeitos decorrentes de: i) venda no MVE da parcela voluntária da distribuidora; ii) venda no MVE da parcela até o limite de sobrecontratação; iii) eventual compartilhamento de ganhos com o consumidor pela venda do montante dentro dos limites de sobrecontratação. Assim, para fins de repasse às tarifas, calculam-se os seguintes valores:

$$AJ_MVE_Distribuidora = -Q_MVE_DISCO \cdot (PMIX - P_MVE)$$

$$= -20 \cdot (PMIX - P_MVE)$$

$$AJ_MVE_Consumidor = -Q_MVE_COMP \cdot (PMIX - P_MVE)$$

$$= -60 \cdot (P_MVE - PLD)$$

$$AJ_MVE_Compartilhamento = \begin{cases} 0, & \text{se } P_MVE < PLD \\ -60 \cdot (P_MVE - PLD)/2, & \text{caso contrário} \end{cases}$$

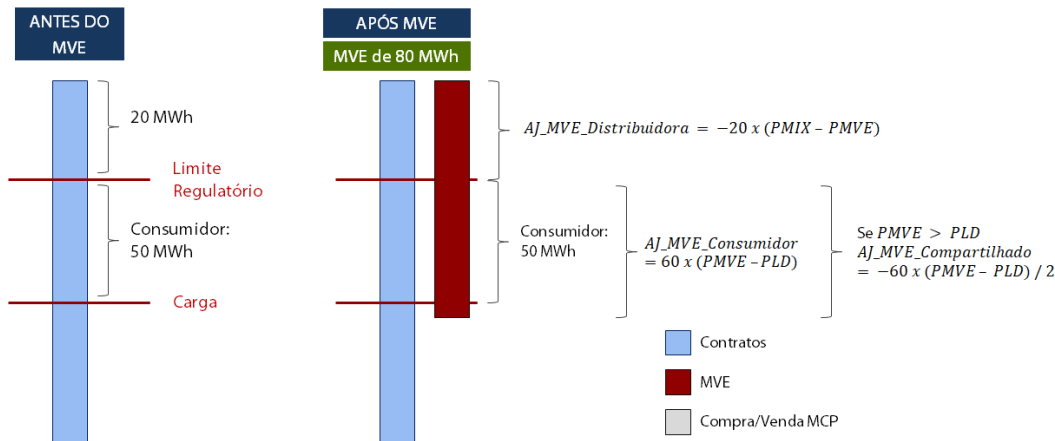


Figura 2.7: Caso #3: Sobrecontratação com venda de energia no MVE, mudando a posição de sobrecontratação para exposição

Caso #4: Exposição com venda de energia no MVE, aumentando a exposição

Supondo agora que ao final do ano civil apurou-se uma subcontratação de 10 MWh para a distribuidora. Ainda assim, ela executou a venda de 20 MWh no MVE, aumentando assim sua exposição ao mercado de curto prazo. A Figura 2.8 abaixo sumariza o exemplo.

Portanto, neste caso devem ser apurados os efeitos decorrentes de: i) compra de energia no mercado de curto prazo; ii) venda no MVE da parcela até o limite de sobrecontratação; iii) eventual compartilhamento de ganhos com o consumidor pela venda do montante dentro dos limites de sobrecontratação. Assim, para fins de repasse às tarifas, calculam-se os seguintes valores:

$$AJ_EXPO = -Q_EXPO_DISCO \cdot \max(0; PLD - VR)$$

$$= -10 \cdot \max(0; PLD - VR)$$

$$AJ_MVE_Consumidor = -Q_MVE_COMP \cdot (PMIX - P_MVE)$$

$$= -20 \cdot (P_MVE - PLD)$$

$$AJ_MVE_Compartilhamento = \begin{cases} 0, & \text{se } P_MVE < PLD \\ -20 \cdot (P_MVE - PLD)/2, & \text{caso contrário} \end{cases}$$

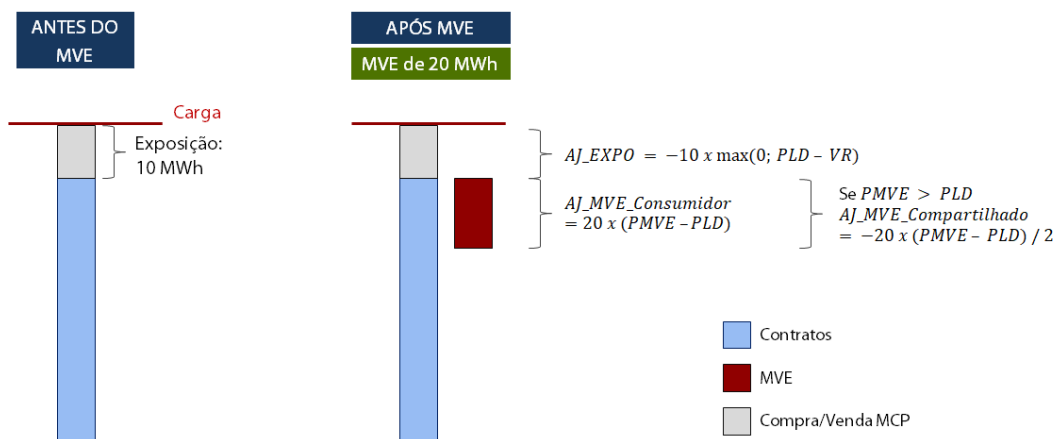


Figura 2.8: Caso #4: Exposição com venda de energia no MVE, aumentando a exposição

3

Aspectos da formação de preço no Setor Elétrico Brasileiro

Em um mercado *energy only*, como o brasileiro, o preço *spot* é peça fundamental no desenho de estratégias de atuação dos agentes. Apesar das distribuidoras serem obrigadas, por Lei, a ter a integralidade do seu consumo anual respaldada por contratos e com isso reduzirem suas exposições ao mercado *spot*, isso não as exime de eventuais exposições ao MCP tanto em função do descasamento entre recurso e requisito no mês a mês, quanto no momento da apuração para repasse dos custos de contratação a seus consumidores (conforme detalhado na seção 2.3).

Além disso, os preços *spot* são utilizados pelo mercado como a principal componente para precificação de contratos *forward* de curto-médio prazo (e.g. contratos com duração de até cinco anos), os quais podem ser utilizados como *proxy* para os contratos ofertados pelas distribuidoras no Mecanismo de Venda de Excedentes.

Assim, esse capítulo apresentará uma breve contextualização da formação de preço no Setor Elétrico Brasileiro, tanto para o mercado *spot* quanto para os contratos *forward*, e será apresentada a metodologia utilizada neste trabalho para estimar os preços de equilíbrio nos processamentos de MVE, uma das variáveis de entrada do modelo proposto.

3.1

Preço *spot*

O preço *spot* ou Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), acrônimo utilizado no Setor Elétrico Brasileiro, é um valor de referência utilizado para valorar os montantes de energia que são liquidados no Mercado de Curto Prazo. O PLD é um dos resultados da otimização do despacho do parque hidrotérmico obtido por meio da simulação de uma cadeia de modelos computacionais, conforme detalhado a seguir.

3.1.1

Planejamento da operação

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é constituído por um importante portfólio de usinas com diferentes tecnologias para geração de energia elétrica, dentre elas hidroelétricas, termelétricas, eólicas e solares. No Brasil, o Operador Nacional do Sistema (ONS) é o responsável por coordenar tecnicamente a operação do sistema elétrica. Portanto, uma das atividades desenvolvidas pelo ONS é o planejamento do despacho das usinas operativas no sistema, isto é, determinar e coordenar em tempo real quais serão as usinas responsáveis por gerar energia elétrica de maneira a atender a previsão de demanda, visando a minimização do custo operativo e garantido a continuidade do fornecimento.

No entanto, a presença de fontes com capacidade de armazenamento de energia, em qualquer forma, torna o problema do planejamento mais complicado dada a possibilidade de utilização dessa energia em momentos futuros, dando origem assim a um problema conhecido na literatura como multi-estágio. A complexidade deste problema aumenta quando a tecnologia de geração depende de uma fonte de energia intermitente, como eólicas e usinas solares, ou cuja disponibilidade de recurso é de difícil projeção, como as hidrelétricas.

No caso brasileiro, como a matriz é composta ainda majoritariamente por usinas hidroelétricas, aproximadamente 51,04%¹, a maior complexidade do planejamento da operação está na decisão da utilização ou não dos reservatórios do período t condicionado a perspectiva de disponibilidade ou não de água no período $t + 1$, decorrendo daí o seguinte dilema da operação em sistemas hidrotérmicos.

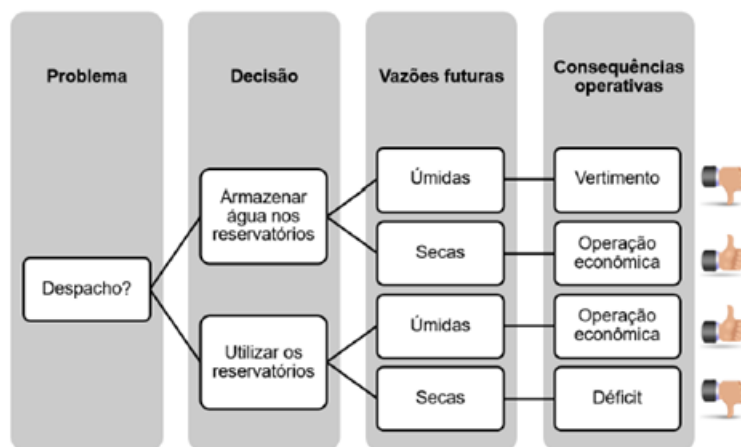


Figura 3.1: Dilema da operação em sistemas hidrotérmicos

¹Referência: SIGA - Aneel <<https://bit.ly/2IGf4Q0>>. Acessado em 01/05/2021.

A Figura 3.1 deixa nítida a complexidade do planejamento da operação multi-estágios, neste caso introduzida pela possibilidade de armazenar água nos reservatórios das usinas hidroelétricas. Portanto, mesmo que a utilização da água não represente efetivamente um custo operativo para as UHEs, ela pode permitir o deslocamento de usinas termoeletricas em estágios posteriores, o que configura um custo de oportunidade para o sistema. Define-se então na literatura o conceito de *valor da água*, conceito esse que busca valorar a não utilização da água hoje para que a mesma possa ser utilizada em um estágio seguinte. Fica claro, portanto, que o custo associado as decisões operativas é constituído de duas parcelas: o *custo imediato* e o *custo futuro*.

O custo imediato é composto pelo custo de geração termelétrica no estágio atual t . Portanto, quanto mais água decide-se guardar para estágios seguintes, maior será o custo imediato de operação. Já o custo futuro é composto pelo custo da operação em estágios seguintes $t + 1 \dots T$ dada uma política operativa no estágio atual t . Neste caso o custo futuro tende a ser mais baixo caso haja mais água armazenada no final do estágio atual t , representando assim o custo de oportunidade da água e o consequente deslocamento térmico. A Figura 3.2 ilustra esses dois conceitos.

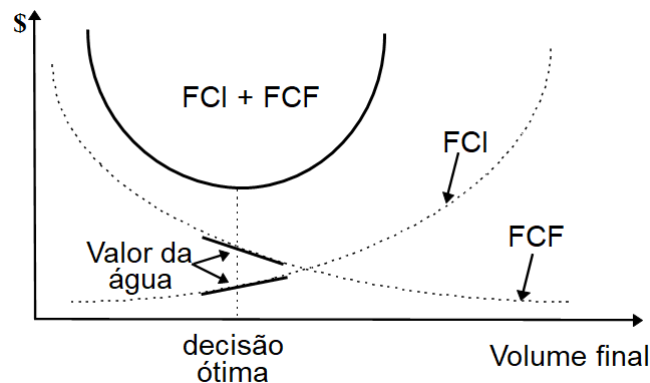


Figura 3.2: Função de Custo Imediato e Função de Custo Futuro

Assim, o problema do planejamento do despacho de sistemas hidrotérmicos pode ser visto como um problema de minimização de custos operativos sujeito a um conjunto de restrições que visam garantir o atendimento da política de segurança de suprimento.

Entretanto, em sistemas que contam com um grande número de usinas hidrelétricas, com reservatórios, termelétricas e fontes renováveis intermitentes, interligados por um grande sistema de transmissão, como ocorre no Brasil, esse problema de otimização torna-se de grande porte e sua solução se torna inviável por meio de métodos de enumeração. Neste sentido, alguns métodos de solução de problemas de otimização estocástica foram desenvolvidos, dentre eles a Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE ou SDDP, em inglês) apresentada em [17] e brevemente descrita a seguir.

3.1.1.1

Programação Dinâmica Dual Estocástica - PDDE

A metodologia proposta em [17] consiste em aproximar a função de custo futuro da Programação Dinâmica Estocástica (PDE) por meio de funções lineares por parte.

Seja, portanto, o seguinte problema determinística de dois estágios, descrito abaixo.

$$\begin{aligned} & \text{minimize} && c_1x_1 + c_2x_2 \\ & \text{subject to} && A_1x_1 \geq b_1 \\ & && E_1x_1 + A_2x_2 \geq b_2. \end{aligned} \tag{3-1}$$

Na abordagem via Programação Dinâmica (DP) esse problema pode ser reescrito da seguinte forma.

$$\begin{aligned} & \text{minimize} && c_1x_1 + \alpha_1(x_1) \\ & \text{subject to} && A_1x_1 \geq b_1. \end{aligned} \tag{3-2}$$

No problema descrito em 3-2 a parcela c_1x_1 representa o *Custo Imediato*, enquanto a parcela $\alpha_1(x_1)$ representa o *Custo Futuro* da decisão x_1 . Essa função, pode ser descrita ainda como o seguinte problema de otimização

$$\begin{aligned} \alpha_1(x_1) = \min && c_2x_2 \\ \text{s.t.} && A_2x_2 \geq b_2 - E_1x_1. \end{aligned} \tag{3-3}$$

O algoritmo de PD constrói a função de custo futuro discretizando x_1 e resolvendo o problema descrito em 3-3 para cada valor de x_1 dentro de um conjunto predeterminado de valores. Essa abordagem possui diversas vantagens, como por exemplo a generalização para problemas multi-estágios e a generalização para casos estocásticos.

No entanto é possível notar que a discretização realizada para a construção da função de custo futuro pode se tornar muito custosa computacionalmente conforme o número de variáveis envolvidas no problema aumenta (número de etapas ou de reservatórios). Para contornar esse problema, a função de custo futuro é então aproximada por uma função analítica ao invés de valores discretos. Assim, é possível calcular essa função para um conjunto menor de pontos e ajustar uma curva para esses valores.

Para obter tal aproximação, vale-se do teorema da dualidade forte para mostrar que no problema dual associado a 3-3 a variável de decisão x_1 deixa de fazer parte do lado direito das restrições (RHS) e passa a fazer parte da função objetivo do problema. Assim, o conjunto de soluções possíveis para o problema dual pode ser obtido sem o conhecimento prévio de x_1 . Desta forma, a solução do problema dual pode ser obtido por:

$$\begin{aligned} \hat{\alpha}_1(x_1) = \min \quad & \alpha \\ \text{s.t.} \quad & \alpha \geq \pi^i(b_2 - E_1x_1) \quad \text{for } i = 1, \dots, n \end{aligned} \quad (3-4)$$

Por meio dessa abordagem, garante-se que α estará acima de todas as retas com inclinações $i = 1, \dots, v$ e que o menor valor possível de α corresponderá ao maior valor das v funções avaliadas no ponto. É possível notar portanto, que a função custo futuro obtida por meio de 3-4 será uma função linear por partes que dependerá da variável de decisão x_1 e que ela representará um limite inferior para a função de custo futuro real uma vez que ela contém apenas um subconjunto dos candidatos de x_1 .

Desta forma, inserindo-se a equação 3-4 em 3-2 e resolvendo o problema resultante, encontra-se um limite inferior (*lower bound*) para o custo total de operação

$$\underline{z} = c_1\hat{x}_1 + \hat{\alpha}$$

O limite superior do custo total de operação pode ser obtido resolvendo-se o problema de segundo estágio utilizando-se a solução \hat{x}_1 proveniente do problema de primeiro estágio. Assim:

$$\bar{z} = c_1\hat{x}_1 + \alpha_1(\hat{x}_1)$$

A diferença entre os limites superior e inferior ($\bar{z} - \underline{z}$) indica a diferença entre a aproximação da função de custo futuro e a verdadeira função de custo futuro. Se essa diferença estiver dentro de um limite aceitável, o problema está resolvido. Caso contrário, deve-se escolher novos candidatos para entrar no subconjunto de valores de x_1 a serem testados na função de custo futuro.

O conjunto de candidatos de x_1 para construção da função de custo futuro deve ser obtido iterativamente da seguinte forma:

- i. Inicia-se com uma aproximação da função de custo futuro $\hat{a}(x_1) = 0$ e, portanto, $\bar{z} = \infty$
- ii. Resolve-se o problema de primeiro estágio, obtendo \underline{z} e \hat{x}_1
- iii. Se $\bar{z} - \underline{z} \leq \epsilon$ o algoritmo termina, caso contrário, resolve-se o problema de segundo estágio para se obter um novo \bar{z} e um novo x_1 (*simulação forward*)
- iv. Adiciona-se esse valor ao subconjunto de candidatos, constrói-se uma nova função de custo futuro e retorna ao passo (ii) (*simulação backward*)

É possível estender o algoritmo descrito acima para casos estocásticos, observando no entanto que a *simulação forward* para todos as combinações de cenários, apesar de ideal, acarreta em um esforço computacional muito grande uma vez que esse número cresce exponencialmente com o número de etapas. A solução adotada para evitar o problema da dimensionalidade, conhecido na literatura como *curse of dimensionality*, é a realização de simulações de Monte Carlo para uma amostra de cenários nas *simulações forward*.

3.1.2 Custo Marginal de Operação

O problema do despacho ótimo, descrito na seção anterior, determina não somente quanto cada usina do sistema irá gerar, mas também um ordenamento implícito, baseado nos custos operativos dessas usinas, para atendimento a carga. O resultado desse ordenamento é chamado de curva de ordem de mérito. A última usina que compõe esse grupo de agente que estão operando é também conhecida como usina marginal, uma vez que, caso haja um incremento de 1 MWh na demanda ela será a responsável pelo seu atendimento.

Baseando-se portanto na Teoria Marginalista, define-se o conceito de Custo Marginal de Operação (CMO) para o problema do planejamento da operação. O CMO é definido como o custo para o sistema atender a um incremento de 1 MWh na demanda e, no sistema de ordem de mérito mencionado acima, esse custo em tese é igual ao Custo Variável Unitário (CVU) da usina marginal do sistema.

Matematicamente, o CMO, representado por π , pode ser obtido do problema de minimização do despacho hidrotérmico a partir da variável dual da restrição de balanço entre oferta e demanda, equação 3-5b. No problema 3-5 descrito abaixo, um incremento na demanda, lado direito da restrição 3-5b, obriga que haja um aumento da geração (g) da usina marginal do sistema, respeitando assim a ordem de mérito, para atendimento a restrição, o que por sua vez aumenta o custo operativo em c \$/MWh, conforme relação em 3-5a. Caso não haja mais nenhum gerador capaz de atender a demanda, o que caracterizaria um sistema deficitário, o custo marginal de operação é definido como sendo o próprio custo de deficit, representado no problema abaixo por δ .

$$\min \sum c \cdot g + \delta \cdot r \quad (3-5a)$$

s.a.

$$\sum g + r = D \quad : \pi \quad (3-5b)$$

$$\mathbf{A} \cdot \mathbf{g} \geq \mathbf{b} \quad (3-5c)$$

3.1.3

Preço de Liquidação de Diferenças - PLD

O Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) é um valor de referência utilizado para valorar os montantes de energia que são liquidados no mercado *spot*.

Apesar de ser um dos *outputs* do problema do planejamento da operação, conforme detalhado na Seção 3.1.2, no SEB a responsabilidade pelo cálculo e divulgação desse valor é da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Para obter o PLD, a CCEE faz uso a mesma cadeia de modelos computacionais utilizados pelo ONS (NEWAVE \rightarrow DECOMP \rightarrow DESSEM) e da mesma base de dados, realizando apenas alguns ajustes, conforme descrito em [18].

Cada um dos modelos supracitados tem características próprias e, portanto, desempenham uma função específica na formação do preço oficial do SEB, como descrito a seguir:

- NEWAVE: Com este modelo o ONS realiza o planejamento da operação de médio prazo, isto é, para os próximos cinco anos. Neste sentido, ele é simulado considerando uma série de simplificações na representação de elementos do sistema, como por exemplo a utilização de Reservatórios Equivalentes de Energia (REEs) para representar as diferentes usinas hidroelétricas existentes no SIN, e etapas mensais. Assim, no processo de formação de preço, esse modelo é responsável por calcular a função de custo futuro para o primeiro mês de operação.
- DECOMP: Este modelo é utilizado pelo ONS para o planejamento da operação de curto prazo, próximos dois meses, e portanto utiliza a FCF calculada pelo NEWAVE para considerar o custo de oportunidade da utilização da água no horizonte não simulado. Por isso, esse modelo conta com um maior detalhamento na representação de elementos do sistema do que o NEWAVE, como por exemplo a individualização das usinas hidroelétricas e a utilização de etapas semanais. O DECOMP era utilizado até pouco tempo para determinação do preço, que até 2020 era formado semanalmente e por blocos de demanda. Com a entrada do DESSEM em 2021, esse modelo passou a ser responsável pelo cálculo da função de custo futuro para a semana operativa.
- DESSEM: Por fim, o ONS utiliza o DESSEM como ferramenta de planejamento da operação de curtíssimo prazo, próxima semana. Assim, este modelo conta com a representação mais detalhada de fenômenos de curtíssimo prazo, como recursos primários e restrições operativas (e.g. *unit commitment*), e se baseia na FCF calculada pelo DECOMP para determinar a programação do despacho diário.

Cabe ressaltar que apesar de possuírem diferentes modelagens quanto a representação dos elementos do sistema, todos os modelos buscam a minimização do custo operativo e para tal se utilizam de uma estrutura de problema de otimização muito similar a descrita 3-5 e a PDDE como técnica de solução para este problema.

Ao final da simulação da cadeia de modelos, a CCEE obtém os custos marginais para cada hora e em cada submercado². Os PLDs são então calculados a partir da regra de formação definida pela ANEEL na Resolução Normativa 858/2019^[19], na qual foram estabelecidos os seguintes critérios para definição dos limites do PLD:

²Os submercados aqui citados são diferentes das regiões geográficas. Esses são submercados elétricos e foram estabelecidos pela Lei nº. 9.648/1998 como sendo Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste

- $PLD_{\max_estrutural}$ (§1º do Art. 2º): Corresponde ao nível de proteção ao risco de 95% da função densidade de probabilidades da renda inframarginal, obtida do deck de revisão ordinária de garantia física das usinas hidrelétricas.
- $PLD_{\max_horário}$ (§2º do Art. 2º): É calculado com base na média ponderada dos Custos Variáveis Unitários (CVUs) das usinas termelétricas a óleo diesel, disponíveis no *deck* do Programa Mensal da Operação (PMO) de setembro de 2019, pelas respectivas potências instaladas.
- PLD_{\min} (Art. 4º): É calculado pela Aneel como o maior valor entre:
 - a Tarifa de Energia de Otimização da UHE Itaipu (TEO_{Itaipu});
 - a Tarifa de Energia de Otimização (TEO) das outras usinas hidrelétricas do Sistema Interligado Nacional;

Uma vez definidas os parâmetros para cálculo destes limites, tem-se a seguinte regra de formação:

- I. Para cada hora h do dia D , tem-se

$$PLD_h = \min (PLD_{\max_horario}; \max(PLD_{\min}, CMO_h))$$

- II. Se para o dia D a média de PLD_h for superior ao $PLD_{\max_estrutural}$, deve-se reduzir proporcionalmente PLD_h , respeitando sempre o limite inferior de PLD_{\min} , de maneira que tornar a média diária igual a $PLD_{\max_estrutural}$.

Por fim, destaca-se que esses limites são atualizados anualmente e dependem de variáveis alheias a esse trabalho e, portanto, não serão tratadas aqui. Cabe ressaltar que no estudo de caso do capítulo 5 serão utilizados os limites regulamentados pela ANEEL para o ano de 2021, conforme a Resolução Homologatória 2828/2020^[20], a saber:

- $PLD_{\max_estrutural}$: R\$ 583,88/MWh
- $PLD_{\max_horário}$: R\$ 1.197,87/MWh
- PLD_{\min} : R\$ 49,77/MWh

3.2

Curva *Forward* de Contratos de Energia

Nos últimos anos, o Mercado Livre brasileiro, ou Ambiente de Contratação Livre (ACL), tem sido a principal alternativa dos consumidores de médio/grande porte para reduzir seus custos com a aquisição de energia. Como reflexo disto, observou-se um forte movimento migratório para o ACL, principalmente no ano de 2017, consolidando assim esse mercado ao aumentar o seu *market share* em 30% da demanda total do sistema.

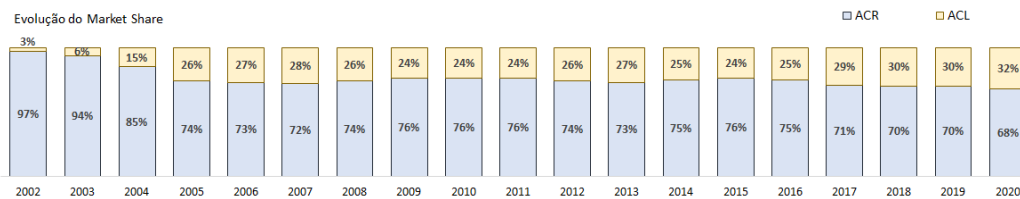


Figura 3.3: Crescimento do market share do Mercado Livre

Entretanto, o ACL ainda é um mercado de balcão, também referenciado no mercado financeiro como *over-the-counter market* (OTC). Neste tipo de ambiente de negociação, as transações entre os agentes ocorrem bilateralmente e de forma descentralizada, mantendo assim as condições contratuais como preço e quantidade restritas as partes, o que dificulta o estabelecimento de uma referência de preços crível, especialmente para o longo prazo.

Neste sentido, optou-se neste trabalho por utilizar a metodologia de precificação de contratos *forward* proposta em [21] para estimar o preço de equilíbrio dos diferentes contratos negociados pelos agentes no âmbito do MVE.

3.2.1

Precificação de contratos *Forward*

O autor em [21] propõem para a precificação de contratos *forward* uma metodologia baseada no conceito de equilíbrio geral de mercado, na qual as curvas de oferta e demanda por contratos é construída para cada agente, de forma indireta, a partir dos custos de oportunidade e o equilíbrio é atingido a partir da maximização do *surplus* do sistema.

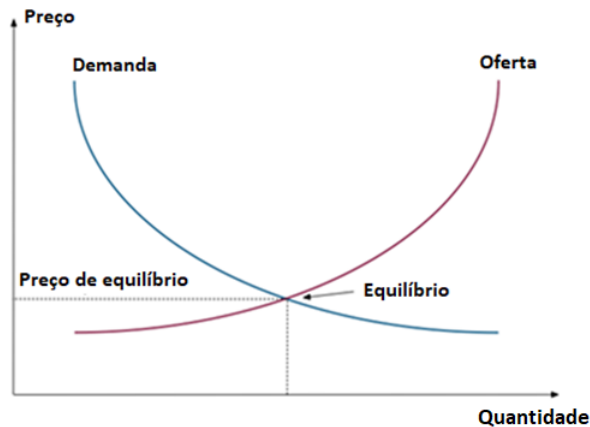


Figura 3.4: Representação das curvas de oferta e demanda por contratos de energia

Entretanto, apesar de considerar as preferências dos agentes por meio dos seus perfis de aversão ao risco, a metodologia proposta pressupõem a existência de um mercado completo onde a competição é perfeita, isto é, nenhum agente é capaz, sozinho, de deslocar a equilíbrio e, portanto, todos os agentes são *price taker*. De acordo com a literatura, para que esse tipo de competição fosse verificado, seria necessário que o mercado tivesse as seguintes características:

- Um número muito grande de agentes vendedores e compradores.
- Os produtos negociados nesse mercado devem ser homogêneos, caso contrário algum agente poderia ter uma vantagem competitiva.
- Deve haver livre acesso, tanto entrada quanto saída, a este mercado.

Sabe-se, no entanto, que na economia real esse modelo não se verifica em quase nenhum tipo de mercado, sendo largamente utilizado na literatura como forma de simplificar a representação das complexas relações entre os agentes. Entretanto, os autores demonstram que essa premissa permite uma simplificação na modelagem matemática do problema que possibilita a representação o equilíbrio de mercado por meio de um problema de programação linear.

Portanto, os autores propõem que para um mercado composto por I agentes negociando um contrato *forward* e considerando os seus custos de oportunidades - geração de energia (G), demanda (D) e preço *spot* (π) - representados por um conjunto de cenários estocásticos S , o equilíbrio poderia ser obtido a partir da maximização do problema abaixo.

$$\begin{aligned} \max \quad & \sum_{i \in I} (1 - \lambda_i) \cdot \mathbb{E}[R_{s,i}] + \lambda_i \cdot CVaR_{\alpha_i}(R_{s,i}) \\ \text{s.a.} \end{aligned} \quad (3-6)$$

$$R_{s,i} = (G_{s,i} - D_{s,i} + Q_i^{BUY} - Q_i^{SELL}) \cdot \pi_s \quad (3-7a)$$

$$\sum_{i \in I} Q_i^{BUY} = \sum_{i \in I} Q_i^{SELL} \quad (3-7b)$$

$$\mathbf{A} \cdot \mathbf{x} \leq \mathbf{b} \quad (3-7c)$$

Destaca-se que o perfil de aversão ao risco dos agentes é modelado no problema pela combinação convexa entre o valor esperado e o CVaR do seus cenários de receitas.

Por fim, os autores demonstram que no equilíbrio, o preço para os contratos *forward* são equivalentes a variável dual da restrição de equilíbrio de contratos (3-7b).

3.2.2

Projeção condicionada de preços

A metodologia brevemente descrita na seção anterior permite calcular para um conjunto de cenários S o preço de um contrato *forward* a partir da maximização do *surplus* da receita dos agentes no sistema, isto é, para um conjunto S se obtém um único preço.

Entretanto, ao simular a PDDE, utiliza-se um único conjunto de cenários S para representar a incerteza dos diferentes elementos sistêmicos, e.g. afliências e geração renovável. Neste caso, a aplicação direta da metodologia para precificação de contratos não seria capaz de capturar a influência das condições sistêmicas em períodos de negociação futuros uma vez que ela utilizaria o mesmo conjunto de cenários S para representar essas incertezas, isto é, o modelo seria indiferente quanto a data em que ocorrerá a negociação - o preço visto de hoje seria igual ao preço negociado no futuro.

Entende-se, no entanto, que essa é uma premissa fraca, especialmente no mercado brasileiro cujos preços são fortemente influenciados pelas condições de afliência e nível dos reservatórios no momento da negociação. Neste sentido, urge a necessidade de um número maior de conjuntos de cenários para diferenciar os preços vistos de hoje dos preços 'futuros'.

De uma forma direta, poderias-se montar uma árvore de decisão, composta por ramificações que denotariam diferentes evoluções das condições sistêmicas obtidas a partir da *clusterização* dos cenários originais com base no nível de armazenamento do sistema, e posteriormente, para cada nó desta árvore, seriam calculados os preços dos contratos considerando o subconjunto de cenários S' . A figura 3.5 ilustra esse procedimento.

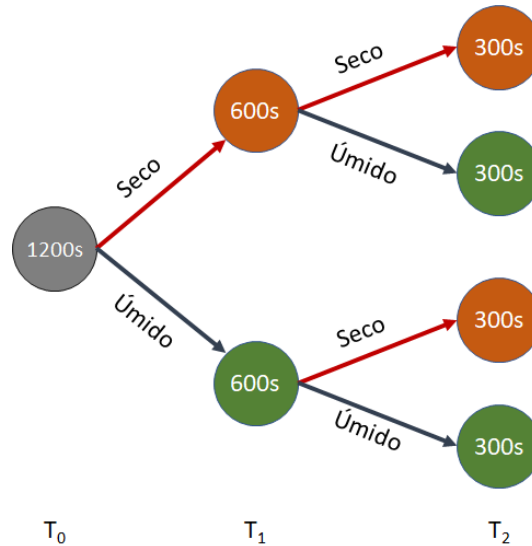


Figura 3.5: Árvore de cenários clusterizados

Entretanto, considerando um número finito de cenários simulados no conjunto original S , observa-se que o tamanho dos subconjuntos S' diminui rapidamente a medida em que a árvore se ramifica. Para a aplicação em tela, esse efeito é indesejado uma vez que ela requer um número mínimo de cenários para o cálculo da métrica de risco. Portanto, fica impossibilitada a construção de uma árvore de decisão com um grande número de ramificações, o que implica em um número pequeno de aberturas por nó ou em uma árvore com curto horizonte.

Para contornar esse problema, propõem-se a utilização de uma cadeia de *Markov* para gerar diferentes subconjuntos de cenários S^* mantendo o número original de cenários utilizados na simulação da PDDE.

A cadeia de *Markov* é um processo estocástico com propriedades *markovianas*, isto é, a distribuição de probabilidade condicional de estados futuros do processo - condicional tanto em estados passados, como presentes - depende única e exclusivamente do estado presente e não da sequência de eventos que o precedeu.

Assim, para construção da cadeia de *Markov* inicialmente os cenários originais do conjunto S devem ser agrupados, utilizando-se as mais diversas estratégias de *clusterização*, em variáveis de estado E para cada etapa T . Em seguida, calcula-se a probabilidade de transição dos N estados na etapa T para os N estados na etapa $T + 1$ - neste caso, essa probabilidade será calculada com base na relação entre o número de cenários que pertenciam a um estado E em T e o número de cenários que passaram a compor o estado E' em $T + 1$ - e assim sucessivamente para todo o horizonte, o que gerará diferentes matrizes de transição para cada etapa T . A Figura 3.6 ilustra esse procedimento.

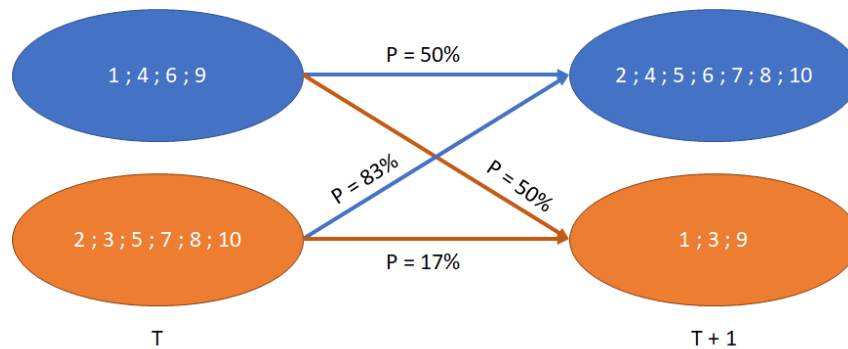


Figura 3.6: Exemplo de uma matriz de transição em uma cadeia de Markov

Uma vez calculada a matriz de transição para cada etapa, procede-se para a construção das diferentes cadeias de *Markov* de cenários da seguinte forma:

1. Para um cenário s do subconjunto original de cenários S obtém-se o seu estado inicial E ;
2. Realiza-se um sorteio aleatório e, de posse da matriz de transição da etapa T_0 para T_1 , verifica-se o novo estado E'
3. Novamente procede-se um sorteio aleatório para obtenção de um cenário representativo deste estado E' na etapa T_1 ;
4. Repetem-se os passos 2. e 3. até o final do horizonte.
5. Repetem-se os passos 1-4 N vezes, tal que N seja suficientemente grande.
6. Repetem-se os passos 1-5 para cada cenário s do subconjunto original de cenários S

Portanto, ao final do processo, para cada estado inicial do sistema - isto é cada cenário s do subconjunto original de cenários S - ter-se-á um novo conjunto S^* com N cenários, o que possibilitará a precificação dos contratos *Forward* para todos os cenários do conjunto S .

Ao adotar esse procedimento, torna-se possível, utilizando a metodologia descrita na seção anterior, projetar o preço de um contrato válido para o período $T + 24$ a $T + 36$ condicionado aos diferentes níveis dos reservatórios em $T + 15$, por exemplo.

4

Modelagem matemática para otimização dos volumes de descontratação

Nesta seção será apresentada a formulação matemática proposta para otimizar, sob a ótica do risco-retorno, a atuação de distribuidoras nos Mecanismos de Venda de Excedentes. Antes, no entanto, serão detalhados os principais *inputs* do modelo, os cálculos de pré-processamento necessários e a representação da aversão ao risco dos agentes.

4.1

Variáveis de entrada

O modelo proposto conta com um conjunto de variáveis de entrada de diferentes naturezas, alguns regulatórios outros de mercado, que serão apresentados nesta seção. A Tabela 4.1 os sumariza e será utilizada para futuras referências.

Variável	Descrição	Unidade
K	Conjunto de contratos para venda no MVE	
S	Conjunto de cenários hidrológicos simulados	
T	Conjunto de meses simulados	
Q_t^P	Quantidade de energia contratada no mês t	MWh
D_t	Carga da distribuidora no mês t	MWh
$\pi_{t,s}$	Preço <i>spot</i> do submercado da distribuidora no mês t do cenário hidrológico s	R\$/MWh
$P_{t,s}^{MIX}$	Preço médio de compra do portfólio da distribuidora no mês t no cenário hidrológico s	R\$/MWh
$Carga_{Reg}$	Carga regulatória da distribuidora	MWh
$Sobra_{Inv}$	Volume de sobrecontratação considerado involuntário	MWh
Exp_{Inv}	Volume de exposição considerado involuntário	MWh
Q_{MVE}^{MAX}	Máximo volume disponível para venda no MVE	MWh
Q_{ESP}^{MAX}	Máximo volume de energia especial disponível para venda no MVE	MWh
Q_{TRI}^{MAX}	Máximo volume de energia disponível para venda em produtos trimestrais no MVE	MWh
$P_{k,s}$	Preço do contrato k no cenário hidrológico s	R\$/MWh
α	Intervalo de confiança	p.u.
λ	Parâmetro de aversão ao risco	p.u.

Tabela 4.1: Variáveis de entrada do modelo de otimização

As variáveis Q_t^P e D_t formam o balanço energético da distribuidora, ambos assumidos aqui como conhecidos *ex-ante*, que será utilizado pela CCEE no mês t para contabilização da liquidação no mercado *spot*. Essa liquidação será feita considerando a realização do preço *spot* $\pi_{t,s}$, que será projetado considerando a regulação vigente descrita na Seção 3.1.

As variáveis $Carga_{Reg}$, $Sobra_{Inv}$ e Exp_{Inv} junto a soma de Q_t^P ao longo do ano serão utilizadas para auferir os volumes de sobrecontratação ou exposição que devem ser alocados a distribuidora, conforme detalhado na Seção 2.3. Caso esse volume seja diferente de zero, deve-se considerar ainda que a distribuidora ressarcirá o consumidor, em montante proporcional a esse volume, ao preço médio de compra da energia do portfólio $P_{t,s}^{MIX}$.

As variáveis Q_{MVE}^{MAX} , Q_{ESP}^{MAX} e Q_{TRI}^{MAX} representam os limites volumétricos de máxima quantidade de energia disponível para venda impostos pela regulação. Esses montantes são pré determinados e serão calculados de acordo com a regulação vigente, descrita na Seção 2.2.3.

As variáveis $P_{k,s}$ indicam o preço de equilíbrio para o contrato k negociado no MVE considerando a realização do cenários hidrológico s . A metodologia utilizada para estimar esse preço foi detalhada na Seção 3.2.

Por fim, as variáveis α e λ serão utilizadas para representar o perfil de aversão ao risco da distribuidora, conforme metodologia detalhada na Seção 4.2.

4.2 Representação do perfil de aversão ao risco

O preço *spot* é um dos custos de oportunidade das distribuidoras para liquidação no mercado *spot* do seu excedente de contratos. Além disso, este é também um dos principais *inputs* utilizados pelo mercado e pela metodologia proposta em [21] para precificar os contratos *forwards*, outro custo de oportunidade observado pelas distribuidoras ao vender seus excedentes contratuais no MVE.

Conforme detalhado anteriormente, devido as características da matriz energética brasileira, o preço *spot*, calculado via modelo, é uma variável muito volátil por ser altamente dependentes das perspectivas de chuvas nos meses seguintes.

Sendo assim, espera-se que cada agente se comportará de uma maneira diante dessa incerteza, afetando significativamente a sua disposição a vender. Portanto, o perfil de aversão ao risco do agente torna-se uma variável fundamental para determinação da sua atuação nos MVEs visando a maximização dos seu resultado financeiro sob a ótica do risco-retorno.

A fim de emular essa variabilidade de preços *spot*, usualmente são simulados despachos com diversos cenários hidrológicos equiprováveis. Desta forma, se obtêm uma distribuição de probabilidade de receita do agente, sendo possível agora aplicar uma estatística, que nesse caso será uma medida de risco, em cima desse espectro.

4.2.1 Conditional Value at Risk (CVaR)

A utilização do Conditional Value at Risk (CVaR) como medida de risco em problemas de portfólio vem se notabilizando em diversos mercados, principalmente no mercado de energia, devido a sua capacidade de capturar a presença de eventos catastróficos nas funções de distribuição de probabilidade.

Essa medida de risco representa o valor esperado dentro de uma faixa de receita composta pelos piores cenários da distribuição, determinada por um quantil α . Portanto, seja uma variável aleatória R qualquer, o valor de risco condicionado (CVaR) para um dado nível de confiança α é definido matematicamente conforme a equação abaixo, onde o VaR_α (*Value at Risk*) representa o quantil máximo dentro de um intervalo de confiança α .

$$CVaR_\alpha(R) = \mathbb{E}[R : R \leq VaR_\alpha] \quad (4-1)$$

Logo, o CVaR representa o valor esperado condicionado aos eventos que são menores que o VaR_α e pode ainda ser visto como um quantil de R . A figura abaixo auxilia graficamente a definir esse conceito.

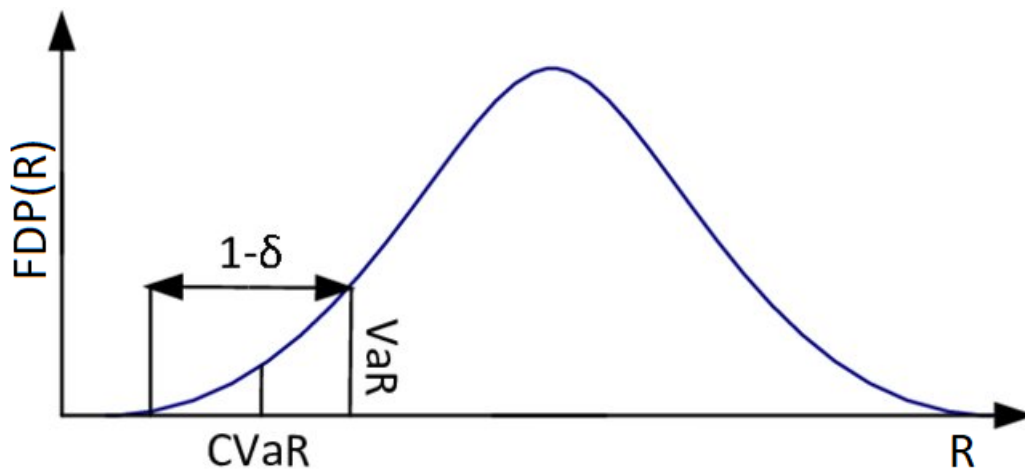


Figura 4.1: Representação gráfica do CVaR

Apesar do *Value at Risk* (VaR), medida de risco largamente utilizada no mercado financeiro, também ser capaz de capturar esses eventos de cauda, sua utilização vem sendo discutida amplamente, como em [22], por não atender um dos axiomas de coerência definidos em [23], o da subaditividade. Este axioma, também conhecido como efeito portfólio, determina que a medida de risco de dois portfólios em conjunto não pode ser maior do que a soma das medidas de risco dos portfólios em separado. Dito de outra forma, supondo dois portfólios de ativos R e P , para que uma medida de risco A atenda a propriedade da subaditividade, é necessário que se tenha a seguinte desigualdade.

$$A(R + P) \leq A(R) + A(P) \quad (4-2)$$

Logo, a utilização do VaR como uma medida de risco pode levar a distorções no processo de definição de contratação mais adequada, prejudicando o agente participante do leilão.

O CVaR possui ainda uma outra característica desejável para problemas de otimização que é a sua representação por meio de uma função linear, conforme demonstrado por Rockfeller em [24].

Portanto, supondo-se um conjunto S de cenários equiprováveis e um nível de confiança $1 - \alpha$, o CVaR da receita de um agente pode ser representado pelo seguinte problema de otimização linear:

$$CVaR_\alpha(R) = \max b + \frac{\sum_{s \in S} u_s}{S \cdot \alpha} \quad (4-3a)$$

s.a.

$$u_s \leq R_s + b, \quad \forall s \in S \quad (4-3b)$$

$$u_s \leq 0, \quad \forall s \in S \quad (4-3c)$$

$$b \quad \text{livre} \quad (4-3d)$$

Sendo assim, no modelo proposto neste trabalho será utilizado o CVaR enquanto medida de risco, uma vez que ele: i) é capaz de capturar os efeitos de cauda; ii) atende a todos os axiomas de coerência definidos em [23]; e iii) pode ser representado por uma função linear.

4.2.2

Representação da aversão ao risco

Definida a medida de risco a ser adotada na modelagem do problema, faz-se necessário determinar como ela será incorporada na formulação para representar a aversão ao risco do agente e capturar o seu comportamento diante de diferentes cenários.

Usualmente ela é utilizada como uma restrição do problema de otimização de forma a modelar os limites de risco financeiro definidos muitas vezes nas políticas das empresas, evitando assim cenários de *stress* para o fluxo de caixa das companhias.

Entretanto, como no problema modelado o fluxo de negociação é unidirecional, isto é, as distribuidoras só podem vender energia, a modelagem dessa medida de risco como uma restrição pode tornar o problema inviável, uma vez que a compra de energia, utilizada muitas vezes para balancear as exposições ao mercado de curto prazo, não é possível.

Neste sentido, optou-se para o modelo proposto neste trabalho pela representação da aversão ao risco dos agentes por meio da combinação convexa, formalmente definida em [25], entre o Valor Esperado e o $CVaR_\alpha$ da receita.

$$\max (1 - \lambda) \cdot \mathbb{E}[R] + \lambda \cdot CVaR_\alpha(R) \quad (4-4a)$$

$$\lambda \in [0, 1] \quad (4-4b)$$

Desta forma é possível pesar de diferentes maneiras, por meio do parâmetro λ , a relação entre risco e retorno e adequar a simulação as características dos agentes envolvidos.

4.3

Tratamento dos dados do problema de otimização

Nesta seção serão apresentados os procedimentos adotados para o pré-processamento das variáveis de entrada do modelo de otimização.

4.3.1

Cálculo do balanço energético mensal

Inicialmente, faz-se necessário calcular o balanço energético para determinar os volumes de energia que serão liquidados no mercado *spot*. Portanto, para um determinado mês t , a energia liquidada no mercado de curto prazo é dada por:

$$Q_t^{MCP} = Q_t^P - D_t \quad (4-5)$$

Valores positivos de Q_t^{MCP} , meses em que o volume de contratos é superior a carga, indicam venda no mercado de curto prazo, também referida como uma posição comprada ou posição *long*. Já valores negativos de Q_t^{MCP} , i.e. meses em que o volume de contratos é inferior a carga, indicam compra no mercado de curto prazo, também referida como uma posição vendida ou posição *short*. Matematicamente, essas exposições positivas e negativas ao mercado de curto prazo são representadas, respectivamente, pelas variáveis V_t^{MCP} e C_t^{MCP} , conforme equações abaixo.

$$V_t^{MCP} = \max(0; Q_t^{MCP}) \quad (4-6a)$$

$$C_t^{MCP} = \max(0; -Q_t^{MCP}) \quad (4-6b)$$

Para ilustrar esses conceitos, consideremos o balanço energético de uma distribuidora genérica apresentado abaixo.

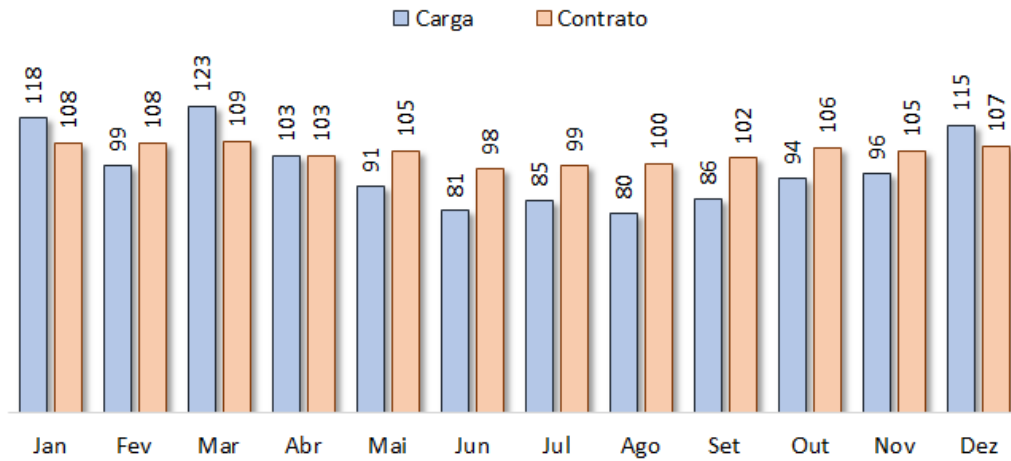


Figura 4.2: Exemplo - Balanço energético de recursos e requisitos

Devido a sazonalidade da carga e dos contratos, existe alternância nas exposições ao MCP, sendo em alguns meses positiva e em outros negativa, conforme ilustrado no gráfico abaixo.

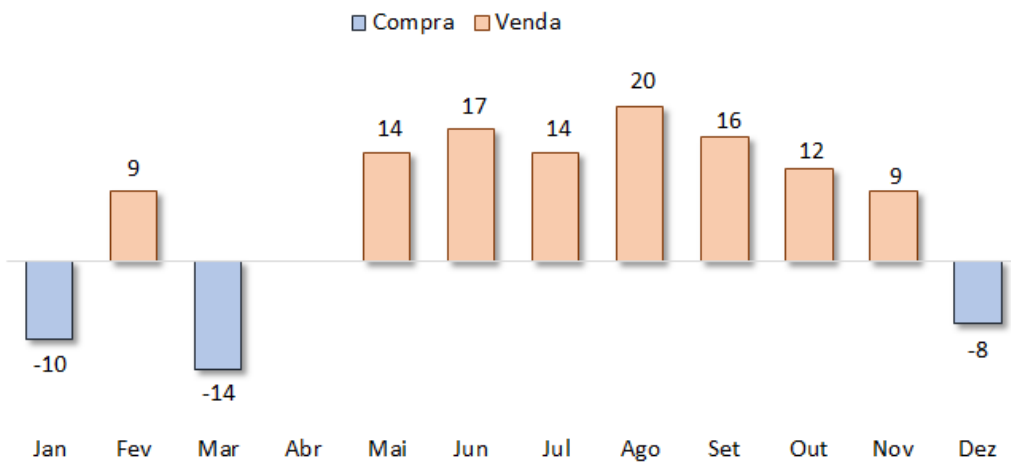


Figura 4.3: Exemplo - Volumes de compra e venda no Mercado de Curto Prazo

4.3.2

Ajustes para cálculo do repasse do resultado financeiro das compras e vendas no MCP

Conforme apresentado na Seção 2.3, ao final do ano civil é realizado o cálculo dos volumes que devem ser alocados entre os agentes: distribuidora e consumidores. Portanto, tem-se ao final do ano:

$$V_{ano}^{MCP} = \sum_{t=1}^{12} V_t^{MCP} \quad (4-7a)$$

$$C_{ano}^{MCP} = \sum_{t=1}^{12} C_t^{MCP} \quad (4-7b)$$

A situação de contratação de energia da distribuidora é definida então da seguinte maneira:

1. Se $V_{ano}^{MCP} > C_{ano}^{MCP}$, então há sobrecontratação ($SOBRE_{ano}$)

$$SOBRE_{ano} = \max(0; V_{ano}^{MCP} - C_{ano}^{MCP}) \quad (4-8)$$

2. Se $C_{ano}^{MCP} > V_{ano}^{MCP}$, há exposição (EXP_{ano})

$$EXP_{ano} = \max(0; C_{ano}^{MCP} - V_{ano}^{MCP}) \quad (4-9)$$

Considerando o exemplo apresentado na Figura 4.2, temos um total de venda no MCP ao longo do ano (V_{ano}^{MCP}) de 111 MWh e um total de compras no MCP ao longo do ano (C_{ano}^{MCP}) de 32 MWh, configurando, portanto, uma situação de sobrecontratação anual ($SOBRE_{ano}$) de 79 MWh.

Conforme detalhado em 2.3, o repasse da sobrecontratação está limitado a 5% da energia anual requerida regulatória da concessionária, somada ao volume de sobrecontratação involuntária $Sobra_{Inv}$, definido anualmente pela Aneel.

$$SOBRE_{ano}^{lim} = 0,05 \cdot Carga_{Reg} + Sobra_{Inv} \quad (4-10)$$

Tomando como exemplo o balanço apresentado na Figura 4.2 e assumindo uma sobrecontratação involuntária ($Sobra_{Inv}$) de 0 MWh, temos um limite de sobrecontratação ($SOBRE_{ano}^{lim}$) de 59 MWh.

Caso haja a apuração de uma sobrecontratação acima do limite regulatório, caso observado no exemplo apresentado, os volumes mensalmente expostos ao mercado de curto prazo serão repartidos entre distribuidora ($SobreD_t$) e consumidor ($SobreCons_t$) da seguinte maneira.

$$SobreD_t = (SOBRE_{ano} - SOBRE_{ano}^{lim}) \cdot \frac{V_t^{MCP}}{V_{ano}^{MCP}} \quad (4-11a)$$

$$SobreCons_t = V_t^{MCP} - SobreD_t \quad (4-11b)$$

Considerando novamente o balanço energético apresentado na Figura 4.2 e seguindo as equações acima, temos os seguintes volumes alocados mensalmente a cada um dos agentes.

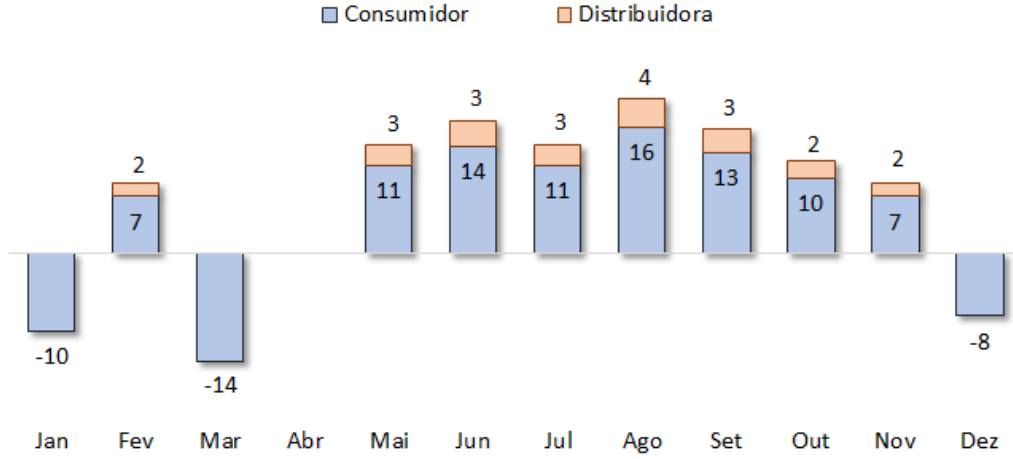


Figura 4.4: Exemplo - Alocação entre os agentes dos volumes de energia liquidados no MCP

Caso ano final do ano haja a apuração de uma exposição, os volumes mensalmente expostos ao mercado de curto prazo serão repartidos entre distribuidora ($ExpD_t$) e consumidor ($ExpCons_t$) da seguinte maneira.

$$ExpD_t = (EXP_{ano} - Exp_{Inv}) \cdot \frac{C_t^{MCP}}{C_{ano}^{MCP}} \quad (4-12a)$$

$$ExpCons_t = C_t^{MCP} - ExpD_t \quad (4-12b)$$

4.3.3

Compartilhamento de ganhos no MVE

Conforme detalhado na Seção 2.2.3, caso a distribuidora realize a venda de energia na parcela pertencente ao consumidor, o benefício financeiro dessa operação será repartido igualmente entre os agentes. Caso essa operação resulte em um prejuízo financeiro, a distribuidora é responsável por arcar com o ônus da negociação.

De maneira a tornar a formulação apresentada na Seção 4.4 mais clara, faz-se uso da variável auxiliar $\Gamma_{s,t,k}$ para determinar, *ex-ante*, os casos em que haveria compartilhamento ou não do resultado na negociação.

$$\Gamma_{s,t,k} = \begin{cases} 0, & \text{se } Pmve_{s,t,k} > \pi_{s,t}, \forall s \in S, t \in T, k \in K \\ 0,5, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (4-13)$$

4.3.4

Contratos negociados no MVE

Na Seção 2.2.3 detalhou-se o processo de apuração e compartilhamento dos efeitos financeiros no MVE, o qual depende não somente dos volumes e preços negociados, mas também os produtos. Pela regra vigente os contratos são ordenados da seguinte forma:

1. Tipo de preço
 - (a) Preço Fixo
 - (b) PLD + *spread*
2. Duração do contrato
3. Data de negociação
4. Tipo de energia
 - (a) Energia Especial
 - (b) Energia Convencional

Neste sentido, faz-se necessário ordenar o conjunto de contratos que compõem os dados de entrada do modelo de otimização de maneira a alocar corretamente entre os agentes os volumes vendidos e os resultados financeiros das negociações, conforme regulação vigente.

4.4

Formulação do problema de otimização

Nesta seção será formalizada a formulação matemática do modelo de otimização da participação das distribuidoras no Mecanismo de Venda de Excedentes. Como será detalhado mais a frente, o modelo foi formulado como um problema de Programação Inteira Mista (PIM) para conseguir emular de forma precisa as particularidades desse mecanismo impostas pela regulação vigente.

De maneira a tornar a formulação mais clara e compreensível, a tabela abaixo apresenta um breve descritivo das variáveis de decisão e variáveis auxiliares utilizadas na modelagem do problema.

Variável	Descrição
K_{ESP}	Conjunto de contratos de energia especial
K_{TRI}	Conjunto de contratos com duração de três meses
Q_k^{MVE}	Variável de decisão para o volume vendido no MVE no contrato k
Rev_s^{Disco}	Receita alocada a distribuidora no cenário s após ajuste para repasse do resultado financeiro
$A_{s,t}^{FinExpSob}$	Ajuste do repasse dos custos de sobrecontratação de energia, exposição ao mercado de curto prazo e dos resultados no MVE, para o cenário s no mês t
$A_{s,t}^{Sobre}$	Ajuste da sobrecontratação de energia relativo à parcela voluntária para o cenário s no mês t
$A_{s,t}^{Expo}$	Ajuste da exposição no mercado de curto prazo relativo à parcela voluntária, no ano civil, para o cenário s no mês t
$A_{s,t}^{MveDisco}$	Ajuste da sobrecontratação de energia relativo à parcela voluntária nos montantes do MVE para o cenário s no mês t
$A_{s,t}^{MveCons}$	Ajuste relativo à parcela de energia no MVE até o limite da sobrecontratação no ano civil para o cenário s no mês t
$A_{s,t}^{MveComp}$	Ajuste referente ao compartilhamento do lucro resultante da venda de energia no MVE para o cenário s no mês t
p_s	Probabilidade associada ao cenário s
$ucvar_s$	Variável auxiliar para cálculo do CVaR da receita
$bvar$	VaR da receita da distribuidora
$Q_{t,k}^{MVE}$	Quantidade alocada ao mês t do contrato k do MVE
$Q_t^{AjSobre}$	Volume de excedente de energia energia, alocada a distribuidora, vendido no MCP no mês t
Q_t^{AjExpo}	Volume da falta de energia, alocada a distribuidora, comprado no MCP no mês t
$Q_{t,k}^{MveDisco}$	Volume de energia do contrato k para o mês t vendido no MVE e alocado exclusivamente a distribuidora
$Q_{t,k}^{MveComp}$	Volume de energia do contrato k no mês t vendido no MVE que há compartilhamento entre distribuidora e consumidor
$Sazo_{t,k}$	Fator de sazonalização do contrato k para o mês t
$x_{t,k}, y_{t,k}, z_{t,k}$	Variáveis binárias utilizadas para alocação entre
w_t, a_t, b_t, c_t	distribuidora e consumidor da energia vendida no MVE
$BigM$	Valor significativamente grande

Tabela 4.2: Variáveis de decisão e variáveis auxiliares utilizadas na modelagem do problema de otimização

A formulação do problema de otimização é apresentada a seguir.

$$\max \quad (1 - \lambda) \cdot \mathbb{E} [Rev_s^{Disco}] + \lambda \cdot CVaR [Rev_s^{Disco}] \quad (4-14)$$

s.a.

$$Rev_s^{Disco} = \sum_{t \in T} Aj_{s,t}^{FinExpSob} \quad \forall t \in T \quad (4-15a)$$

$$\mathbb{E} [Rev_s^{Disco}] = \sum_{s \in S} p_s \cdot Rev_s^{Disco} \quad (4-15b)$$

$$CVaR [Rev_s^{Disco}] = bcvar + \sum_{s \in S} \frac{p_s}{1 - \alpha} \cdot ucvar_s \quad (4-15c)$$

$$ucvar_s + bcvar \leq Rev_s^{Disco} \quad \forall s \in S \quad (4-15d)$$

$$Aj_{s,t}^{FinExpSob} = Aj_{s,t}^{Sobre} - Aj_{s,t}^{Expo} + Aj_{s,t}^{MveDisco} + Aj_{s,t}^{MveCons} - Aj_{s,t}^{MveComp} \quad \forall t \in T, s \in S \quad (4-16a)$$

$$Aj_{s,t}^{Sobre} = Q_t^{AjSobre} \cdot (\pi_{s,t} - P_{t,s}^{MIX}) \quad \forall s \in S, t \in T \quad (4-16b)$$

$$Aj_{s,t}^{Expo} = Q_t^{AjExpo} \cdot \max(0, \pi_{s,t} - VR) \quad \forall s \in S, t \in T \quad (4-16c)$$

$$Aj_{s,t}^{MveDisco} = \sum_{k \in K} Q_{t,k}^{MveDisco} \cdot (P_{s,t,k} - P_{s,t}^{MIX}) \quad \forall s \in S, t \in T \quad (4-16d)$$

$$Aj_{s,t}^{MveCons} = \sum_{k \in K} Q_{t,k}^{MveComp} \cdot (P_{s,t,k} - \pi_{s,t}) \quad \forall s \in S, t \in T \quad (4-16e)$$

$$Aj_{s,t}^{MveComp} = \sum_{k \in K} \Gamma_{s,t,k} \cdot Q_{t,k}^{MveComp} \cdot (P_{s,t,k} - \pi_{s,t}) \quad \forall s \in S, t \in T \quad (4-16f)$$

$$Q_{t,k}^{MVE} = Q_k^{MVE} \cdot Sazo_{t,k} \quad \forall k \in K, t \in T \quad (4-17a)$$

$$Q_t^{AjSobre} = SobreD_t - \sum_{k \in K} Q_{t,k}^{MVE} \quad \forall t \in T \quad (4-17b)$$

$$Q_t^{AjExpo} = ExpoD_t \quad \forall t \in T \quad (4-17c)$$

$$Q_{t,k}^{MVE} = Q_{t,k}^{MveDisco} + Q_{t,k}^{MveComp} \quad \forall k \in K, t \in T \quad (4-17d)$$

$$\sum_{k \in K} Q_{t,k}^{MveDisco} \leq SobreD_t \quad \forall t \in T \quad (4-18a)$$

$$SobreD_t \cdot w_t \leq \sum_{k \in K} Q_{t,k}^{MveDisco} \quad \forall t \in T \quad (4-18b)$$

$$Q_{t,k}^{MveDisco} \leq y_{t,k} \cdot Q_{t,k}^{MVE} \quad \forall k \in K, t \in T \quad (4-18c)$$

$$Q_{t,k}^{MveComp} \leq x_{t,k} \cdot Q_{t,k}^{MVE} \quad \forall k \in K, t \in T \quad (4-18d)$$

$$x_{t,k} + y_{t,k} = 1 + z_{t,k} \quad \forall k \in K, t \in T \quad (4-19a)$$

$$\sum_{k \in K} z_{t,k} \leq w_t \quad \forall t \in T \quad (4-19b)$$

$$y_{t,k} \leq 1 - \sum_{i \in 1..k-1} z_{t,i} \quad \forall k \in K, t \in T \quad (4-19c)$$

$$x_{t,k} \leq 1 + \sum_{i \in 1..k} z_{t,i} \quad \forall k \in K, t \in T \quad (4-19d)$$

$$y_{t,k+1} \leq y_{t,k} \quad \forall t \in T, k \in 1..K-1 \quad (4-19e)$$

$$x_{t,k} \leq x_{t,k+1} \quad \forall t \in T, k \in 1..K-1 \quad (4-19f)$$

$$SobreD_t \leq a_t \cdot BigM \quad \forall t \in T \quad (4-20a)$$

$$\sum_{k \in K} Q_{t,k}^{MVE} - SobreD_t \leq b_t \cdot BigM \quad \forall t \in T \quad (4-20b)$$

$$SobreD_t - \sum_{k \in K} Q_{t,k}^{MVE} \leq c_t \cdot BigM \quad \forall t \in T \quad (4-20c)$$

$$a_t + b_t + c_t \geq 1 \quad \forall t \in T \quad (4-20d)$$

$$a_t + b_t + c_t \leq 2 \quad \forall t \in T \quad (4-20e)$$

$$a_t + b_t \leq w_t + 1 \quad \forall t \in T \quad (4-20f)$$

$$w_t \leq a_t \quad \forall t \in T \quad (4-20g)$$

$$w_t \leq b_t \quad \forall t \in T \quad (4-20h)$$

$$\sum_{k \in K} Q_k^{MVE} \leq Q_{MVE}^{MAX} \quad (4-21a)$$

$$\sum_{k \in K_{ESP}} Q_k^{MVE} \leq Q_{ESP}^{MAX} \quad (4-21b)$$

$$\sum_{k \in K_{TRI}} Q_k^{MVE} \leq Q_{TRI}^{MAX} \quad (4-21c)$$

$$Q_k^{MVE} \geq 0 \quad \forall k \in K \quad (4-22a)$$

$$Q_t^{AjSobre} \geq 0 \quad \forall t \in T \quad (4-22b)$$

$$Q_t^{AjExpo} \geq 0 \quad \forall t \in T \quad (4-22c)$$

$$Q_{t,k}^{MveDisco} \geq 0 \quad \forall t \in T, k \in K \quad (4-22d)$$

$$Q_{t,k}^{MveComp} \geq 0 \quad \forall t \in T, k \in K \quad (4-22e)$$

$$ucvar_s \leq 0 \quad \forall s \in S \quad (4-22f)$$

$$bcvar \quad livre \quad (4-22g)$$

$$x_{t,k} \in \{0, 1\} \quad \forall t \in T, k \in K \quad (4-22h)$$

$$y_{t,k} \in \{0, 1\} \quad \forall t \in T, k \in K \quad (4-22i)$$

$$z_{t,k} \in \{0, 1\} \quad \forall t \in T, k \in K \quad (4-22j)$$

$$w_t \in \{0, 1\} \quad \forall t \in T \quad (4-22k)$$

$$a_t \in \{0, 1\} \quad \forall t \in T \quad (4-22l)$$

$$b_t \in \{0, 1\} \quad \forall t \in T \quad (4-22m)$$

$$c_t \in \{0, 1\} \quad \forall t \in T \quad (4-22n)$$

A função objetivo da modelagem proposta, equação 4-14, é composta pela combinação convexa entre o valor esperado e o $CVaR_\alpha$ da receita da distribuidora.

As equações apresentadas em 4-15 são utilizadas para calcular as medidas de risco utilizadas na função objetivo do problema de otimização. Destaca-se que as equações 4-15c e 4-15d são a representação linear do $CVaR_\alpha$. Por fim, ressalta-se que apesar da generalização apresentada na formulação no que diz respeito a probabilidade de ocorrência de cada um dos cenários p_s , nos estudos de caso que serão apresentados mais a frente, estes cenários serão considerados equiprováveis.

As equações apresentadas em 4-16 representam a receita auferida pela distribuidora ao final da apuração dos ajustes financeiros dos repasses dos custos de sobrecontratação de energia, exposição ao mercado de curto prazo e dos resultados do MVE, conforme a regulação vigente.

Já as equações apresentadas em 4-17 são utilizadas para estimar o volume de energia que será utilizado para calcular os resultados financeiros, conforme as equações 4-16. Note que para fins de formulação a quantidade de energia vendida no MVE referente ao contrato k alocada ao mês t ($Q_{t,k}^{MVE}$) pode ser decomposta em duas parcelas, conforme a equação 4-17d: i) aquela alocada exclusivamente a distribuidora ($Q_{t,k}^{MveDisco}$); e ii) aquela cujos efeitos financeiros, se positivos, são repartidos com o consumidor ($Q_{t,k}^{MveComp}$). Destaca-se ainda que só haverá um efeito associado a liquidação da energia no mercado de curto prazo alocado a distribuidora ($Q_t^{AjSobre}$), caso a energia exposta ao MCP no mês t no balanço energético original ($SobreD_t$) supere o volume vendido em contratos no MVE alocados ao mês t ($\sum Q_{t,k}^{MVE}$).

As equações apresentadas em 4-18-4-20 são responsáveis por realizar a alocação dos volumes entre: i) integralmente alocados a distribuidora; e ii) compartilhado com os consumidores.

As restrições 4-18c e 4-18d impõem os *bounds* as variáveis $Q_{t,k}^{MveDisco}$ e $Q_{t,k}^{MveComp}$.

$$Q_{t,k}^{MveDisco} \begin{cases} = 0, & \text{se } y_{t,k} = 0 \\ \leq Q_{t,k}^{MVE}, & \text{se } y_{t,k} = 1 \end{cases}, \quad \forall t \in T, k \in K \quad (4-23)$$

$$Q_{t,k}^{MveComp} \begin{cases} = 0, & \text{se } x_{t,k} = 0 \\ \leq Q_{t,k}^{MVE}, & \text{se } x_{t,k} = 1 \end{cases}, \quad \forall t \in T, k \in K \quad (4-24)$$

Já as equações 4-18a e 4-18b alocam prioritariamente os volumes vendidos no MVE a parcela voluntária de sobrecontratação da distribuidora. Isso pode ser visto ao rescrever as inequações, conforme abaixo. Nota-se que se $w_t = 0$ a soma dos volumes vendidos no MVE alocadas ao mês t são inferiores a sobrecontratação voluntária da distribuidora e, portanto, haverá ainda um volume a ser liquidado no mercado de curto prazo.

$$SobreD_t \cdot w_t \leq \sum_{k \in K} Q_{t,k}^{MveDisco} \leq SobreD_t \quad (4-25)$$

Conforme detalhado na Seção 2.2.3, os contratos tem uma ordenação para fins de apuração dos efeitos financeiros e são alocados prioritariamente as sobras voluntárias. Neste sentido, cabe ressaltar que no momento da apuração apenas um contrato poderá ter, ao mesmo tempo, uma parcela alocada a sobrecontratação voluntária e outra destinada ao compartilhamento com o consumidor, representado nessa formulação pela variável $z_{t,k}$, enquanto os demais serão alocados exclusivamente a distribuidora, representado pela variável $y_{t,k}$, ou exclusivamente ao compartilhamento com o consumidor, representado pela variável $x_{t,k}$. As restrições em 4-19, ilustradas na figura abaixo, modelam esse efeito. Nota-se que:

- A variável y_{i+1} só poderá ser 1 se a variável y_i for igual a 1, isto é, a quantidade vendida no MVE no contrato $i + 1$ poderá ser alocada a parcela voluntária da distribuidora se, e somente se, a quantidade do contrato i tiver sido alocada a mesma parcela (restrição 4-19e).
- A variável x_{i+1} será 1 se a variável x_i for igual a 1, isto é, a quantidade vendida no MVE no contrato $i + 1$ será alocada a parcela compartilhada com o consumidor se em parte (ou no todo) a quantidade do contrato i tiver sido alocada a mesma parcela (restrição 4-19f).
- Modelam-se a possibilidade de um contrato ter os seus efeitos financeiros tanto exclusivos a distribuidora quanto compartilhado com o consumidor (restrição 4-19a).
- Haverá ao menos um contrato com efeitos tanto exclusivos a distribuidora quanto compartilhado com o consumidor caso a soma dos volumes vendidos no MVE sejam superiores a sobrecontratação voluntária apurada no balanço original da distribuidora, ou seja, neste caso ao menos uma das variáveis z_i poderá ser diferente de zero (restrição 4-19b).
- Haverá **somente** um contrato com efeitos tanto exclusivos a distribuidora quanto compartilhado com o consumidor (restrições 4-19c e 4-19d).

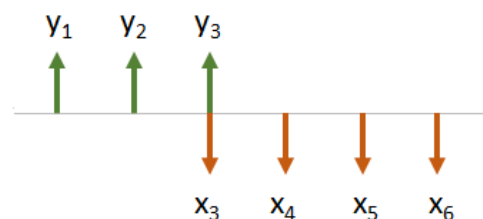


Figura 4.5: Representação gráfica do CVaR

As equações em 4-20 também auxiliam, junto a equação 4-18b, na alocação dos volumes de energia entre os agentes. De forma bem sumária tem-se:

$$a_t = \begin{cases} 1, & \text{se } SobreD_t > 0 \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases}, \quad \forall t \in T \quad (4-26)$$

$$b_t = \begin{cases} 1, & \text{se } \sum_{k \in K} Q_{t,k}^{MVE} \geq SobreD_t \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases}, \quad \forall t \in T \quad (4-27)$$

$$c_t = \begin{cases} 1, & \text{se } \sum_{k \in K} Q_{t,k}^{MVE} \leq SobreD_t \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases}, \quad \forall t \in T \quad (4-28)$$

Nota-se que as equações 4-20b e 4-20c são excludentes, isto é, b será 1 se, e somente se, c for igual a 0. Esse efeito é também reforçado nas inequações 4-20d e 4-20e, por meio das quais se garante que ao menos uma das variáveis auxiliares será igual a 1 e no máximo duas podem ser iguais a 1. Já as restrições 4-20f a 4-20h fazem o elo com a restrição 4-19b e garantem que só haverá alocação exclusiva a distribuidora caso haja uma sobrecontratação voluntária alocada àquele mês no balanço energético de referência.

Por fim as restrições descritas nas equações 4-21 limitam a otimização da venda dos volumes no MVE ao limites impostos pela regulação vigente, conforme detalhado na Seção 2.2.3, enquanto as descritas nas equações impõem os *bounds* das variáveis de decisão.

5 Estudo de Caso

De forma a validar a metodologia proposta no Capítulo 4 será apresentado um Estudo de Caso, a partir do qual serão sensibilizados alguns parâmetros do modelo de otimização, para que possa ser possível avaliar a resposta do modelo.

A Seção 5.1 apresenta as principais premissas para o Estudo de Caso e a Seção 5.2 os resultados para cada uma das sensibilidades realizadas.

5.1 Premissas

Como apresentado nos capítulos anteriores, a simulação da estratégia de atuação de uma distribuidora no Mecanismo de Venda de Excedentes requer a avaliação prévia das perspectivas para os custos de oportunidade aos quais o agente estará exposto, dentre eles destacam-se o preço *spot*, o preço médio de compra de energia e o preço da energia negociada no Mercado Livre. Para realizar essa avaliação, será utilizado neste trabalho uma cadeia de modelos de simulação¹, ilustrada na Figura 5.1, a fim de estimar, de forma probabilística, quais são estes custos de oportunidade. Nas seções a seguir serão apresentados brevemente cada uma das premissas utilizada nos modelos, detalhando os dados de entrada utilizados e saída obtidos na simulação.

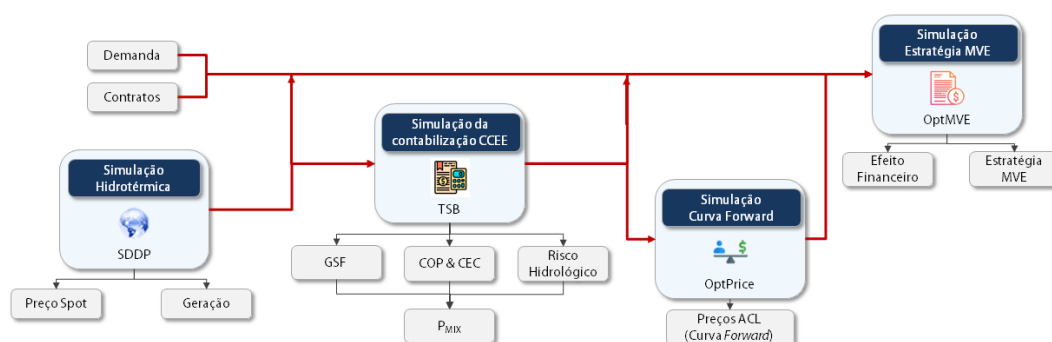


Figura 5.1: Cadeia de modelos de simulação

¹Estes modelos foram desenvolvidos pela consultoria PSR

5.1.1

Premissas gerais

Para as simulações que serão apresentadas, será considerado que a estratégia de atuação está sendo definida no processamento do MVE que ocorre em dezembro de cada ano, no qual são negociados os produtos anual, primeiro e segundo semestre e primeiro trimestre. No entanto, a avaliação do custo de oportunidade de venda em produtos que serão negociados em processamentos futuros, conforme mostrado na Figura 5.2 abaixo, será também considerado no momento da simulação, uma vez que estes contratos são também candidatos no processo de otimização da estratégia.

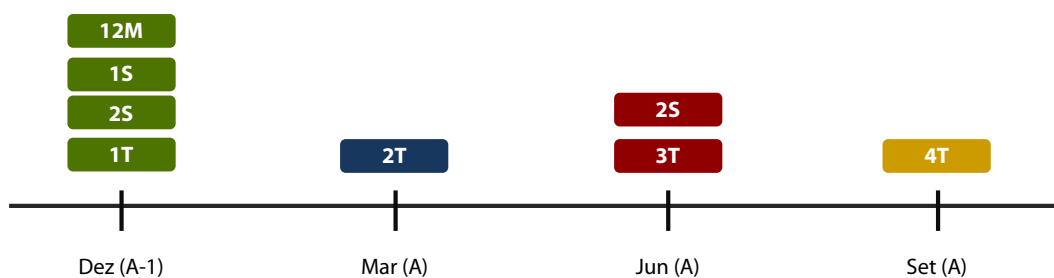


Figura 5.2: Produtos negociados em cada um dos processamentos do MVE

Nos resultados que serão apresentados, não será considerado nenhuma questão relativa a liquidez para venda de energia nos processamentos, isto é, assume-se que o volume resultante da otimização seria absorvido pelo mercado.

5.1.2

Projeção de preços

O preço *spot* é variável fundamental para avaliação dos mais diversos custos incorridos pela distribuidora na atividade de comercialização de energia e dos custos de oportunidade que ela tem para atuação em mecanismos de descontratação. Assim, perspectivas realistas são fundamentais para que os gestores consigam ter clareza nas avaliações a respeito dos riscos e benefícios que se apresentam diante das mais diversas possibilidades.

Conforme detalhado na Seção 3.1, o preço *spot* no Brasil é um subproduto de um modelo computacional de otimização que visa otimizar a operação do sistema elétrico baseando-se em custos auditados.

Para a simulação da otimização do despacho de curto/médio prazo, neste trabalho optou-se por utilizar o modelo SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming), software desenvolvido pela PSR², que conta com a mesma metodologia implementada nos modelos oficiais, porém possui uma capacidade de representação dos elementos do sistema mais detalhada, como por exemplo a individualização das usinas hidroelétricas.

Já a projeção da curva *forward* de preços no Mercado Livre é de suma importância para a definição de uma estratégia de comercialização de energia e, no caso em tela, para definição dos volumes que serão vendidos no MVE pela distribuidora. Para realizar tal projeção, utilizou-se neste trabalho o modelo OptPrice, software desenvolvido pela consultoria PSR, que conta com a metodologia descrita na Seção 3.2.

5.1.2.1

Premissas

A formação de preço 'por modelo' é afetada por diferentes aspectos, dentre eles destacam-se: i) perspectiva para o balanço entre oferta física e demanda por energia elétrica; ii) disponibilidade de recursos de geração - água, combustível, etc.; iii) parâmetros de aversão ao risco do operador - taxa de desconto, curvas guia de operação, métrica de aversão ao risco, etc.

Configuração do Sistema

Para a configuração do sistema, usualmente trabalha-se com um cenário determinístico, assumindo-se que o parque gerador atual e sua expansão, assim como a demanda do sistema, são conhecidos.

Mensalmente o Operador Nacional do Sistema (ONS) divulga no Programa Mensal da Operação (PMO) a configuração do sistema que está sendo considerada para o planejamento da operação de médio prazo. Assim, na simulação realizada para obtenção do preço *spot*, que será utilizado no estudo de caso, utilizou-se como base o *deck* oficial divulgado pelo ONS no PMO de agosto de 2021, a partir do qual foram feitas algumas alterações, destacadas a seguir:

²Informações detalhadas do modelo podem ser encontradas em <https://www.psr-inc.com/software/?current=p4026>.

- Carga: Para projeção da carga utilizada na simulação, foram utilizadas as mesmas premissas do ONS com relação a elasticidade entre PIB e consumo. Para o crescimento do PIB, foram utilizadas as projeções apresentadas no boletim Focus de 01/Ago/2021, apresentadas na tabela abaixo. O gráfico abaixo apresenta uma comparação entre a demanda utilizada neste estudo e aquela apresentada pelo ONS.

Cenário	2021	2022	2023	2024	2025
Referência ONS	5,0%	2,3%	2,8%	2,9%	3,0%
Simulação	5,0%	2,3%	2,4%	2,4%	2,4%

Tabela 5.1: Projeção do crescimento do PIB

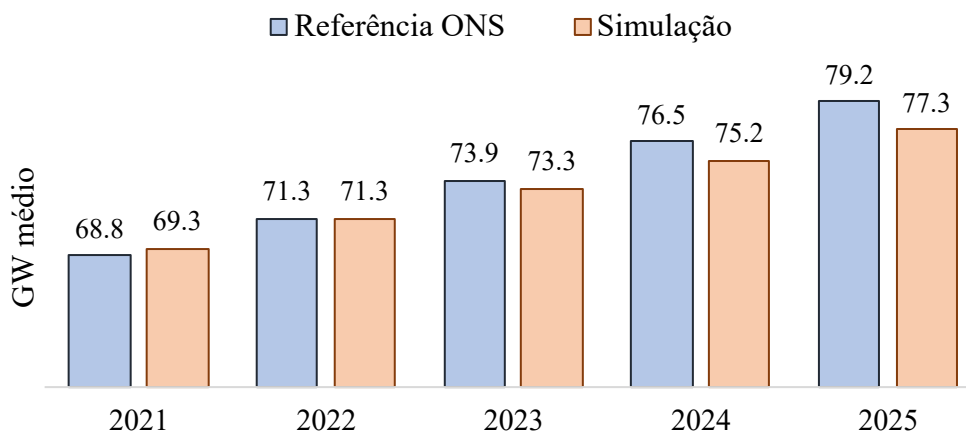


Figura 5.3: Projeção de carga para o SIN

- Oferta futura: Na construção do *deck* para planejamento da operação de médio prazo, o ONS se baseia em um indicador, criado pela Aneel, para avaliar a factibilidade da entrada em operação de cada usina, dada pelas cores Verde, Amarela e Vermelha. Baseando-se no histórico recente e de forma a ser mais conservador nas simulações deste trabalho, assumiu-se um atraso na entrada destas usinas de acordo com a seguinte regra:
 - Usinas com indicador verde: atraso de 60 dias em relação a expectativa da Aneel.
 - Usinas com indicador amarelo: atraso de 180 dias em relação a expectativa da Aneel.
 - Usinas com indicador vermelho: sua entrada não é considerada como factível ao longo do horizonte de estudo.

	2021		2022		2023		2024		2025	
	Verde	Amarelo	Verde	Amarelo	Verde	Amarelo	Verde	Amarelo	Verde	Amarelo
Termoelétrica	1.5	0.0	0.2	0.2	0.6	0.3	0.4	1.7	0.0	0.7
Biomassa	0.3	0.0	0.9	0.1	0.1	0.2	0.0	0.2	0.0	0.1
PCH	0.1	0.0	0.2	0.0	0.1	0.1	0.0	0.3	0.0	0.2
Hidroelétrica	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Eólica	1.6	0.0	2.1	0.0	1.1	2.5	0.0	0.2	0.1	2.3
Solar	1.3	0.0	1.2	2.4	0.1	6.4	0.0	3.2	0.0	1.1

Tabela 5.2: Capacidade instalada, em GW, da nova oferta para o sistema

Recursos energéticos

Na programação de médio prazo, o conhecimento a respeito da disponibilidade dos recursos energéticos é peça fundamental para uma maior otimização da operação do sistema. No caso do sistema elétrico brasileiro existe um fator complicador que é a incerteza associada ao recurso necessário para geração com a fonte predominante na matriz - a água.

Assim, de forma a representar esta incerteza, atualmente trabalha-se com um conjunto equiprovável de cenários hidrológicos estimados a partir de um modelo auto-regressivo periódico (PAR-p). De forma sumária, este modelo é capaz de estimar vazões futuras a partir de uma média histórica de vazões e um ruído que depende das observações recentes para as variáveis explicativas.

Portanto, a utilização de um valor médio crível é fundamental para a estimativa mais assertiva das afluências futuras. Atualmente, trabalha-se no planejamento oficial com o histórico de vazões auferido entre 1931-2021. No entanto, apesar de um histórico grande proporcionar dados suficientes para diversos testes estatísticos, ideal para modelos auto-regressivos, no caso das afluências existem, segundo a literatura, ciclos climatológicos que afetam principalmente o nível de precipitação.

Este efeito se torna ainda mais claro quando observamos médias móveis para diferentes períodos, conforme mostrado na Figura 5.4. A média da ENA no SIN nos últimos 5 anos foi de aproximadamente 80% da MLT, enquanto nos últimos 10 anos 94% da MLT, o que indica que possivelmente atravessa-se um período crítico em termos de afluências. Neste sentido, para as simulações que serão utilizadas neste trabalho, optou-se por ajustar a média das séries sintéticas de vazão, geradas a partir do PAR-p, para que se igualassem a média observada nos últimos 5 anos.

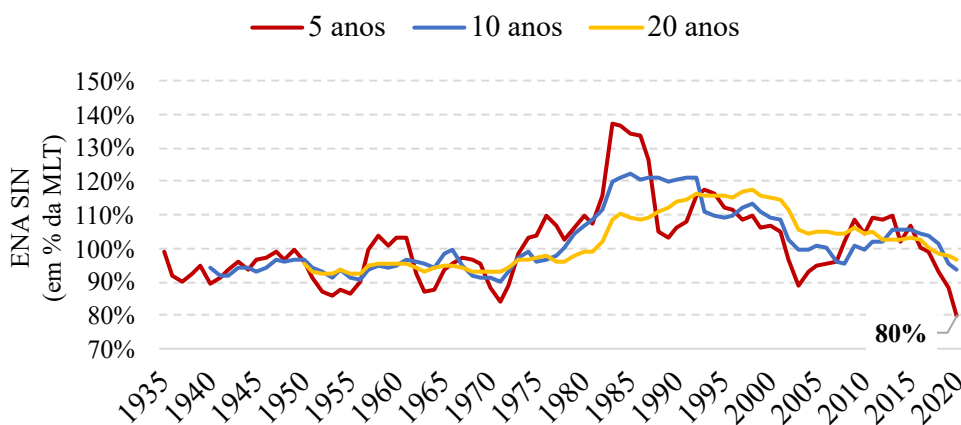


Figura 5.4: Histórico de médias móveis da ENA do SIN

Outro ponto importante quanto aos recursos energéticos, diz respeito ao custo dos combustíveis utilizados para geração termelétrica. Atualmente, no SEB utiliza-se basicamente três tipos de combustíveis: carvão, gás e óleo. Como estes combustíveis são indexados ao dólar, faz-se necessário também utilizar uma projeção para esta variável. Assim, a Tabela 5.3³ abaixo apresenta os valores utilizados nas simulações deste trabalho.

Variável	2021	2022	2023	2024	2025
Câmbio (R\$/U\$\$)	5,06	4,82	4,59	4,48	4,42
Carvão (CIF ARA) - U\$\$/ton	131,0	96,4	81,8	77,2	73,7
Henry Hub - U\$\$/MMBtu	2,8	2,8	2,8	2,9	2,9
Brent - U\$\$/bbl	56,0	59,0	58,9	58,8	58,7

Tabela 5.3: Dados de entrada para cálculo dos Custos Variáveis Unitários

Aversão ao risco do sistema

O processo de formação de preço atualmente conta com três mecanismos para representação da aversão ao risco do sistema: i) *Conditional Value at Risk* na função objetivo do problema de otimização do despacho hidrotérmico; ii) as curvas de volume mínimo operativo; iii) as curvas de referência para despacho fora da ordem de mérito.

³Fonte: Câmbio - Relatório Focus (31/07/2021) / Carvão - Fonte: CME Group (04/01/2021) / Henry Hub e Brent - World Bank Commodities Price Forecast (Abr/2021)

Em 2013, por meio da Resolução CNPE 03/2013^[26], determinou-se a implementação de metodologia para internalizar mecanismos de aversão a risco nos modelos utilizados para estudos energéticos e formação de preço. Desde então, adotou-se a utilização da combinação convexa entre o Valor Esperado e do CVaR nos modelos oficiais. Os parâmetros utilizados neste mecanismos foram sendo ajustados ao longo do tempo e os valores vigentes, estabelecidos pela Portaria MME N° 300/2019, são de $\alpha = 50\%$ e $\lambda = 35\%$.

Além desta métrica de risco, implementada no modelo de formação de preço, atualmente são incorporadas nas simulações restrições de volume mínimo operativo, comumente chamado de VminOP, de forma a emular o comportamento do operador. Atualmente, os valores estabelecidos conforme a Portaria MME N° 300/2019 são os seguintes:

- REEs⁴ Sudeste / Paraná / Paranapanema: 10%;
- REEs Sul / Iguaçu: 30%
- UHEs Itaparica e Três Marias: 30%;
- UHE Sobradinho: 20%;
- UHE Tucuruí: 23,72%.

Por fim, durante a operação o ONS pode despachar usinas fora da ordem de mérito para aumentar a segurança de suprimento. Em fevereiro de 2021, o ONS divulgou a NT-ONS-DPL 0021/2021 que estabelece curvas de referências, apresentadas abaixo, para apoiar o CMSE na decisão deste tipo de despacho.

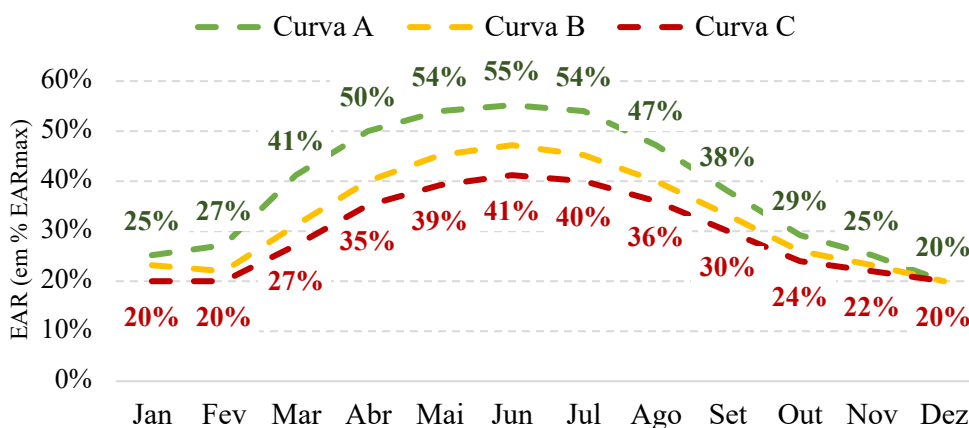


Figura 5.5: Curvas de referência para Sudeste - 2021

⁴O NEWAVE modela algumas as usinas hidroelétricas de forma agregada por meio de um Reservatório Equivalente de Energia (REE)

Portanto, para cada curva se estabeleceu um limite de CVU para o qual o ONS estaria apto a despachar fora do mérito. Assim, essas curvas foram utilizadas nas simulações deste trabalho para emular essa geração fora da ordem do mérito (GFOM).

- Curva A: $CVU \leq 268$ R\$/MWh (UTE Termorio);
- Curva B: $CVU \leq 612$ R\$/MWh (UTE Termomacaé);
- Curva C: Todas as termoeletricas.

5.1.2.2

Projeção do preço *spot*

Ao simular o planejamento da operação do SEB utilizando as premissas descritas acima no SDDP, obteve-se o custo marginal de operação, para todos os subsistemas, que posteriormente foi processado de forma a aplicar os limites regulatórios vigentes para o PLD. Como no Estudo de Caso trataremos de uma distribuidora localizada no Sudeste, as avaliações dos resultados serão realizadas somente para esse subsistema.

A Figura 5.6 apresenta, para todo o horizonte de simulação, a projeção do valor médio do PLD, assim como o intervalo de confiança de 90% para projeção desta variável. Já a Figura 5.7 apresenta algumas estatísticas das projeções do PLD para os anos do horizonte.

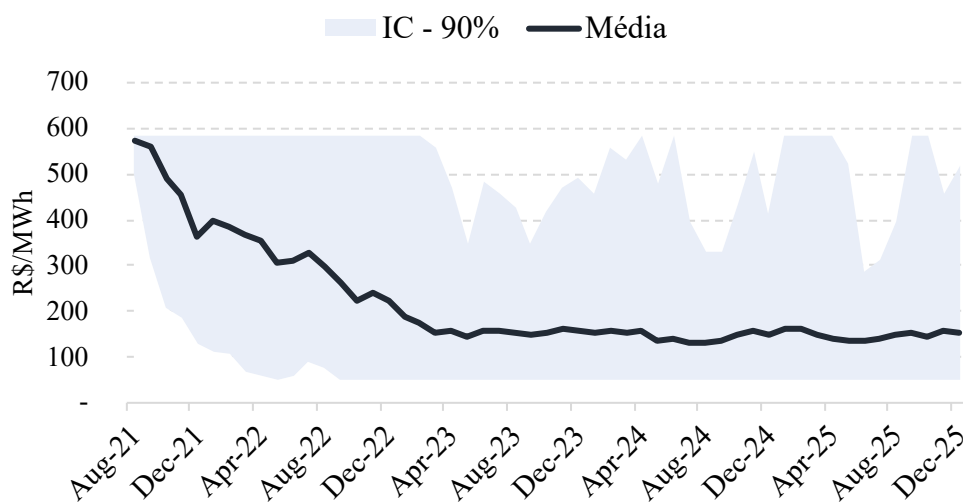


Figura 5.6: Projeção do PLD para o Sudeste

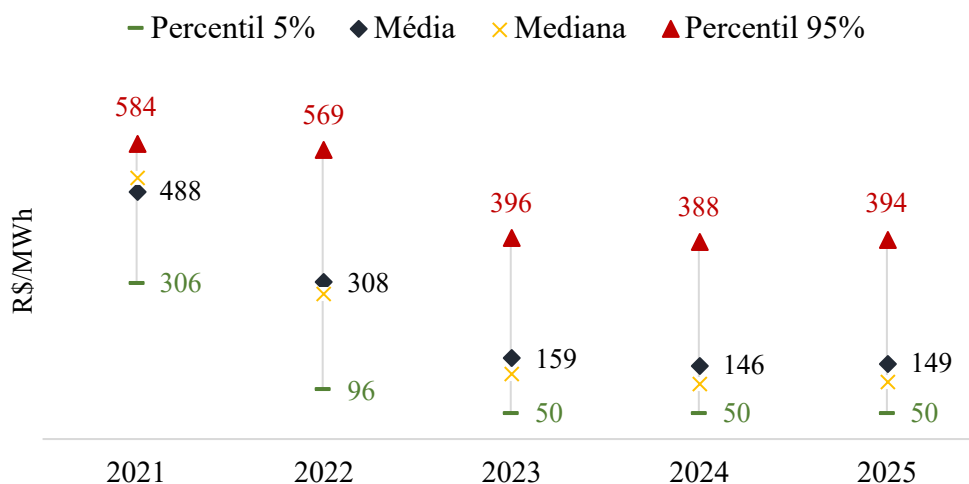


Figura 5.7: Estatísticas da projeção do PLD para o Sudeste

Observa-se que no curto prazo a projeção para os preços *spot* está bem elevada, efeito que é decorrente da crise hídrica vivida atualmente no Brasil, a pior em todo o histórico. Assim, para fins didáticos, optou-se neste trabalho por utilizar o ano de 2025 como o ano de referência para a simulação da estratégia de contratação no MVE, assumindo-se haver tempo suficiente para que as condições iniciais não afetassem o resultado.

Portanto, analisando especificamente para o ano de 2025, observa-se pela Figura 5.8 que a distribuição de probabilidade acumulada da projeção do PLD retorna aos padrões observados em momentos de menor estresse energético, isto é, uma distribuição bem assimétrica, com alta frequência de preços mais baixos.

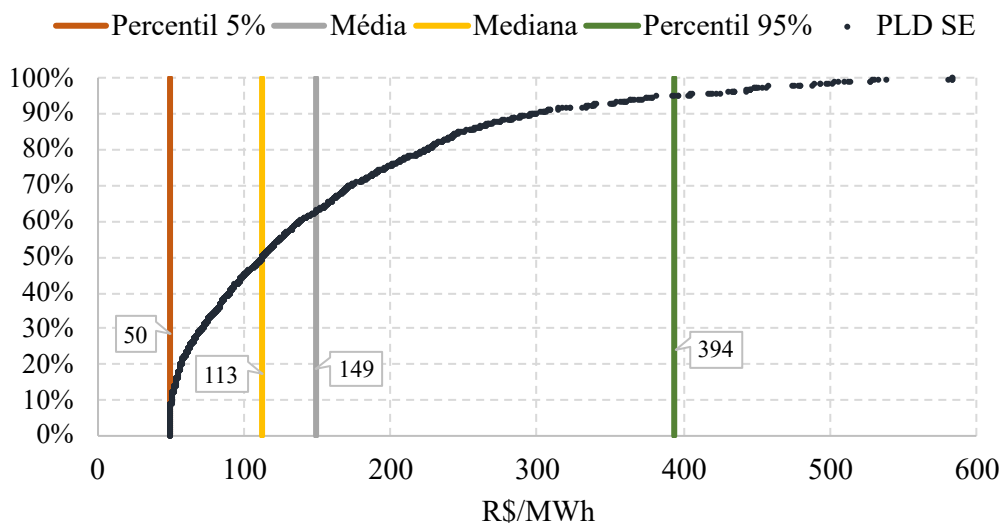


Figura 5.8: Função distribuição acumulada do PLD em 2025

Por fim, de maneira a facilitar as avaliações do Estudo de Caso, a Figura 5.9 apresenta algumas estatísticas para a projeção do PLD no Sudeste no período de vigência dos produtos candidatos do MVE, onde S e T denotam semestre e trimestre, respectivamente. Observa-se um preço *spot* médio com pouca variação entre os períodos dos produtos, mas com uma dispersão bastante variável.

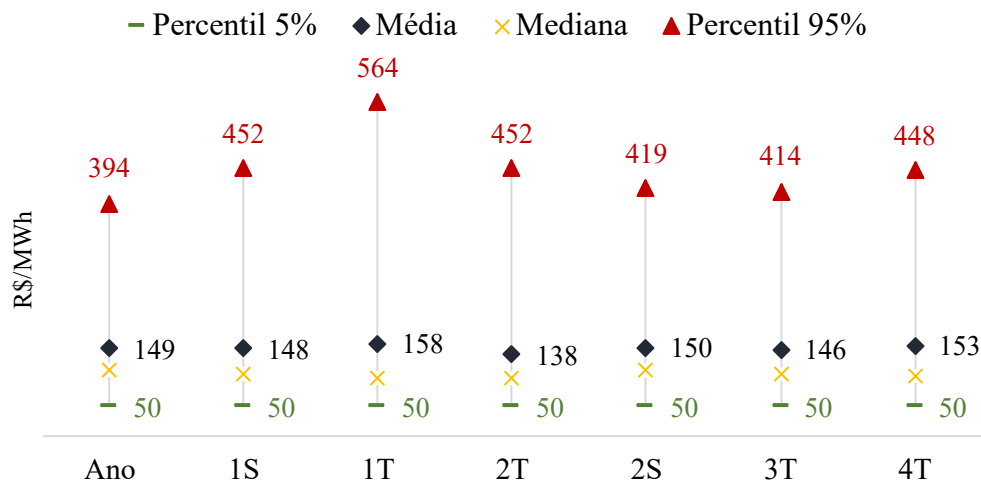


Figura 5.9: Estatísticas da projeção do PLD do Sudeste em 2025 para os períodos de vigência dos produtos do MVE

5.1.2.3 Projeção da curva *forward*

Conforme detalhado na Seção 2.2.3, no Mecanismo de Venda de Excedentes são negociados produtos com dois tipos de precificação, fixa e variável (PLD + *spread*), e com dois tipos de energia, convencional e especial não incentivada.

A metodologia para projeção da curva *forward*, descrita na Seção 3.2, será utilizada para estimar os preços dos contratos com preço fixo e energia convencional (*CONV-PF*). Para os demais contratos, serão utilizados os dados históricos das negociações dos processamentos de MVE já ocorridos, sumarizados na tabela abaixo^{5,6}.

⁵Os contratos de energia especial tem um maior valor comercial uma vez que ainda existe uma reserva de mercado que obriga determinados consumidores a contratar energia deste tipo. Assim, o mercado usualmente soma um valor a curva dos contratos de energia convencional

⁶Para os contratos *ESP-PF* assumiu-se a adição de um *spread* ao valor projetado para o *CONV-PF* igual a diferença histórica entre *ESP-PLD* e *CONV-PLD*

Produto	Energia	Preço	Valor
<i>ESP-PLD</i>	Especial	PLD + <i>spread</i>	PLD + 5 R\$/MWh
<i>CONV-PLD</i>	Convencional	PLD + <i>spread</i>	PLD + 0,5 R\$/MWh
<i>ESP-PF</i>	Especial	Preço Fixo	CONV-PF + 4,5 R\$/MWh

Tabela 5.4: Premissa de preço para os demais produtos do MVE

Assim, a partir dos resultados obtidos na simulação do despacho hidrotérmico foi possível estimar os preços de contratos *forward* para diferentes durações de contratos *CONV-PF*⁷, conforme mostrado na Figura 5.10.

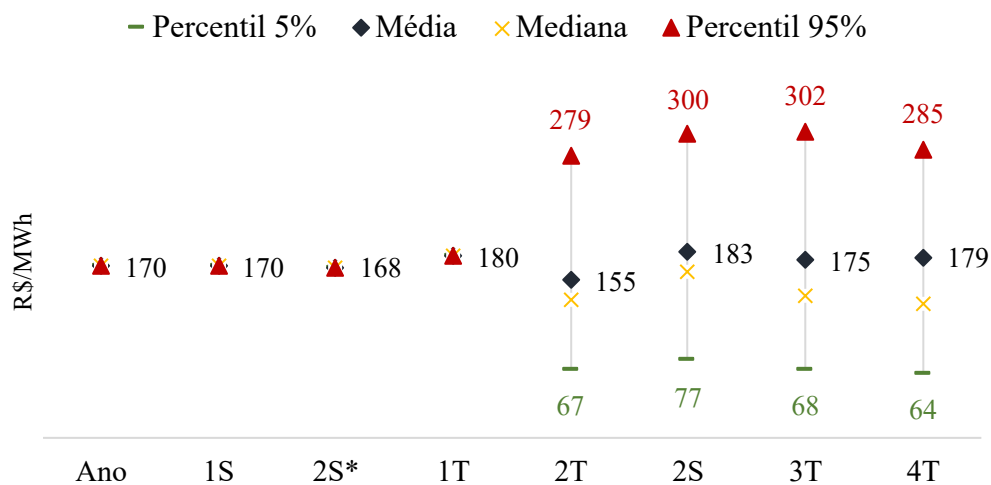


Figura 5.10: Estatísticas da projeção de curva *forward*

Como as simulações que serão realizadas nos Estudos de Caso considerarão que a estratégia será traçada no momento da realização do primeiro MVE para o ano - quando são negociados os produtos anual, 1º semestre, 2º semestre⁸ e 1º trimestre - a precificação destes contratos não apresenta nenhuma volatilidade. Para os demais produtos, a volatilidade observada está relacionada a incerteza referente as condições do sistema no momento em que serão negociados. A consideração deste ponto é fundamental no momento da definição da estratégia, como será mostrado em algumas sensibilidades.

⁷Considerou-se o submercado Sudeste como ponto de entrega virtual do contrato.

⁸Este produto é negociado duas vezes dentro de um ano civil e, portanto, para fins de simulação foram considerados os dois contratos como candidatos. Assim, o preço para o processamento de dezembro, indicado por 2S*.

5.1.3 Informações da distribuidora

Considerando o objetivo teórico do Estudo de Caso, optou-se por utilizar neste trabalho uma distribuidora que historicamente possui um alto nível de sobrecontratação, a Companhia Energética de Brasília (CEB)⁹.

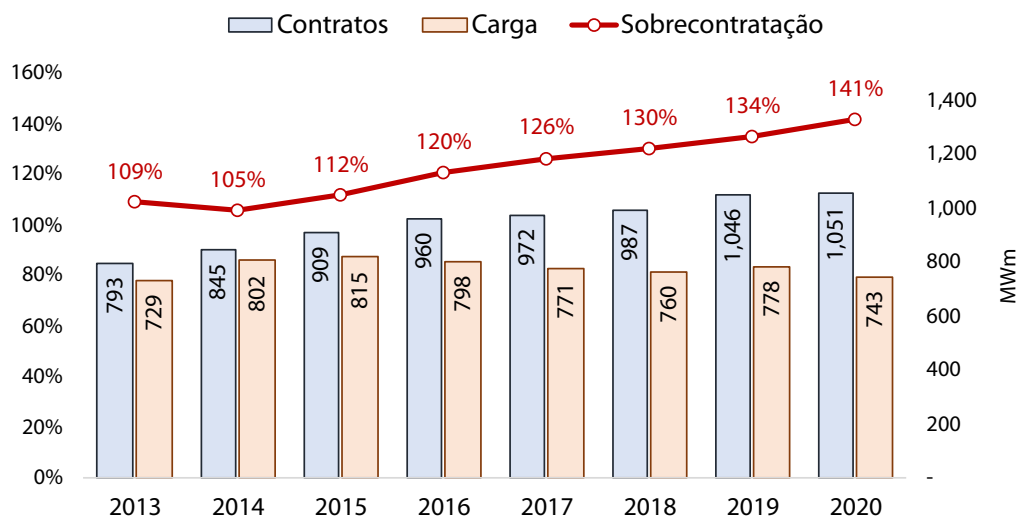


Figura 5.11: Histórico de contratos e carga da CEB

Portfólio contratual e carga da distribuidora

Com o intuito de não inserir novas incertezas ao Estudo de Caso, propõem-se a utilização de uma configuração estática dos volumes de contratos e carga da distribuidora. Assim, serão utilizados os dados de volume de contratos e carga auferidos no ano de 2019 para a CEB, mostrados na Figura 5.12.

⁹O gráfico da Figura 5.11 não considera os contratos de venda e nem eventuais cessões em MCSD

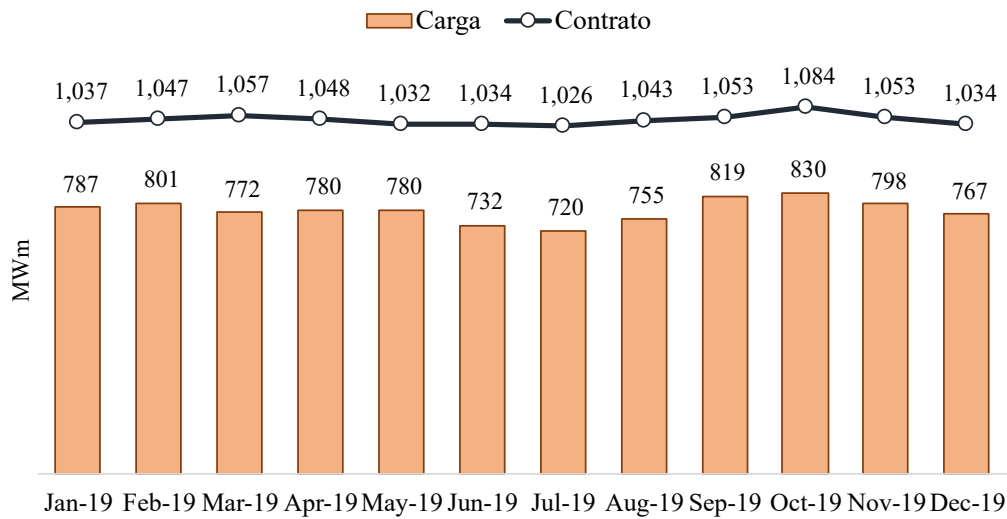


Figura 5.12: Balanço de contratos e carga da CEB em 2019

A utilização do ano de 2019 como referência para a configuração estática para a carga se justifica por ser o último ano civil completo em que não há qualquer efeito no consumo de energia elétrica decorrente a pandemia do Covid-19. Sob o ponto de vista contratual, ao se assumir uma configuração estática do portfólio, mitiga-se o erro da projeção de qualquer nova contratação da companhia até 2025. Assim, para fins do Estudo de Caso, a seguinte configuração de portfólio será assumida.

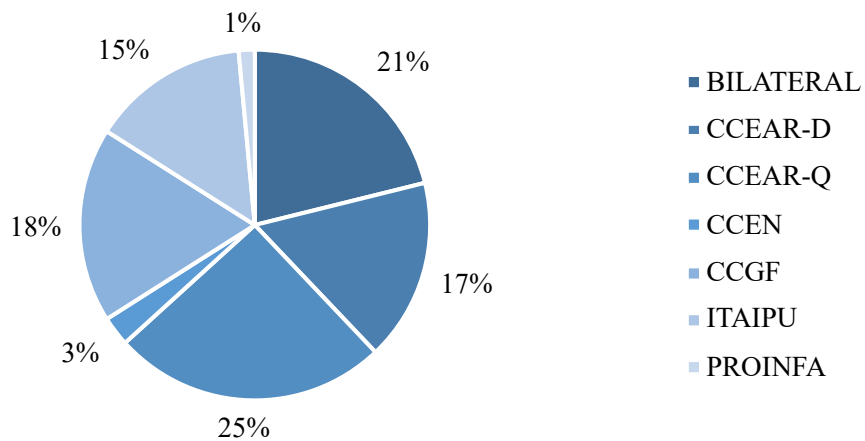


Figura 5.13: Mix de contratos da CEB em 2019

Projeção do P_{MIX}

Partindo-se do portfólio de contratos da CEB em 2019, apresentado na Figura 5.13, e dos resultados obtidos na simulação da operação do sistema, conforme descrito na Seção 5.1.2, calculou-se o P_{MIX} da distribuidora de acordo com a Equação 2-7.

Para tal, utilizou-se o software TSB¹⁰ para emular as liquidações na CCEE, de acordo com as regras de comercialização vigentes, e assim se obter o custo associado ao risco hidrológico de alguns contratos da distribuidora. Ressalta-se que estes custos dependem da geração das usinas contratadas no portfólio e do preço *spot* do submercado de entrega da energia. Assim, o cálculo do risco hidrológico foi realizado para cada um dos cenários simulados no SDDP, garantindo portanto, a coerência nos dados de entrada para avaliação da estratégia da distribuidora.

A Figura 5.14 apresenta, para todo o horizonte de simulação, a projeção do valor médio do P_{MIX} da distribuidora, assim como o intervalo de confiança de 90% para projeção desta variável. Já a Figura 5.15 apresenta algumas estatísticas das projeções do P_{MIX} para os anos do horizonte.

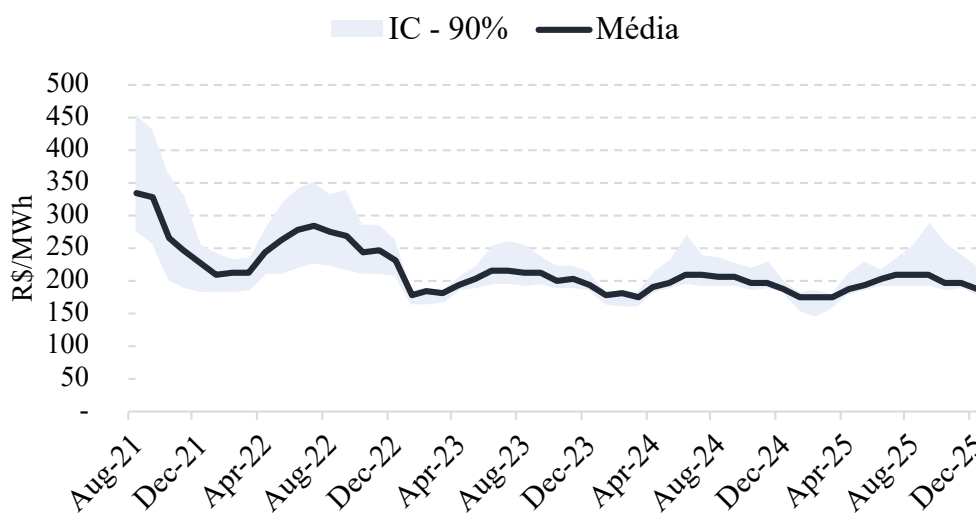


Figura 5.14: Projeção do P_{MIX} da CEB

¹⁰O TSB é um software desenvolvido pela consultoria PSR que contém toda álgebra constante nas Regras de Comercialização da CCEE.

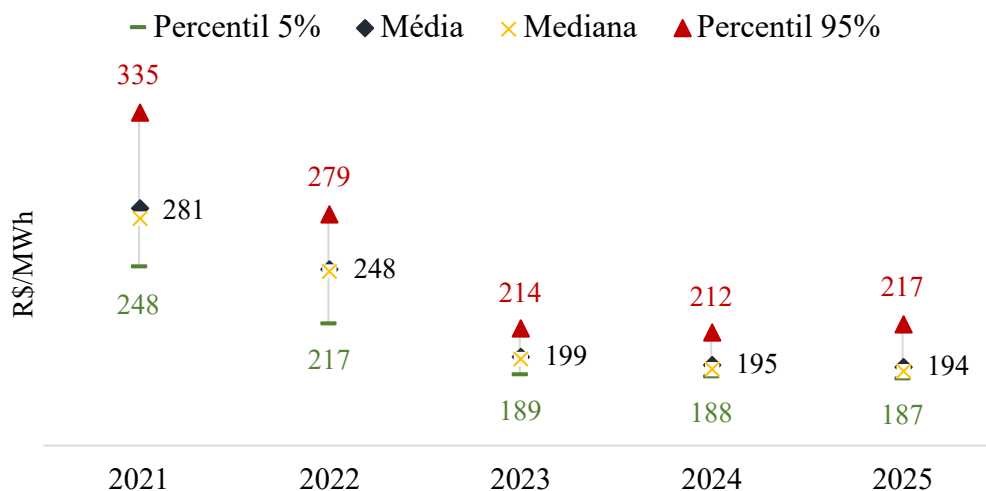


Figura 5.15: Estatísticas da projeção do P_{MIX} da CEB

Observa-se que devido a projeção de preços *spot* mais alto no curto prazo, em decorrência da menor disponibilidade de geração hidroelétrica, o P_{MIX} tende a ficar em patamares mais elevados. A medida em que o sistema se reequilibra, há uma redução na projeção desta variável, chegando a valores próximos ao que seria um patamar estrutural.

Assim como apresentado na Seção 5.1.2, a Figura 5.16 traz a projeção do P_{MIX} para os períodos de vigência dos produtos do MVE que serão candidatos na otimização da estratégia de contratação. Observa-se pelo gráfico que a projeção para o 1º semestre é bem inferior em relação a do 2º semestre, o que se justifica pelo aumento do risco hidrológico nos meses finais do ano, quando os efeitos do período seco se tornam mais presentes.

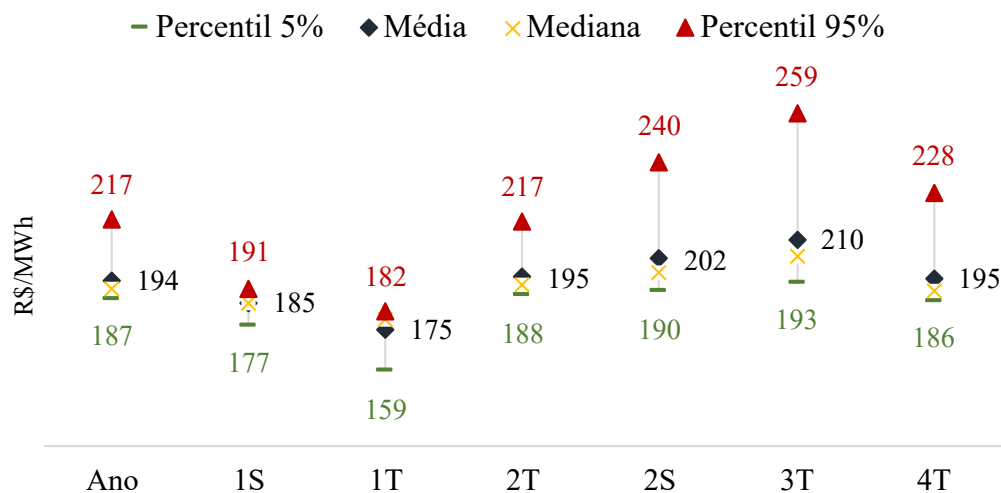


Figura 5.16: Estatísticas da projeção do P_{MIX} da CEB em 2025 para os períodos de vigência dos produtos do MVE

Limites de volume de venda no MVE

Outros aspecto importante para as simulações da estratégia de contratação da distribuidora são os limites regulatórios dos volumes disponíveis para venda no MVE. Como detalhado na Seção 2.2.3, atualmente as distribuidoras podem declarar no máximo 15% da carga medida nos últimos 12 meses, nos produtos anual e semestral, e 25% deste volume nos produtos trimestrais.

Assim, com base no dados divulgados na planilha "*InfoMercado Dados Individuais - 2018*", disponibilizado publicamente pela CCEE, apurou-se que a carga da CEB em 2018 foi de 778,27 MWm. Portanto, no Estudo de Caso que será apresentado, considerar-se-á o limite global de venda de 116,74 MWm e o limite de venda trimestral de 29,19 MWm.

Com relação aos produtos que envolvem a venda de energia especial, há também na regulamentação vigente um limite regulatório. Neste caso, estabeleceu-se que o volume vendido em contratos com este tipo de energia não poderia ser superior ao montante de energia especial que a distribuidora possui em seu portfólio. Assim, foi realizado um levantamento destes volumes de acordo com os dados públicos divulgados pela CCEE na planilha "*Resultados Consolidados dos Leilões - 12/2018*", apurando-se um montante de energia especial no portfólio da CEB em 2019 de 41,8 MWm.

Demais informações

Para as simulações que serão apresentadas na seção seguinte, considerou-se que a distribuidora não possui nenhum volume de sobrecontratação involuntária e nem de exposição involuntária.

Quanto a carga regulatória, utilizada para determinar o limite regulatório de sobrecontratação da distribuidora, considerou-se o valor divulgado pela Aneel no processo tarifário de 2020 - 755,77 MWm.

5.2

Resultados

A seguir, serão apresentados os resultados obtidos a partir da simulação do modelo proposto para duas sensibilidades distintas, a saber:

1. Sensibilidade ao preço de equilíbrio;
2. Sensibilidade ao parâmetro de representação da aversão ao risco;

Nas duas sensibilidades, os resultados das estratégias serão comparados ao caso em que a distribuidora não participa de nenhum MVE ao longo do ano, referenciado como *Status quo*.

Por fim, será apresentado ainda um caso em que serão construídas, ao sensibilizar o preço de equilíbrio, curvas de oferta para o MVE.

5.2.1

Sensibilidade ao preço de equilíbrio

Um aspecto muito importante na construção de uma estratégia robusta para participação no MVE é a avaliação quanto ao custo de oportunidade de venda de energia em um processamento futuro.

Assim, a tomada de decisão passa pela determinação de qual o preço de equilíbrio será praticado nos próximos MVEs. Neste sentido, muitos agentes optam por assumir que este preço futuro será próximo ao cotado no momento do processamento vigente e, por isso, adotam em suas simulações um preço determinístico. Entretanto, é importante ressaltar que o preço que será praticado em um leilão futuro depende das condições de mercado no momento da negociação.

Assim, o objetivo desta primeira sensibilidade é comparar o comportamento do modelo proposto considerando a existência de volatilidade, ou não, nos preços de equilíbrio de processamentos futuros. Portanto, fixou-se a aversão ao risco do agente em 0,5 e simulou-se dois casos:

- Caso A: considera que os preços de equilíbrio dos processamentos futuros são determinísticos e iguais as médias apresentadas na Figura 5.10.
- Caso B: considera que os preços de equilíbrio dos processamentos futuros são estocásticos e iguais aos apresentados na Figura 5.10.

As estratégias ótimas obtidas em cada um dos casos é apresentada na Tabela 5.5.

Processamento	Produto	Preço Médio	Caso A	Caso B
Dez (A-1)	Especial - Preço Fixo - Anual	174,50 R\$/MWh	18,9 MWm	12,6 MWm
Dez (A-1)	Especial - Preço Fixo - 1T	184,50 R\$/MWh	57,3 MWm	118,4 MWm
Dez (A-1)	Convencional - Preço Fixo - Anual	170,00 R\$/MWh	16,6 MWm	73,2 MWm
Dez (A-1)	Convencional - Preço Fixo - 1T	180,00 R\$/MWh	118,4 MWm	7,0 MWm
Set (A)	Especial - Preço Fixo - 4T	176,50 R\$/MWh	34,6 MWm	-
Set (A)	Convencional - Preço Fixo - 4T	176,50 R\$/MWh	115,8 MWm	-

Tabela 5.5: Estratégias dos casos de sensibilidade ao preço

A partir dos resultados é possível observar que a estratégia ótima dos dois casos diferem tanto nos volumes quanto nos processamentos nos quais a energia deveria ser vendida. Este comportamento é explicado pelo custo de oportunidade visto pelo modelo em cada um dos casos. A incerteza existente no preço que será praticado em processamento futuro, faz com que o Caso B antecipe todas as contratações o processamento vigente - Dez (A-1) - enquanto no Caso A na solução ótima há a recomendação para espera e venda no processamento de Set (A). Desta forma, o agente no Caso B se protege contra a assimetria de preços projetada para o 4^o trimestre, conforme mostrado na Figura 5.17.

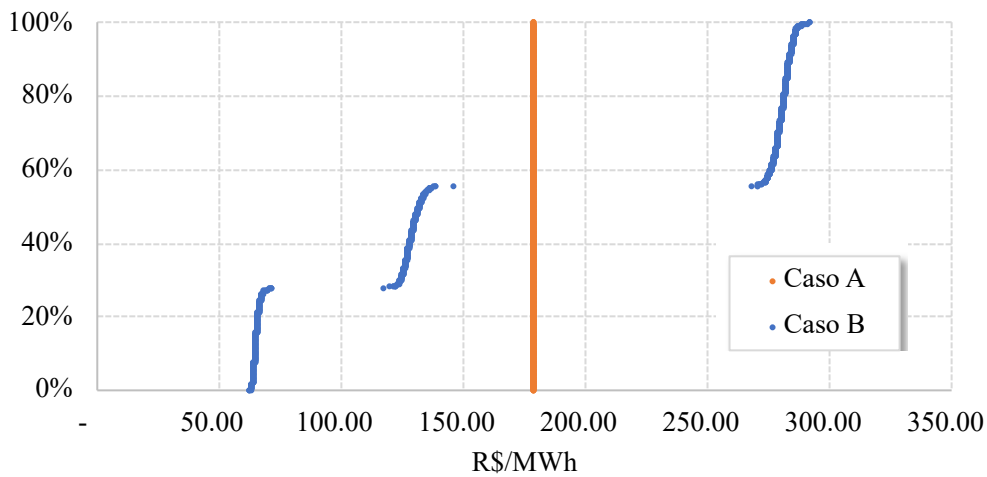


Figura 5.17: Preço de equilíbrio para o produto 4º trimestre

A função distribuição acumulada do resultado financeiro da distribuidora em cada um dos casos, assim como as estatísticas obtidas a partir desta distribuição, são apresentados na Figura 5.18 e na Tabela 5.6.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1812660/CA

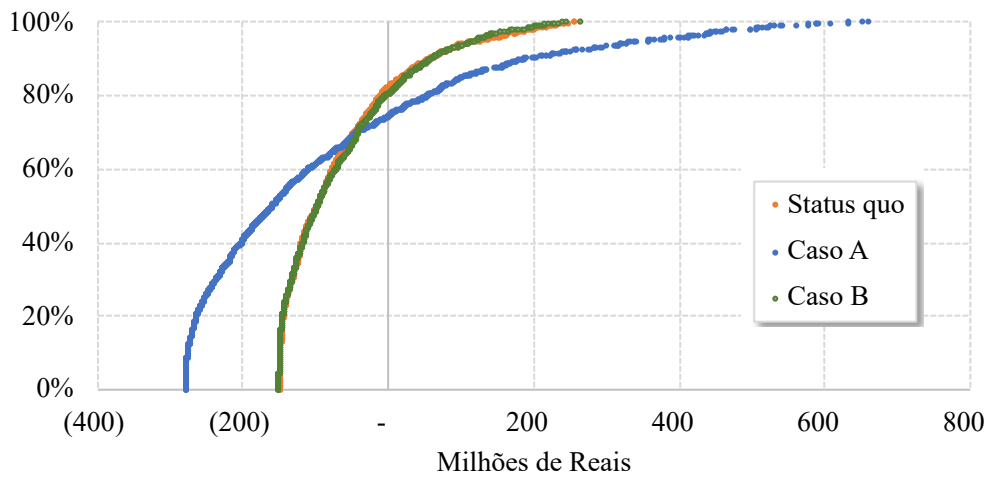


Figura 5.18: Função distribuição acumulada do resultado financeiro da distribuidora caso de sensibilidade ao preço

	<i>Status quo</i>	Caso A	Caso B
VaR 5%	-277,6 MM R\$	-148,7 MM R\$	-150,4 MM R\$
CVaR 5%	-278,0 MM R\$	-149,0 MM R\$	-150,8 MM R\$
Média	-92,6 MM R\$	-69,5 MM R\$	-68,8 MM R\$

Tabela 5.6: Esttísticas do resultado financeiro da distribuidora no caso de sensibilidade ao preço

Inicialmente, nota-se que a estratégia ótima para cada um dos dois casos melhora o resultado financeiro da distribuidora em relação ao *Status quo*. Do ponto de vista de risco, o Caso A apresenta estatísticas mais favoráveis. No entanto, este efeito é consequência da premissa de preços de equilíbrio determinísticos na simulação, o que em certa medida esconde o risco existente de variação dos preços. Portanto, ao conjugar este ponto com a média do resultado obtido, a estratégia B aparenta ser mais robusta.

5.2.2

Sensibilidade ao parâmetro de representação da aversão ao risco

Um outro ponto fundamental no momento da definição da estratégia de venda de energia é a representação das preferências do agente. Na modelagem proposta, esta representação é feita por meio da combinação convexa entre o valor esperado e o CVaR do resultado financeiro da distribuidora. O peso dado a cada uma das estatísticas é representado pela letra grega λ .

$$\max (1 - \lambda) \cdot \mathbb{E} [Receita] + \lambda \cdot CVaR [Receita]$$

Assim, o objetivo desta segunda sensibilidade é comparar o comportamento do modelo proposto considerando diferentes níveis de aversão ao risco do agente. Para isso, partiu-se da configuração do Caso B, no qual os preços dos produtos negociados em processamentos futuros são uma distribuição, e sensibilizou-se o parâmetro λ da seguinte forma:

1. Caso 1: Agente neutro ao risco ($\lambda = 0$)
2. Caso 2: Agente avesso ao risco ($\lambda = 0,5$)
3. Caso 3: Agente muito avesso ao risco ($\lambda = 1,0$)

A estratégia ótima obtida em cada um dos casos é apresentada na Tabela 5.7.

Processamento	Produto	Preço Médio	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Dez (A-1)	Esp. - Preço Fixo - Anual	174,50 R\$/MWh	-	12,6 MWm	-
Dez (A-1)	Esp. - Preço Fixo - 2S	172,50 R\$/MWh	-	-	25,0 MWm
Dez (A-1)	Esp. - Preço Fixo - 1T	184,50 R\$/MWh	45,0 MWm	118,4 MWm	118,4 MWm
Dez (A-1)	Conv. - Preço Fixo - Anual	170,00 R\$/MWh	-	73,2 MWm	-
Dez (A-1)	Conv. - Preço Fixo - 2S	168,00 R\$/MWh	-	-	103,3 MWm
Dez (A-1)	Conv. - Preço Fixo - 1T	180,00 R\$/MWh	-	7,0 MWm	92,8 MWm
Jun (A)	Esp. - Preço Fixo - 2S	172,50 R\$/MWh	60,9 MWm	-	-
Jun (A)	Conv. - Preço Fixo - 2S	168,00 R\$/MWh	139,9 MWm	-	-
Set (A)	Conv. - Preço Fixo - 4T	172,00 R\$/MWh	17,6 MWm	-	-

Tabela 5.7: Estratégias dos casos de sensibilidade ao parâmetro de aversão ao risco

A partir dos resultados é possível observar que quanto mais avesso ao risco, maior a tendência em antecipar a contratação. Este efeito fica claro quando são comparados os casos extremos, caso 1 e 3. Enquanto no primeiro a decisão ótima é um *mix* de venda em diversos processamentos, no segundo a indicação é para fechar todos o montante elegível já no processamento vigente, evitando assim o risco de flutuação nos preços de equilíbrio.

É possível notar ainda que apesar da solução ótima dos casos 2 e 3 ser a antecipação da venda do excedente no processamento vigente, a estratégia difere nos volumes negociados em cada um dos produtos. Essa diferença ocorre pelo fato do agente no caso 3 ser mais avesso do que o agente do Caso 2 e, portanto, buscar aumentar ao máximo o CVaR do resultado financeiro, mesmo que ele tenha que reduzir o retorno esperado. Esta conclusão é facilmente notada quando observamos a função distribuição acumulada do resultado financeiro da distribuidora e as estatísticas para cada um dos casos, conforme mostrado na Figura 5.19 e na Tabela 5.8. Nota-se que a estratégia do caso 3

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1812660/CA

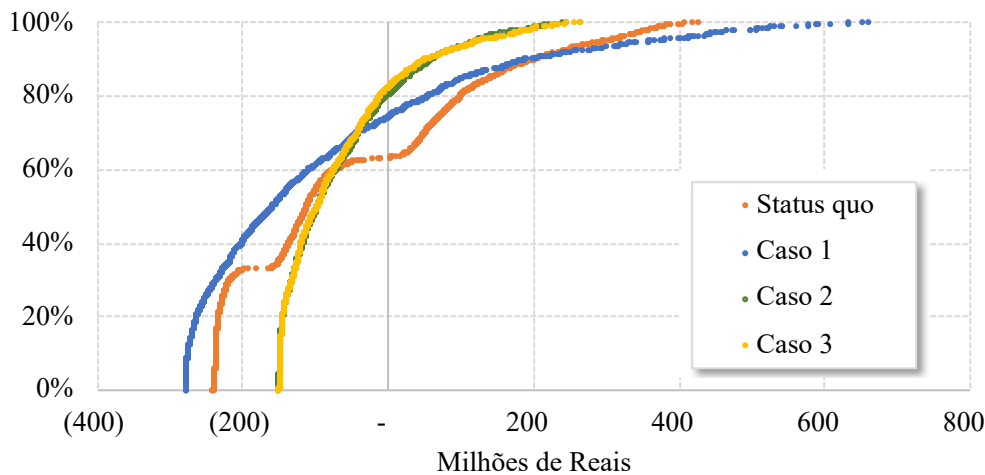


Figura 5.19: Função distribuição acumulada do resultado financeiro da distribuidora caso de sensibilidade ao parâmetro de aversão ao risco

	<i>Status quo</i>	Caso 1	Caso 2	Caso 3
VaR 5%	-277,6 MM R\$	-238,7 MM R\$	-150,4 MM R\$	-149,7 MM R\$
CVaR 5%	-278,0 MM R\$	-239,5,0 MM R\$	-150,8 MM R\$	-150,0 MM R\$
Média	-92,6 MM R\$	-57,7 MM R\$	-68,8 MM R\$	-70,3 MM R\$

Tabela 5.8: Estatísticas do resultado financeiro da distribuidora no caso de sensibilidade ao parâmetro de aversão ao risco

Conforme esperado, quanto mais avesso ao risco o agente, maior o CVaR do resultado financeiro. Neste caso, a redução do risco acarretou em uma consequente redução do retorno esperado. No entanto, em todos os casos é possível observar uma melhora significativa do resultado financeiro em relação ao *Status quo*.

5.2.3

Construção da curva de oferta

Na última atualização da regulamentação do MVE, foi incluída a possibilidade dos agentes ofertantes declararem uma curva de oferta (Preço ; Quantidade) para os diferentes produtos negociados no mecanismo. Este é um avanço regulatório importante, pois adiciona uma ferramenta fundamental para construção de uma estratégia mais flexível por parte das distribuidoras.

Assim, o objetivo desta última simulação é construir, utilizando a metodologia proposta, uma estratégia que resultará em uma curva de oferta. Para isso, utilizou-se a configuração do Caso B, apresentado na Seção 5.2.1, e adotou-se as seguintes premissas:

- Considerando um determinado produto, varia-se seu preço mantendo o preço dos demais contratos candidatos fixo;
- Como os processamentos dos diferentes produtos ocorrem de forma sequencial, sendo o resultado divulgado antes do início do leilão de um outro produto, a simulação que será apresentada, considera, por simplicidade, que houve insucesso em negociações anteriores - caso contrário, teríamos um número muito grande de possibilidades a serem testadas.
- Os volumes de cada *bid* é incremental ao volume declarado no *bid* com preço imediatamente inferior.

De forma a não tornar a avaliação exaustiva, elencou-se três produtos para realizar as simulações, a saber: i) Energia Especial - Anual - Preço Fixo (ESP-ANO-PF); ii) Energia Convencional - Anual - Preço Fixo (CONV-ANO-PF); iii) Energia Convencional - 1S - Preço Fixo (CONV-1S-PF). Assim, a Tabela 5.9 apresenta a estratégia de declaração ótima por meio de uma curva de oferta para os três produtos.

		ESP-ANO-PF	CONV-ANO-PF	CONV-1S-PF
Lance 1	Quantidade	-	-	-
	Preço	170,00 R\$/MWh	168 R\$/MWh	165 R\$/MWh
Lance 2	Quantidade	12,6 MWm	82,4 MWm	92,8 MWm
	Preço	174,50 R\$/MWh	169 R\$/MWh	170,00 R\$/MWh
Lance 3	Quantidade	29,2 MWm	5,2 MWm	118,4 MWm
	Preço	180 R\$/MWh	172,00 R\$/MWh	175,00 R\$/MWh
Lance 4	Quantidade	29,2 MWm		
	Preço	174,00 R\$/MWh		

Tabela 5.9: Estratégia de declaração ótima por meio de uma curva de oferta para diferentes produtos

Portanto, considerando-se que a negociação vigente é para o produto *ESP-ANO-PF*, a estratégia ótima de declaração é dada pela seguinte curva de oferta: i) 12,6 MWm a 174,50 R\$/MWh; ii) mais 29,2 MWm a 180 R\$/MWh. Neste caso, o volume máximo de energia especial elegível para negociação foi atingido e, por isso, não há aumento do volume ofertado, mesmo a preços mais altos.

Considerando um insucesso na declaração anterior e passando agora para a negociação do produto *CONV-ANO-PF*, a estratégia ótima de declaração seria dada pela seguinte curva de oferta: i) 82,4 MWm a 169 R\$/MWh; mais 5,2 MWm a 172 R\$/MWh; iii) mais 29,2 MWm a 174 R\$/MWh. Novamente, atinge-se o limite permitido para venda no MVE com preços de 174 R\$/MWh e, portanto, não há aumento do volume ofertado mesmo para preços mais elevados.

6 Conclusão

Diante de todo o exposto neste trabalho, é notável a importância dos mecanismos de gerenciamento de portfólio das distribuidoras, especialmente em um contexto de mudanças regulatórias, que tendem a flexibilizar cada vez mais os limites para acesso ao Mercado Livre, e de novas tecnologias que empoderam energeticamente o consumidor, como por exemplo a geração distribuída. Portanto, um modelo que se propõem a desenhar estratégias de atuação no Mecanismo de Venda de Excedentes, importante vaso comunicante entre o Mercado Regulado e Livre, se mostra de fundamental importância para os agentes distribuidores.

Neste trabalho foi apresentada uma metodologia que visa otimizar essa estratégia, sob a ótica do risco-retorno, sem deixar de considerar os aspectos regulatórios que permeiam esta importante ferramenta de gerenciamento do portfólio. Além disto, a metodologia proposta permite que seja considerada a aversão ao risco do agente, elemento fundamental para representação do perfil do agente tomador de decisão.

A partir das simulações apresentadas ao longo do último capítulo, é possível concluir que o modelo consegue avaliar de forma coerente os diferentes custos de oportunidade para a distribuidora, indicar estratégias de venda de energia no Mecanismo de Venda de Excedentes aderentes ao perfil de aversão ao risco do agente e construir um conjunto de curvas de oferta que flexibilizam a estratégia de atuação no mecanismo.

Para trabalhos futuros, deseja-se estender a metodologia proposta de forma a:

1. Considerar a existência da incerteza na demanda;
2. Considerar a incerteza quanto a liquidez para venda no MVE;
3. Possibilitar a construção de uma estratégia robusta a variações na distribuição de probabilidade dos dados de entrada do modelo

Referências bibliográficas

- [1] BRASIL. Decreto 5.163 - Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências, 2004.
- [2] BRASIL. Lei 10.848 - Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências, 2004.
- [3] BRASIL. Lei 12.783 - Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária; altera as Leis nº s 10.438, de 26 de abril de 2002, 12.111, de 9 de dezembro de 2009, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e 10.848, de 15 de março de 2004; revoga dispositivo da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993; e dá outras providências., 2013.
- [4] BRASIL. Decreto 4.550 - Regulamenta a comercialização de energia elétrica gerada pela Eletrobrás Termonuclear S/A - ELETRONUCLEAR, por ITAIPU Binacional e dá outras providências, 2002.
- [5] BRASIL. Lei 12.111 - Dispõe sobre os serviços de energia elétrica nos Sistemas Isolados; altera as Leis nos 9.991, de 24 de julho de 2000, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e 10.848, de 15 de março de 2004; revoga dispositivos das Leis nos 8.631, de 4 de março de 1993, 9.648, de 27 de maio de 1998, e 10.833, de 29 de dezembro de 2003; e dá outras providências., 2009.
- [6] BRASIL. Resolução nº 12, de 12 de maio de 2017, do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE - Estabelece os parâme-

tros técnicos e econômicos de licitação de concessões de geração de energia elétrica., 2017.

- [7] BRASIL. Regulamenta a Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências., 2012.
- [8] BRASIL. Decreto 9.143 - Regulamenta o § 4º do art. 27 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e o § 13 do art. 4º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, altera o Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004, o Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, o Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010, o Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012, e o Decreto nº 9.022, de 31 de março de 2017, para dispor sobre a concessão e a comercialização de energia elétrica, e dá outras providências., 2017.
- [9] BRASIL. Lei 10.848 - Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências., 2004.
- [10] BRASIL. Lei 13.203 - Dispõe sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica; institui a bonificação pela outorga; e altera as Leis nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, que dispõe sobre as concessões de energia elétrica, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, que disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica, 9.478, de 6 de agosto de 1997, que institui o Conselho Nacional de Política Energética, 9.991, de 24 de julho de 2000, que dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, 10.438, de 26 de abril de 2002, 10.848, de 15 de março de 2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, e 11.488, de 15 de junho de 2007, que equipara a autoprodutor o consumidor que atenda a requisitos que especifica., 2015.

- [11] ANEEL. Resolução normativa 711 - estabelece critérios e condições para celebração de acordos bilaterais entre partes signatárias de contratos de comercialização de energia no ambiente regulado – ccear. aprova a nova versão do submódulo 4.4 dos procedimentos de regulação tarifária – proret, que trata dos demais componentes financeiros. revoga a resolução normativa nº 508, de 4 de setembro de 2012., 2016.
- [12] ANEEL. Resolução normativa 824 - regulamenta o § 13 do art. 4º da lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, que dispõe sobre a venda de excedentes, altera as resoluções normativas nº 693, de 15 de dezembro de 2015 e nº 711, de 21 de dezembro de 2016., 2018.
- [13] ANEEL. Estabelece os critérios e condições do mecanismo de venda de excedentes e dos mecanismos de gestão de contratos de comercialização de energia elétrica provenientes de novos empreendimentos de geração., 2020.
- [14] BRASIL. Lei 13.360 - Altera a Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, a Lei nº 9.491, de 9 de setembro de 1997, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, a Lei nº 12.767, de 27 de dezembro de 2012, a Lei nº 13.334, de 13 de setembro de 2016, a Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015, a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, e a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015; e dá outras providências., 2016.
- [15] ANEEL. Aprova o módulo 4 e submódulo 6.1 do proret, e dá outras providências., 2016.
- [16] ANEEL. Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo, 2016.
- [17] PEREIRA, M. V.; PINTO, L. M.. Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning. *Mathematical programming*, 52(1-3):359–375, 1991.
- [18] CCEE. Regras de comercialização - Preço de Liquidação das Diferenças, 2021.

- [19] ANEEL. Resolução Normativa 858 - Estabelece os critérios e procedimentos para o cálculo dos limites máximo e mínimo do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) e do valor da tarifa de energia de otimização referente à cessão de energia efetuada pelo comercializador de energia da Usina Hidroelétrica Itaipu (TEO_{Itaipu}), 2019.
- [20] ANEEL. Resolução normativa 2828 - estabelece os valores das tarifas de energia de otimização – teo e teo_{Itaipu} , da tarifa de serviços ancilares – t_{sa} e dos limites mínimo e máximo do preço de liquidação de diferenças – pld para o ano de 2021., 2020.
- [21] CAVALIERE, M. A.; GRANVILLE, S.; OLIVEIRA, G. C. ; PEREIRA, M. V. F.. A forward electricity contract price projection: A market equilibrium approach, 2019 - <<https://arxiv.org/abs/1904.04225>>.
- [22] ACERBI, C.. Coherent measures of risk in everyday market practice. 2007.
- [23] ARTZNER, P.. Thinking coherently. Risk, p. 68–71, 1997.
- [24] ROCKAFELLAR, R. T.; URYASEV, S.. Optimization of conditional value-at-risk. Journal of risk, 2:21–42, 2000.
- [25] ROCKAFELLAR, R. T.. Convex analysis. Princeton university press, 2015.
- [26] BRASIL. Resolução nº 3, de 6 de março de 2013, do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE - Estabelece diretrizes para a internalização de mecanismos de aversão a risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço, e dá outras providências., 2013.