



Impactos da MP-579 na gestão de riscos dos contratos das distribuidoras brasileiras de energia

Lucas Augusto Gutierrez Fernandes

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

Orientadora: Thereza Cristina Nogueira de Aquino

Rio de Janeiro
Março de 2016

Impactos da MP-579 na gestão de riscos dos contratos das distribuidoras brasileiras de energia

Lucas Augusto Gutierrez Fernandes

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

Examinado por:

Professora Thereza Cristina Nogueira de Aquino, D. Sc.

Professora Maria Alice Ferruccio Rainho, D.Sc.

Professor Regis da Rocha Motta, D.Sc

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

Março de 2016

Fernandes, Lucas Augusto

Impactos da MP-579 na gestão de riscos dos contratos das distribuidoras brasileiras de energia/ Lucas Augusto Gutierrez Fernandes – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2016.

VIII, 71 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Thereza Cristina Nogueira de Aquino

Projeto de Graduação – UFRJ/ POLI/ Curso de Engenharia de Produção, 2016.

Referências Bibliográficas: p. 67-68.

1. Distribuidoras de energia. 2. Regulação 3. Gestão de riscos.

I. Aquino, Thereza Nogueira

II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ, Curso de Engenharia de Produção.

III. Impactos da MP-579 na gestão de riscos dos contratos das distribuidoras brasileiras de energia

AGRADECIMENTOS

A meus pais e meu irmão, por todo apoio e amor que sempre me deram: sem eles nada seria possível.

À professora Thereza, minha gratidão pela honra de me aceitar como orientando.

Agradeço também aos meus colegas e superiores da PSR que me apoiaram na realização deste projeto de graduação.

Agradeço à Universidade Federal do Rio de Janeiro, pois me proporcionou grandes amigos e incríveis experiências além de me fazer crescer como pessoa e me viabilizar a formação profissional como Engenheiro de Produção.

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

Impactos da MP-579 na gestão de riscos dos contratos das distribuidoras brasileiras de energia

Lucas Augusto Gutierrez Fernandes

Março/2016

Orientadora: Thereza Cristina Nogueira de Aquino

Curso: Engenharia de Produção

Esse trabalho busca compreender como a Medida Provisória 579, convertida em Lei 12,783 de Janeiro em 2013, afetou o perfil do portfólio de contratos de energia das distribuidoras brasileiras e como isso afetou a gestão de risco dessas empresas em relação a incertezas de crescimento de seus mercados.

Serão estudadas consequências futuras da MP-579 que podem aumentar a percepção de risco das distribuidoras e uma possível solução para essa questão.

Palavras-chave: Distribuidoras de Energia, Setor Elétrico, MP-579, gestão de riscos

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

**IMPACTS FROM MP-579 IN THE RISK MANAGEMENT OF ENERGY CONTRACTS
OF BRAZILIAN UTILITIES**

Lucas Augusto Gutierrez Fernandes

March/2016

Advisor: Thereza Cristina Nogueira de Aquino

Course: Industrial Engineering

This work covers the effects of the Provisional Measure 579, converted in the Law 12,783 in 2013, in the portfolio of energy contracts from Brazilian electric companies. It will be analyzed how this change affected the risk management of these companies regarding demand uncertainty.

Future consequences of this regulatory measure will be studied and a possible solution will be discussed.

Keywords: Electricity distributors, Electric Sector, MP-579, risk management

ÍNDICE

Introdução	5
1. O Setor Elétrico Brasileiro	6
1.1 Matriz Energética Brasileira	6
1.2 Características da operação do sistema	8
2. Principais agentes do Setor Elétrico Brasileiro	10
2.1 Ambiente institucional	10
2.1.1 Principais agentes: Geração, Transmissão e Distribuição	13
2.1.1.1 Geração.....	13
2.1.1.2 Transmissão	14
2.1.1.3 Distribuição.....	15
3. O ambiente regulatório do setor elétrico brasileiro.....	22
3.1 Garantindo a segurança de suprimento.....	22
3.2 Estimulando a modicidade tarifária.....	25
3.2.1 A comercialização de energia no Brasil	25
3.2.2 O Mercado Spot	26
3.2.3 O Ambiente de Contratação Livre - ACL.....	29
3.2.4 O Ambiente de Contratação Regulado - ACR	30
3.2.4.1 Leilões de Energia Nova.....	31
3.2.4.2 Leilões de Energia Existente.....	32
3.2.4.3 Leilões de Fontes Alternativas	33
3.2.4.4 Leilões de Energia de Reserva	33
3.2.4.5 Leilões Estruturantes	33
3.2.4.6 Tipos de contratos comercializados	34
3.2.5 Mecanismos para a contratação eficiente no ACR.....	35
3.2.5.1 Valor de Referência do Repasse	36
3.2.5.2 Penalização por subcontratação	37
3.2.5.3 Penalização por sobrecontratação	38
3.2.5.4 Mecanismo de Compensação de Sobras e Deficits	38
3.2.5.5 Limites de contratação superior e inferior de Energia Existente.....	39
3.3 Resumo: contratação de energia no Ambiente Regulado	40
4. Renovação das concessões de ativos existentes e consequências para as distribuidoras	41
4.1 Renovação da concessão dos geradores	41
4.2 Como a MP 579 afeta as distribuidoras	43

4.3	Novas cotas irão entrar e agravar o problema	44
4.4	Uma possível solução para a entrada de novas cotas	45
5.	O Modelo de Estratégia de Contratação das Distribuidoras.....	45
5.1	Árvore De Demandas.....	46
5.2	Probabilidades de Transição.....	47
5.3	Formulação Matemática simplificada	49
5.4	Input dos dados	51
6.	Análise de caso	51
6.1	Metodologia para análise	54
6.2	Dados utilizados	56
6.2.1	Parâmetros gerais da simulação	56
6.2.2	Cenários de Demanda.....	60
6.3	Simulações e resultados	60
6.3.1	Simulações de Sensibilidade.....	63
	Conclusão	66
	Referências.....	68
	ANEXOS	70
	ANEXO A – Usinas da MP-579	70
	ANEXO B – Preço médio dos leilões	74

FIGURAS

Figura 1 - Evolução da matriz brasileira	6
Figura 2 – Evolução da participação por fonte na geração	7
Figura 3- Evolução da carga Brasil.....	8
Figura 4 - Decisões de Despacho.....	9
Figura 5 - Estrutura Institucional do Setor Elétrico brasileiro.....	12
Figura 6 - Representação das hidrelétricas do sistema elétrico brasileiro.....	13
Figura 7- Sistema brasileiro de transmissão	15
Figura 8- Parcela A e B	16
Figura 9 - Tarifa de Fornecimento com Impostos das 30 maiores distribuidoras	17
Figura 10 - Mercado cativo (MWh) das 30 maiores distribuidoras	18
Figura 11- Consumo no Brasil por nível de tensão.....	20
Figura 12 - Tarifa de fornecimento com impostos por nível de tensão	20
Figura 13 - Comparativo entre Tarifa Branca e Convencional.....	21
Figura 14 - Demanda estimula nova geração	24
Figura 15- Ambientes de Comercialização de Energia.....	26

Figura 16 - Submercados de Energia	27
Figura 17- Variação PLD Sudeste e Nível de armazenamento	28
Figura 18 - PLD NE vs SE	29
Figura 19- Evolução ACR x ACL	30
Figura 20 - Prazo de entrega para os diversos tipos de leilões	31
Figura 21 - Árvore e taxas de crescimento	46
Figura 22- Trajetórias de Demanda	47
Figura 23 - Diagrama de transições das taxas de crescimento	48
Figura 24- Matriz transição de probabilidades	48
Figura 25- Área de influência de um nó	49
Figura 26 - Portfolio contratual das distribuidoras A, B e C.....	52
Figura 27- CVaR	53
Figura 28- Preço Médio por leilão	56
Figura 29 - Energia média contratada por leilão.....	57
Figura 30 - Exemplo árvore de demanda para 2015-2016.....	60
Figura 31 - Valor médio penalidades Caso Base.....	62
Figura 32- Valor médio das penalidades - Caso PLD elevado.....	64
Figura 33 - Valor médio das penalidades - Caso Crescimento da demanda alto	65
Figura 34 - Valor médio das penalidades - Caso Abertura da Demanda estressada.....	66

INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro sofreu diversas transformações desde 2004. O Decreto 5.163 de 2004 determinou a obrigação de distribuidoras comprarem energia através de leilões. A Lei 10.848, também de 2004, proibiu que empresas de um mesmo grupo controlador comercializem energia entre si, o que na prática foi a desverticalização do sistema elétrico brasileiro. Em 2012, ocorreu uma grande mudança no setor: a Medida Provisória 579, convertida em Lei nº 12.783 de 2013. Desde 2012, o setor elétrico brasileiro tem vivido uma série de consequências da MP-579.

Esse trabalho analisou impactos da MP-579 na gestão de risco das distribuidoras de energia no Brasil. O objetivo desse trabalho foi estudar como um particular aspecto dessa nova lei contribuiu para um aumento de riscos na gestão dos contratos de energia das distribuidoras brasileiras. Consequências futuras da MP-579 que podem aumentar riscos das distribuidoras foram analisadas e uma possível solução foi proposta.

Distribuidoras de energia estão sujeitas a penalidades caso seus montantes de contratos ultrapassem limites regulatórios estabelecidos. Essas penalidades podem ser bastante significantes e afetar negativamente os resultados financeiros das empresas de distribuição. Compreender as consequências futuras da MP-579 é importante para que as distribuidoras adequem suas metodologias de gerência de riscos.

Foi utilizado um modelo de otimização desenvolvido pela consultoria brasileira *Power Systems Research* (PSR), detalhado em *Estratégia de contratação das distribuidoras em leilões de energia sob incerteza na demanda* (Guimarães, A.R., 2006), para quantificar os riscos que as distribuidoras correm na gestão de seus contratos de energia.

A estrutura do trabalho inicia com uma descrição das características do setor elétrico brasileiro. Em seguida são apresentados, os aspectos regulatórios do modelo de contratação de energia e a implementação da MP-579 e suas consequências. É discutida a metodologia do modelo de otimização e sua aplicação. Finalmente, foram realizadas simulações e os resultados obtidos foram analisados.

Esse trabalho não busca discutir uma proposta para o excesso de contratos de energia que afeta grande parte das empresas de distribuição em Março de 2016.

1. O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

1.1 MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA

O sistema elétrico brasileiro é o maior da América Latina e tem uma capacidade de 142 GW de potência instalada. A matriz brasileira tem alta participação de energias renováveis. Em 2014, cerca de 73% da energia gerada no Brasil veio de fontes renováveis, como hidráulica, biomassa e eólica. A energia hidráulica ainda representa a maior parte da energia gerada no país, porém sua participação no total de energia gerada vem caindo nos últimos anos, devido ao aumento da diversificação da matriz brasileira.

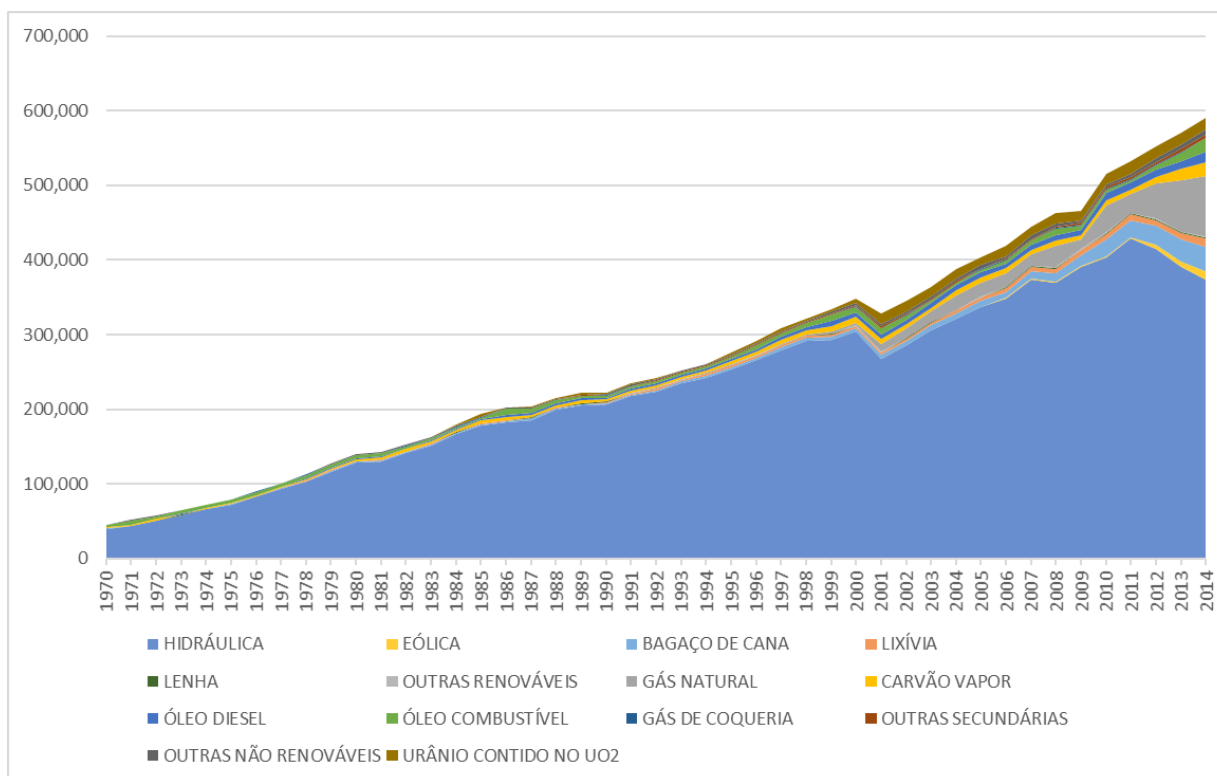


Figura 1 - Evolução da matriz brasileira (Fonte: Balanço Energético Nacional, 2014)

A partir do Racionamento de Energia de 2001, o Governo passou a investir na construção de usinas termoeletricas para dar maior robustez ao sistema. Essas usinas cumprem papel importante para garantir o suprimento de energia em períodos de secas. O gráfico 2 mostra a evolução da participação na geração de energia através de fontes não renováveis no Brasil.

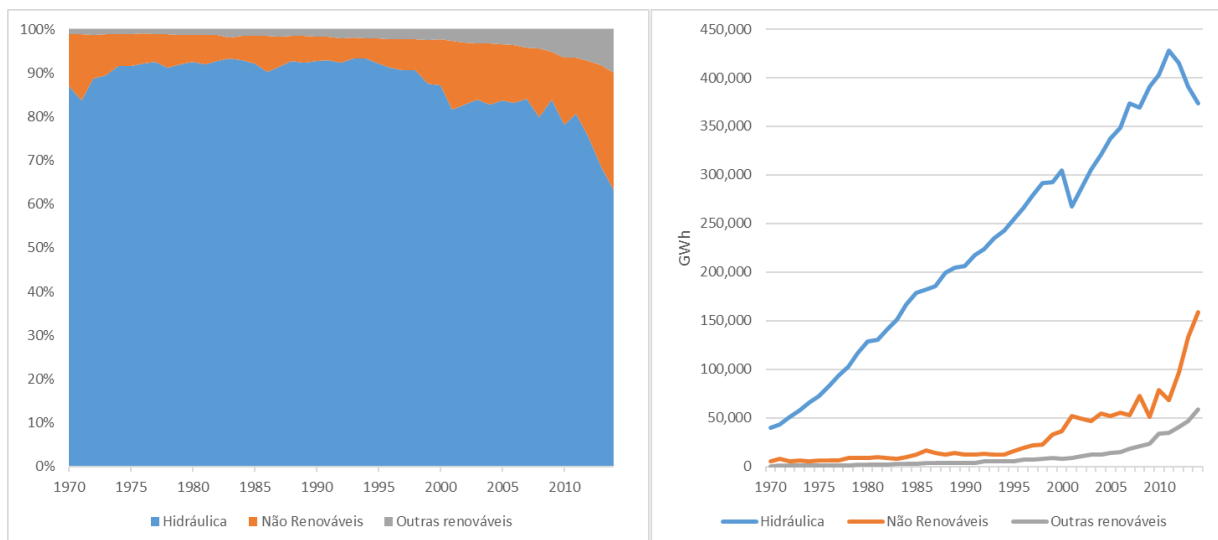


Figura 2 – Evolução da participação por fonte na geração (Fonte: Balanço Energético Nacional, 2014)

Em 2016, o Brasil possui um total de 4476 usinas de diversas fontes energéticas, que estão resumidas no quadro 1:

Tipo	Sigla	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	%
Central Geradora Hidrelétrica	CGH	551	415	417	0,29
Pequena Central Hidrelétrica	PCH	457	4.834.157	4.817.865	3,39
Usina Hidrelétrica de Energia	UHE	203	89.490.541	86.914.868	61,16
Central Geradora Eolielétrica	EOL	347	8.474.518	8.430.452	5,93
Central Geradora Solar Fotovoltaica	UFV	37	27	23	0,02
Usina Termelétrica de Energia	UTE	2.879	41.258.269	39.506.527	27,8
Usina Termonuclear	UTN	2	1.990.000	1.990.000	1,4
Total		4.476	146.489.806	142.099.937	100

Quadro 1- Matriz energética brasileira (2016) – Fonte: Banco de Informações de Geração –ANEEL, 2016

Aproximadamente 65% da energia do Brasil em 2014 foi produzida por fontes hidráulicas; a geração restante é composta de um mix de gás natural, carvão, nuclear e eólica. Tanto usinas à biomassa quanto eólicas emergiram como fontes competitivas nos últimos anos. O pico de demanda de energia elétrica do país ocorreu durante a tarde de 5 de Fevereiro de 2014, com uma demanda máxima de 85.708 MW. A figura 3 mostra a evolução da carga mensal do Brasil, em MW médios. Essa unidade equivale a energia armazenada no período de 1 ano.

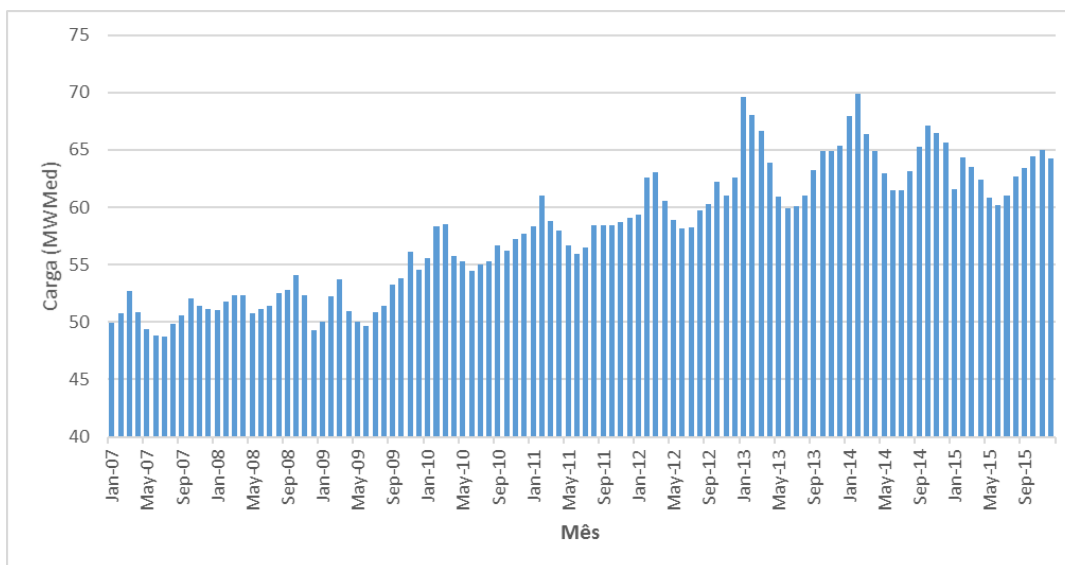


Figura 3- Evolução da carga Brasil (Dados: ONS, 2016)

1.2 CARACTERÍSTICAS DA OPERAÇÃO DO SISTEMA

O sistema hidroelétrico brasileiro é composto de mais de 200 usinas hidrelétricas (não considerando PCHs e CGHs), com capacidades que variam de 30 MW a 14,000 MW (Itaipu). Essas usinas estão localizadas em diversas bacias hidrográficas espalhadas pelo país. Devido às dimensões continentais do Brasil, as bacias têm grande variabilidade de padrões climáticos. É comum que quando o fenômeno “El Niño” ocorre, a região Nordeste encare secas enquanto os níveis de precipitação aumentem na região Sudeste. Para aproveitar essa variabilidade, o Operador Nacional do Sistema (ONS) despacha o sistema como um portfólio, transferindo energia de partes “úmidas” para partes “secas” do país.

O ONS busca otimizar os custos de operação do sistema. Para isso, despacha as usinas em uma ordem de mérito, onde as usinas mais baratas têm preferência de despacho sob as mais caras. No caso de usinas térmicas, é fácil mensurar isso, pois as usinas têm custos de combustíveis e operação bem definidos. Já para as hidroelétricas não há um custo de combustível bem definido, pois são as moléculas de água impulsionadas pela gravidade que movem as turbinas para gerar eletricidade. Portanto, o cálculo para definir quanto vale o “custo de combustível” das hidroelétricas é mais complexo.

As hidrelétricas, ao contrário das térmicas, não têm um custo de combustível definido. As usinas hidroelétricas são despachadas com base em seus custos de oportunidade esperados, que são

computados por um modelo de otimização estocástico multi-estágio. Tal modelo traz uma representação detalhada do sistema e das incertezas em relação às vazões.

O custo de oportunidade das hidrelétricas, também chamado de valor da água, está associado, de maneira simplificada ao dilema esquematizado na Figura 4. O dilema ilustra uma decisão associada para uma usina com 2 estágios de operação. Para exemplificar o conceito, será tomada a premissa que a hidroelétrica é despachada de forma binária, ou seja, ou despacha toda ou não.

Basicamente, o ONS deve tomar a decisão de despachar a usina no estágio 1, sem saber ao certo o que irá ocorrer no estágio 2. Caso despache a usina e no estágio 2 haja uma seca, térmicas deverão ser ligadas e o custo de operação será superior. Caso não despache a usina e no estágio 2 chova bastante, o operador deverá verter água dos reservatórios, o que é um desperdício de energia.

Na operação real, essas decisões são muito mais sofisticadas, pois envolvem muito mais estágios de tempo e usinas. Além disso, o ONS deve decidir quanto a hidroelétrica deve despachar e quanto guardar em seus reservatórios, que são um importante componente para transferir energia de um período úmido para um seco. Há reservatórios que têm a capacidade de regulação de vários anos e podem fazer transferências de energia com horizontes de 4 a 5 anos. Previsões de vazões sofisticadas são necessárias para a boa operação do sistema.

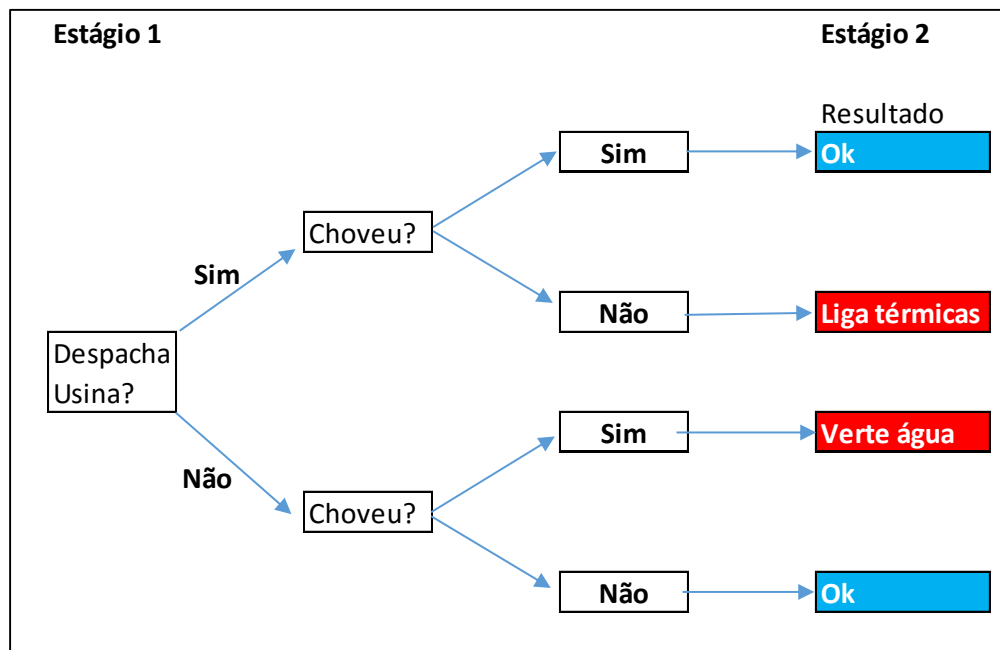


Figura 4 - Decisões de Despacho (Elaboração Própria)

Em seus Planos Mensais de Operação, o ONS trabalha com um horizonte de 5 anos, divididos em etapas mensais. São utilizadas 1200 séries estocásticas de vazões para representar os cenários hidrológicos. Portanto, o ONS deve despachar mais de 200 usinas hidroelétricas e térmicas centralmente para minimizar os custos de operação, tanto do presente quanto do futuro. Isso mostra a natureza altamente complexa da operação de sistemas hidrotérmicos.

O Sistema Interligado Nacional (SIN) representa cerca de 98% da demanda do país. Isso significa que é possível, respeitando os limites de transmissão, fazer transferências de energia do Sul ao Nordeste por exemplo. O restante da demanda que não é atendida pelo SIN é concentrada em sistemas isolados. Esses sistemas são localizados na Região Norte do Brasil e há planos para incorporá-los ao SIN. Atualmente, Roraima, Acre, Roraima e Rondônia compõem sistemas isolados.

2. PRINCIPAIS AGENTES DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

2.1 AMBIENTE INSTITUCIONAL

A organização institucional do setor elétrico brasileiro:

- **Conselho Nacional de Política Energética – CNPE** – é um comitê que se reporta ao Presidente. É coordenado pelo Ministério de Minas e Energia e conta com a participação de membros de agências regulatórias e outras personalidades políticas. O órgão é responsável por propor a política energética nacional ao Presidente, o que inclui determinar critérios de garantia de suprimento para evitar racionamentos e a determinação de leilões de projetos que não são competitivos economicamente, porém que são estratégicos para o país.
- **Ministério de Minas e Energia – MME** – é responsável por formular e implementar as diretrizes aprovadas pelo CNPE. O MME é também responsável por outorgas de exploração de hidrelétricas e serviços públicos.

- **Empresa de Pesquisa Energética** – EPE – é responsável por dar respaldo técnico ao MME. A EPE faz estudos de expansão do sistema e da matriz energética, sinaliza a necessidade de novos leilões e calcula os certificados de energia (a quantidade de energia que uma usina poderá comercializar). O presidente da EPE é apontado pelo MME.
- **Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico** - CMSE – tem como objetivo monitorar em um horizonte de curto prazo a segurança de suprimento do sistema e antecipar possíveis problemas que possam surgir. O CMSE é coordenado pelo MME e seus membros são compostos de representantes da ANEEL, ONS, EPE e outros.
- **Agência Nacional de Energia Elétrica** – ANEEL – é o órgão regulador do setor elétrico nacional e a agência supervisora. É responsável por:
 - Calcular tarifas de transmissão e distribuição
 - Estabelecer as regras de contratação e de uso de infraestrutura de transmissão e distribuição para os consumidores
 - Gerenciar as concessões e permissões de contratos de utilidades públicas
 - Definir as regras de participação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
 - Autorizar as atividades do ONS

A ANEEL tem 5 diretores com mandatos não coincidentes de 4 anos de duração. Os diretores são nomeados pelo Presidente da República e suas nomeações são aprovadas pelo Senado Federal.

- **Operador Nacional do Sistema** – ONS – é um agente privado que responde à ANEEL. Além de coordenar o despacho energético, o ONS também desenvolve modelos computacionais utilizados para liquidações financeiras no mercado de curto prazo de energia.
- **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica** – CCEE – é uma instituição privada que funciona de acordo com a regulação da ANEEL. Dentre suas funções estão: gerenciar a comercialização de energia; promover leilões de energia quando delegada pela ANEEL; e conduzir a liquidação do mercado de energia de curto prazo.

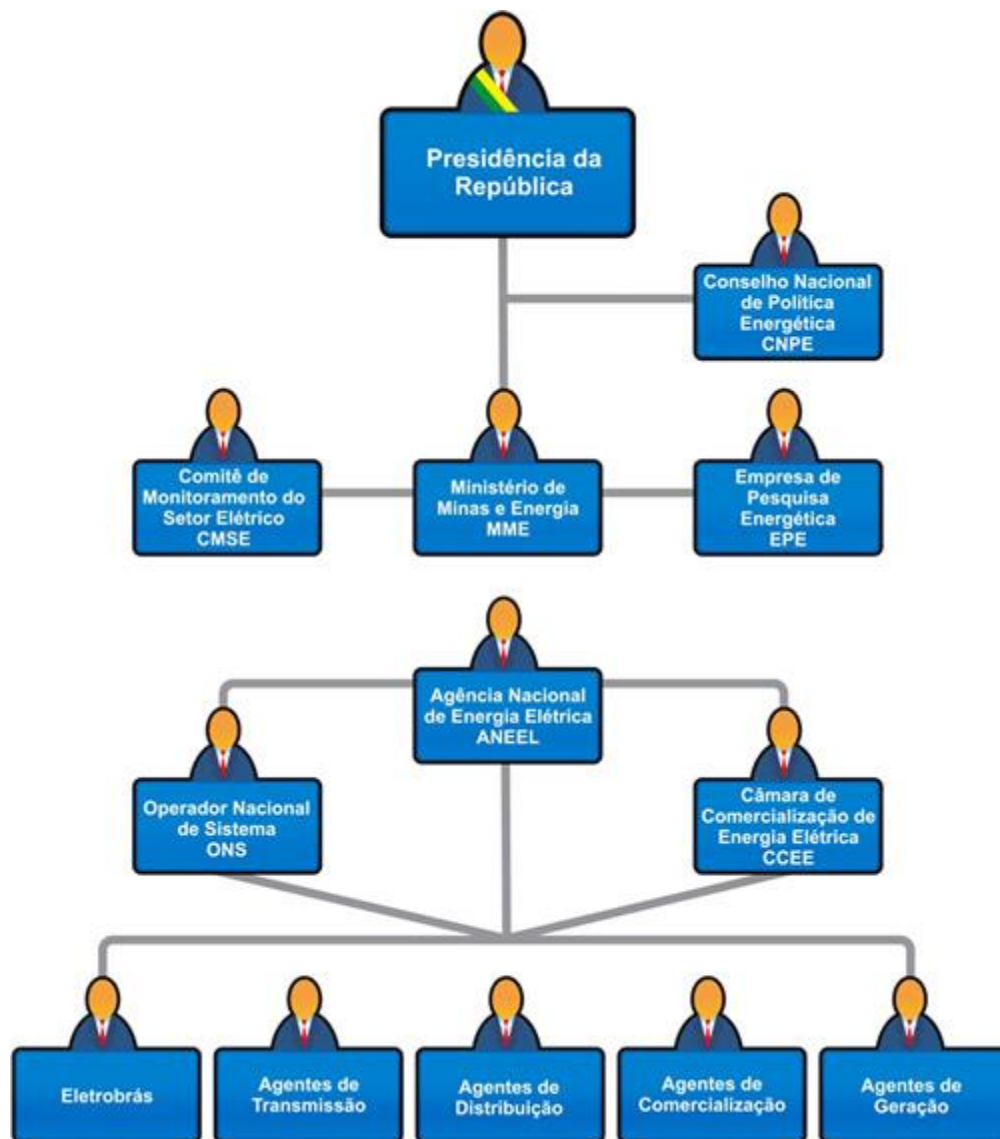


Figura 5 - Estrutura Institucional do Setor Elétrico brasileiro (Fonte: ABRADÉE, 2016)

Dentre os principais agentes do sistema de geração, estão a Eletrobras e a Petrobras. A Eletrobras, através de suas subsidiárias, produz cerca de 60% da energia proveniente de hidrelétricas do país. Seu portfólio inclui 50% da usina de Itaipu. A Petrobras é um agente importante no setor termelétrico e possui diversas usinas a óleo e gás natural. O quadro 2 mostra os principais agentes do setor de geração no Brasil.

Empresa	Capacidade Hidráulica (MW)	Capacidade Térmica (MW)	Capacidade Eólica (MW)	Total (MW)
AES TIETÊ	2,651	-	-	2,651
ENDESA CACHOEIRA	658	-	-	658
CEMIG	6,272	131	-	6,403
CESP	6,650	-	-	6,650
CEEE	910	-	-	910
DUKE-GP	2,228	-	-	2,228
CHESF	10,440	502	-	10,942
COPEL	4,518	20	-	4,538
ELETRONORTE	8,695	393	-	9,088
ELETROSUL	159	-	-	159
EMAE	922	472	-	1,394
FURNAS	9,000	796	-	9,796
LIGHT	858	-	-	858
QUEIROZ GALVÃO ENERGÉTICA SANTO ANTÔNIO ENERGIA	121	-	-	121
TRACTEBEL ENERGIA	3,150	-	-	3,150
	5,806	1,302	159	7,267
PETROBRAS	-	6,000	-	6,000
Total	63,038	9,616	159	72,813

Quadro 2- Agentes do setor de geração (Fonte: ABRAGE, 2016)

2.1.1.2 TRANSMISSÃO

O setor de transmissão é muito importante ao país devido ao despacho energético centralizado, que transfere grandes blocos de energia de regiões úmidas para regiões secas. 98% do país é interconectado por mais de 100,000 km de redes de transmissão. O Brasil também possui conexões com Uruguai e Argentina e uma pequena ligação com a Venezuela.

Nos leilões de linhas de transmissão, cada candidato oferece uma receita fixa anual que irá remunerar tanto a construção quanto a operação do projeto. Essa receita é conhecida como RAP, Receita Anual Permitida. A empresa que oferecer o menor RAP é a vencedora do leilão.

Um encargo chamado TUST, Tarifa por Uso do Sistema de Transmissão, é recolhido mensalmente de todos os usuários do grid. O valor da TUST varia de acordo com a localização do gerador e as dificuldades de conexão. Esse encargo que financia a RAP dos operadores das linhas de transmissão.

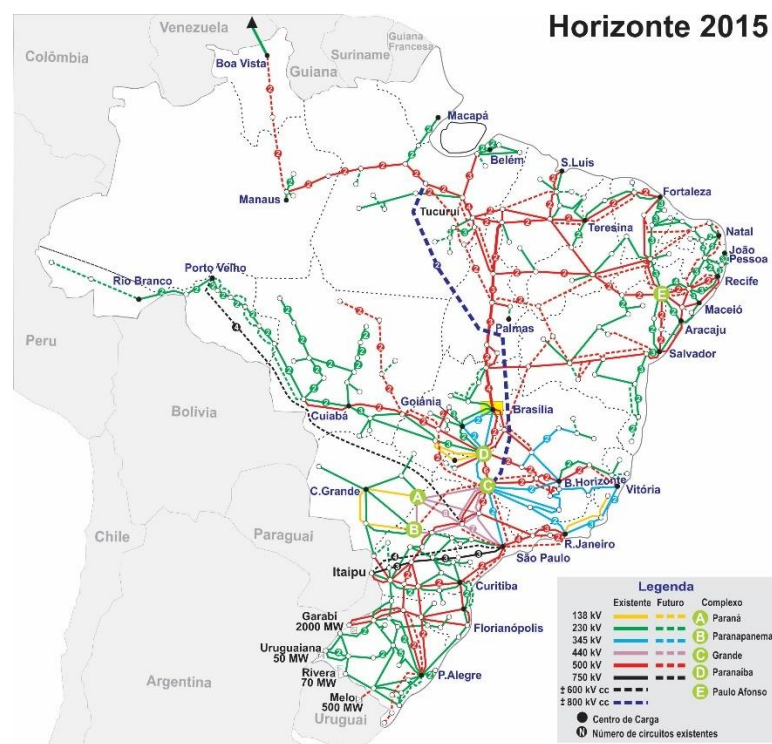


Figura 7- Sistema brasileiro de transmissão (Fonte: ONS, 2015)

2.1.1.3 DISTRIBUIÇÃO

A distribuição de energia é um serviço público, regulado por contratos de concessões firmados entre as distribuidoras e a ANEEL. Há um total de 63 distribuidoras no país, que representam cerca de 70% do consumo de energia no Brasil. Os contratos de concessão determinam as regras básicas para a formação das tarifas, a qualidade do serviço e direitos e obrigações dos consumidores. Esses contratos têm uma duração de 30 anos, que podem ser renovados por mais 20 anos.

O reajuste das tarifas das distribuidoras é feito anualmente e a cada 4 ou 5 anos há uma revisão tarifária para a distribuidoras. Os reajustes tarifários buscam atualizar os custos não gerenciáveis das distribuidoras de energia, conhecidos como Parcela A. Esses custos são referentes a compra de energia, transmissão e encargos setoriais. Os reajustes tarifários incluem uma correção monetária e uma atualização dos valores dos itens da Parcela A. Em teoria, todos os custos da Parcela A são repassados aos consumidores, e, portanto, a distribuidora não teria nem perdas nem ganhos com esses custos.

As revisões tarifárias realizam as mesmas atualizações dos reajustes, porém também incluem uma atualização dos custos gerenciáveis da distribuidora. Esses custos são conhecidos como Parcela B e incluem custos operacionais, cota de depreciação e remuneração do investimento.

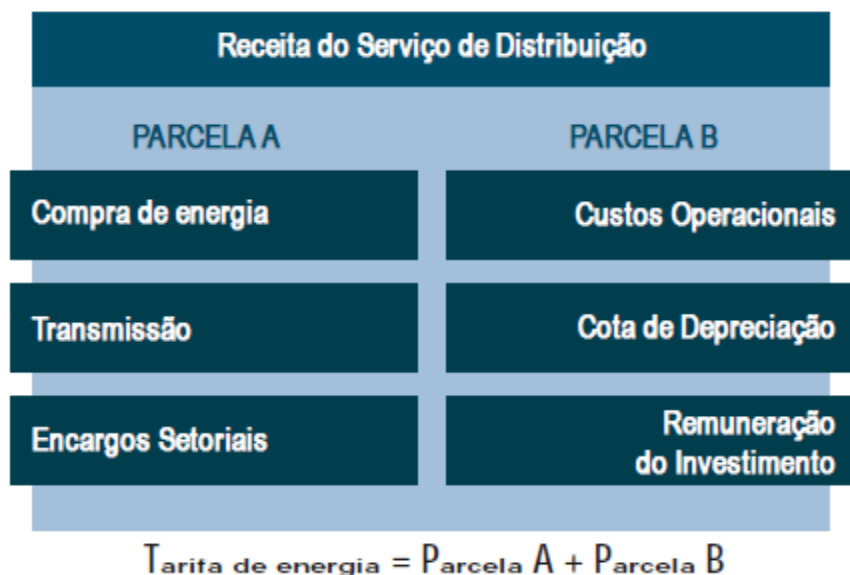


Figura 8- Parcela A e B (Fonte: ANEEL, 2014)

A Parcela B inclui os custos da rede e a remuneração para o capital investido. Cada distribuidora tem sua Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), que cobre a receita financeira da Parcela B. A definição da TUSD varia de acordo com as características do mercado da distribuidora.

Nas revisões tarifárias, também há uma atualização do Fator-X das distribuidoras, que é um índice de produtividade. Esse índice leva em conta frequência e duração de interrupções de energia elétrica. Desde 2014, também são levadas em conta métricas da qualidade de

atendimento das distribuidoras. Essas métricas compõem o fator-Q, que faz parte do Fator-X. Distribuidoras consideradas produtivas recebem reajustes tarifários superiores àquelas que têm baixos índices de produtividade. Isso estimula que as empresas busquem melhorar seus desempenhos operacionais e ofereçam um melhor serviço para seus consumidores. O processo de reajuste das distribuidoras é bastante complexo devido à complexidade e quantidade de regras envolvidas.

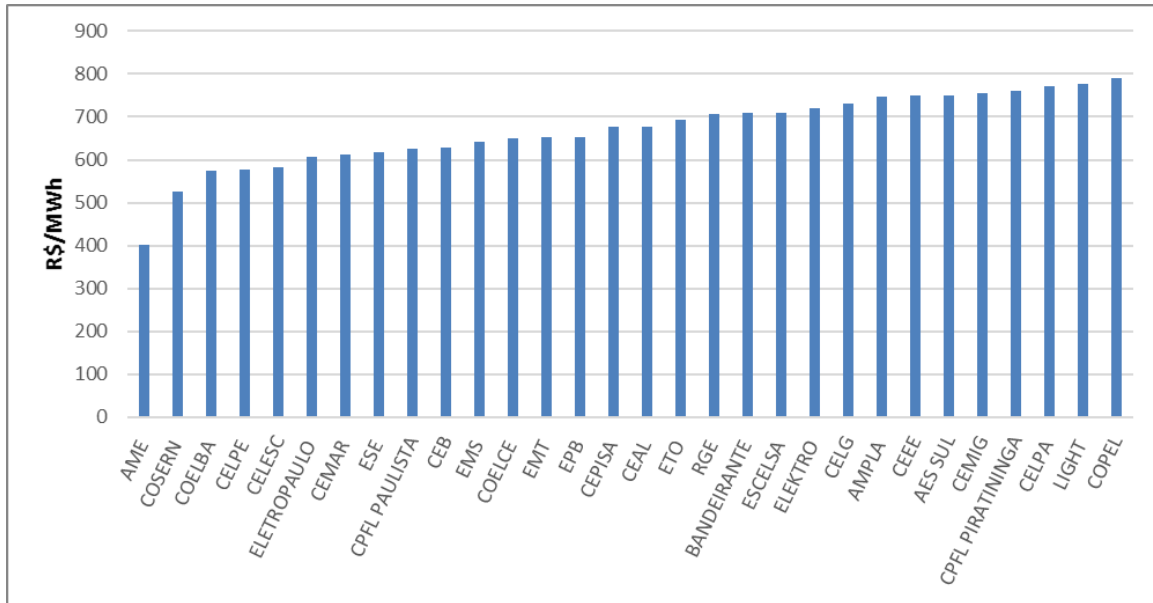


Figura 9 - Tarifa de Fornecimento com Impostos das 30 maiores distribuidoras (R\$/MWh)

(Fonte: ANEEL, 2016)

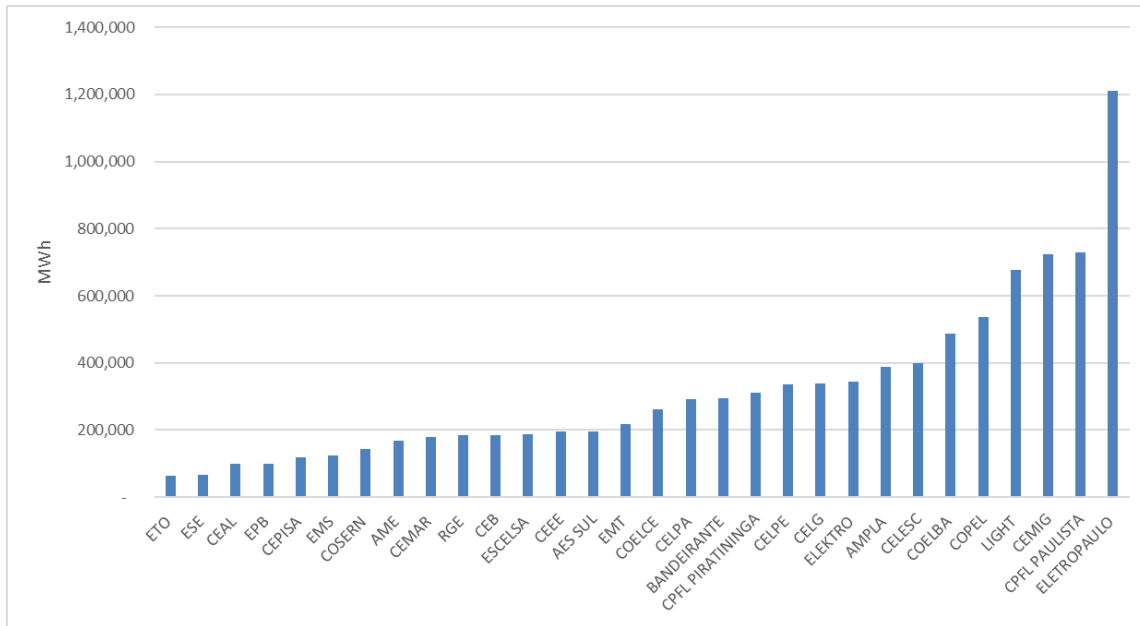


Figura 10 - Mercado cativo (MWh) das 30 maiores distribuidoras (Fonte: ANEEL, 2016)

Os consumidores das distribuidoras estão divididos em baixa (<2,3 kV) e alta tensão ($\geq 2,3$ kV). O setor residencial é atendido pela baixa tensão enquanto setores industriais e grandes estabelecimentos comerciais (shoppings, supermercados etc.) costumam estar conectados em alta tensão.

No setor residencial, a tarifa de fornecimento é uniforme em relação ao horário de uso. Já para a alta tensão, há distinção de tarifa para horários de ponta e fora ponta. O horário de ponta varia para cada distribuidora e corresponde às 3 horas consecutivas em que a carga da distribuidora é mais alta. Para a Ampla, por exemplo, o horário de ponta é de 18:00 às 21:00. O horário de ponta não se aplica a finais de semana e a feriados pré-determinados pela ANEEL.

Há outras duas diferenças importantes entre consumidores de energia de alta tensão e de baixa tensão. Nas modalidades de alta tensão, a tarifa se baseia no nível de consumo de energia e no nível de demanda de potência. Logo há uma tarifa para potência (kW) e outra para consumo (kWh). Na baixa tensão, não há essa distinção. A segunda diferença é que ao contrário do setor residencial, em que os consumidores pagam apenas pelo que consumirem, na alta tensão, os consumidores pagam pelo que contratarem. Ou seja, a cada mês, uma

fábrica deve informar à distribuidora quanto pretende contratar de consumo de energia e de demanda de potência. Se ultrapassarem os limites declarados, aplica-se multas.

Há diversos níveis de alta tensão, que variam de 2,3 kV a 230 kV. Para os níveis de alta tensão, há modalidades tarifárias em que se varia a forma de cobrança das tarifas de consumo e potência. Na modalidade Azul, tanto as tarifas de demanda de potência quanto as de consumo variam de acordo com horário de ponta e fora-ponta. Na modalidade Verde, as tarifas de consumo variam nos horários de ponta e fora-ponta, porém as tarifas de demanda permanecem constantes. Na modalidade convencional, não há variação das tarifas entre os horários. O quadro 3 resume as modalidades tarifárias:

Grupo	Subgrupo	Tensão (kV)	Modalidade
Alta tensão (>2,3 kV)	A1	≥ 230 kV	Azul
	A2	88 kV a 138 kV	Azul
	A3	69 kV	Azul
	A3a	30 kV a 44 kV	Azul, Verde e Convencional
	A4	2.3 kV a 25 kV	Azul, Verde e Convencional
Baixa tensão (< 2,3 kV)	B1 – residencial	(< 2,3 kV)	Convencional
	B2 – rural	(< 2,3 kV)	Convencional
	B3 – Comercial	(< 2,3 kV)	Convencional

Quadro 3 - Modalidades Tarifárias (Fonte: ANEEL, 2011)

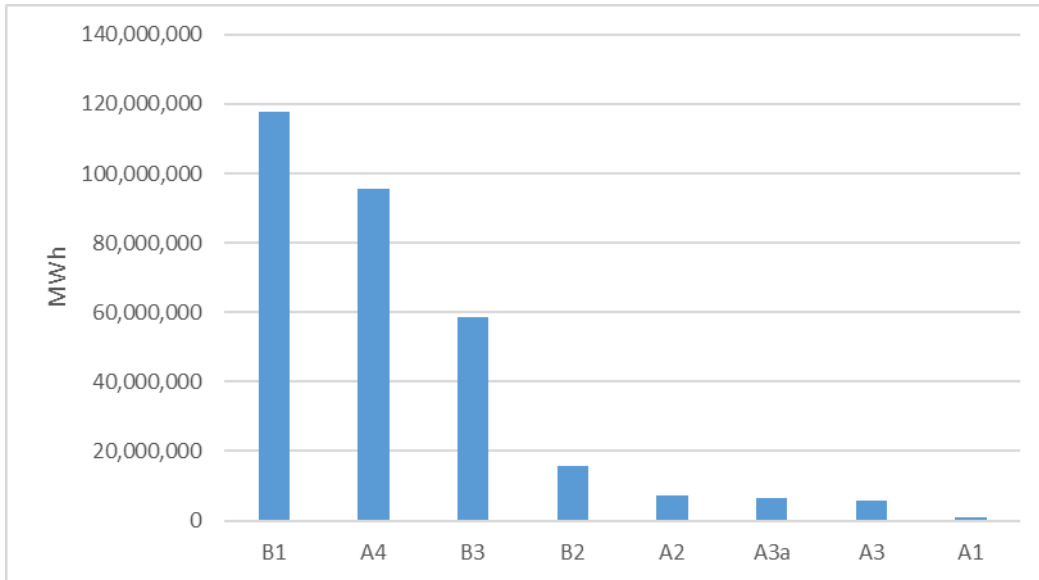


Figura 11- Consumo no Brasil por nível de tensão (Fonte: ANEEL, 2016)

A figura 11 mostra que o setor de baixa tensão é o maior mercado das distribuidoras. Ao mesmo tempo, é o setor com a tarifa mais elevada, como mostra a Figura 12.

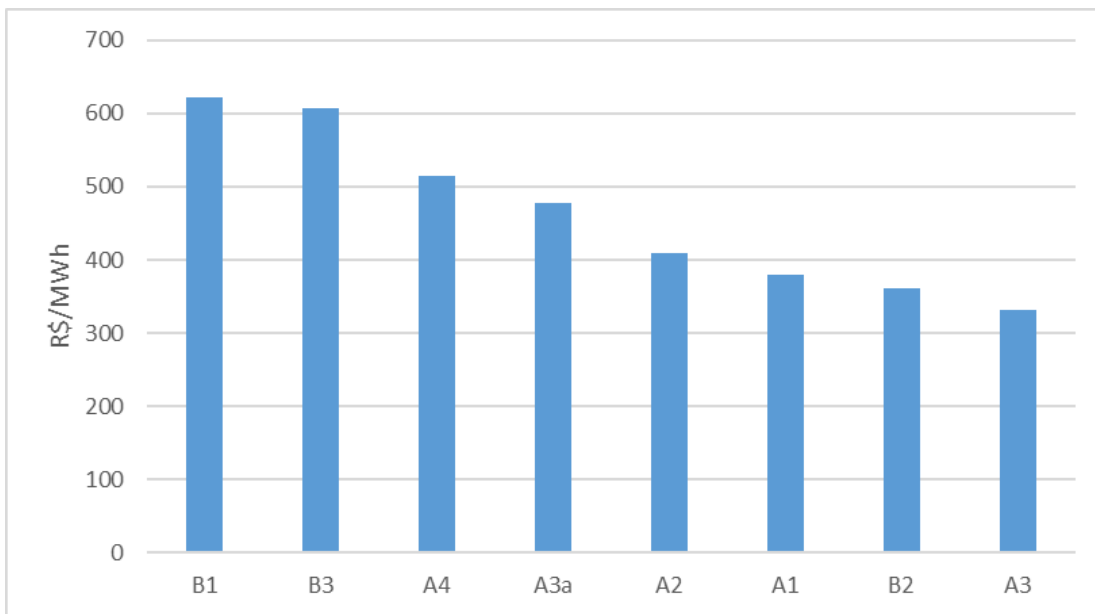


Figura 12 - Tarifa de fornecimento com impostos por nível de tensão (Fonte: ANEEL, 2016)

Há ainda uma outra modalidade conhecida como Tarifa Branca, que está regulamentada e que seria uma opção adicional para os consumidores de baixa tensão. Nessa modalidade, o valor da energia varia conforme o dia e horário do consumo. Com isso, o consumidor passa a ter a possibilidade de pagar diferentes tarifas de acordo com a hora e dia da semana. Em dias úteis, o valor da Tarifa Branca varia em três horários: ponta, intermediário e fora de ponta. A tarifa seria mais cara nos horários de ponta e intermediário. Isso seria um estímulo para que consumidores adotassem hábitos de consumo que priorizem o uso de energia no horário fora de ponta. A figura abaixo mostra a diferenciação entre a tarifa convencional e a branca.

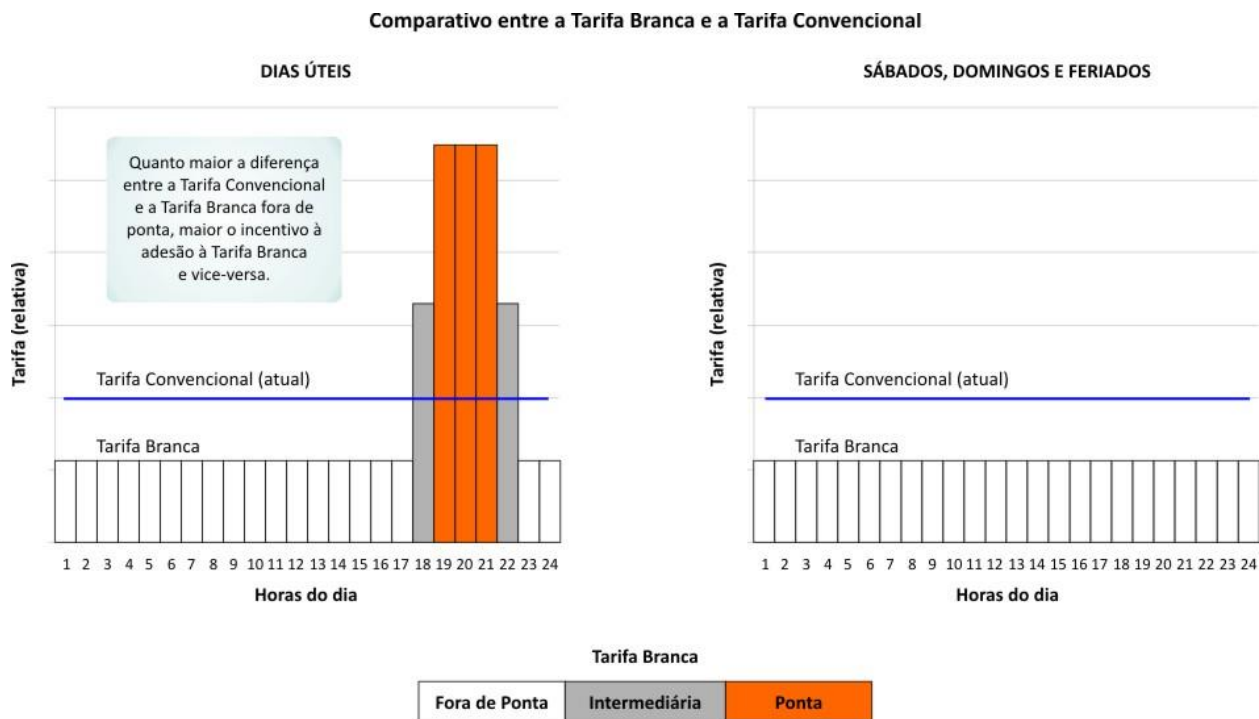


Figura 13 - Comparativo entre Tarifa Branca e Convencional (Fonte: ANEEL, 2016)

Consumidores estariam livres para optar entre a modalidade branca ou convencional. A distribuidora deveria fornecer um medidor gratuitamente para os consumidores que optassem pela tarifa branca. Porém, embora já esteja regulamentada, os medidores de energia para a tarifa branca ainda não foram aprovados, Março de 2016, pelo INMETRO. Logo, a tarifa branca ainda não é uma opção para os consumidores.

3. O AMBIENTE REGULATÓRIO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O modelo do sistema elétrico brasileiro atual surge em 2004 com o Decreto nº 5,163 e a Lei nº 10,848. Esses dois mecanismos regulatórios definiram o *design* do setor atual e os ambientes de comercialização de energia no Brasil. O sistema tem dois objetivos principais: garantir o suprimento de energia e estimular a modicidade tarifária.

As distribuidoras de energia passam a compor o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), aonde são obrigadas a contratarem energia através de leilões. Os leilões passam a ser um instrumento importante para garantir a segurança energética e para estimular a competição entre geradores.

Grandes consumidores, caso se enquadrem em certos critérios regulatórios, passam a ter a opção de escolher entre ser parte da rede das empresas distribuidoras de energia ou negociar seus próprios contratos de suprimento com os geradores. Aqueles que escolherem a segunda opção passam a compor o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

3.1 GARANTINDO A SEGURANÇA DE SUPRIMENTO

A eletricidade é uma commodity com algumas características bastante particulares. De acordo com Mayo (2009), alguns pontos se destacam em relação a energia:

- É altamente perecível. Deve ser consumida praticamente no mesmo instante em que é produzida.
- Não é estocável em larga escala. Reservatórios de hidrelétricas e combustíveis ajudam a cumprir esse papel, porém com limitações altas.
- Adicionar nova capacidade ao sistema não ocorre rapidamente.

Manter a segurança energética e garantir a expansão de um sistema é complexo. No Brasil, um mecanismo em duas etapas foi introduzido para garantir esses objetivos.

1. Toda carga do sistema deve estar 100% coberta por um contrato de suprimento. Isso significa que qualquer KWh consumido no Brasil deve estar lastreado por um contrato de energia validado na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Essa regra se aplica para ACL e ACR.
2. Todo contrato de energia registrado na CCEE deve estar coberto por um certificado de energia do gerador. Esse certificado, também conhecido como garantia física, corresponde à capacidade de a planta gerar energia em condições críticas. Essas condições críticas variam de acordo com a tecnologia da usina. O objetivo de determinar as garantias físicas através de condições críticas é garantir, com uma boa margem de segurança, que as usinas irão gerar o que elas comercializam de contratos. A garantia física é dada pelo Ministério de Minas e Energia (MME) para cada planta (hídrica, térmica, eólica etc) e equivale à quantidade máxima de energia que um gerador pode comercializar no período de um ano.

Esse mecanismo em duas etapas faz com que os contratos de energia sejam os principais *drivers* de expansão do sistema brasileiro. Caso a carga de uma distribuidora aumente, a empresa terá que buscar novos contratos para atender a esse aumento. Novos contratos serão firmados com geradores, o que lhes garante um fluxo de caixa estável, que irá permitir financiar novos projetos para aumentos futuros de demanda. Essa lógica pode ser vista na figura abaixo. Passa a haver uma ligação forte entre aumentos de demanda e criação de novos projetos. Penalidades severas são aplicadas a agentes que não cumpram esse mecanismo. Tais penalidades são aplicadas a geradores que produzem menos do que sua garantia física e a consumidores que consomem mais do que o montante contratado de energia.

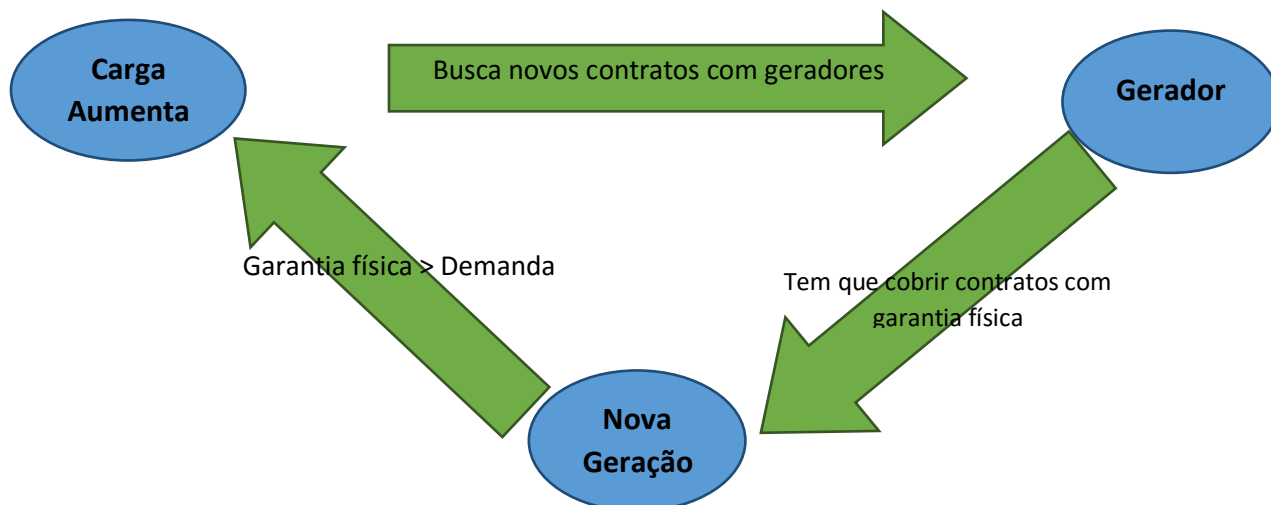


Figure 14 - Demanda estimula nova geração (Fonte: elaboração própria)

Algo imprescindível para que esse mecanismo de expansão funcione é que as garantias físicas sejam corretamente calculadas. Essa metodologia é bastante complexa e está descrita detalhadamente na Nota Técnica anexa à Portaria MME 303, de 18 de Novembro de 2004. Resumidamente, para usinas hidrelétricas a garantia física é dada para a produção dessas usinas em anos secos. Já a energia assegurada de termoeletricas depende de sua taxa de indisponibilidade (períodos de manutenção, quebras etc) ajustadas por um fator que depende de seus custos variáveis e potência disponível. Para as usinas eólicas, a garantia física é dada como o percentil 10 do valor esperado de geração de energia no ano.

De acordo com a regulação, essas garantias físicas devem ser constantemente revisadas. No caso das térmicas, caso a média móvel de 60 meses para a taxa de indisponibilidade seja superior ao estipulado, a usina tem sua garantia física rebaixada. Para as térmicas, essa revisão é feita anualmente em Janeiro.

No caso de hidrelétricas, a garantia física deveria ser revisada a cada 5 anos. O objetivo dessas revisões seria captar mudanças na capacidade de a hidro gerar energia. O surgimento de irrigação à montante da usina poderia diminuir a quantidade de água que chega aos reservatórios. Isso diminuiria a capacidade de geração, por exemplo. A revisão das hidros, no entanto, tem sido constantemente postergada.

3.2 ESTIMULANDO A MODICIDADE TARIFÁRIA

A garantia de abastecimento, os custos para geração e transporte de energia elétrica são cobrados por meio de tarifas. A ANEEL fixa as tarifas buscando minimizar a tarifa para o consumidor, porém ao mesmo tempo garantir um equilíbrio econômico-financeiro para os agentes do setor. Mecanismos regulatórios que estimulam a contratação eficiente de energia por parte das distribuidoras contribuem para a modicidade tarifária dos consumidores regulados. Esses mecanismos serão abordados com mais detalhes na seção 4.2.5.

3.2.1 A COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO BRASIL

No Brasil, a comercialização de energia é feita no ACR e ACL. Enquanto no ACL os participantes negociam contratos bilaterais entre si, no ACR as distribuidoras dependem principalmente dos leilões de energia. Também deve haver um ambiente em que as diferenças entre o que é consumido e contratado sejam liquidadas. Por exemplo, uma distribuidora que contratou 100 MWh para um mês, porém consumiu 110 MWh tem uma diferença a ser liquidada. Essa diferença é resolvida no mercado de curto prazo. E caso, a mesma distribuidora tenha consumido 90 MWh, a distribuidora tem direito a receber 10 MWh valorados ao preço spot.

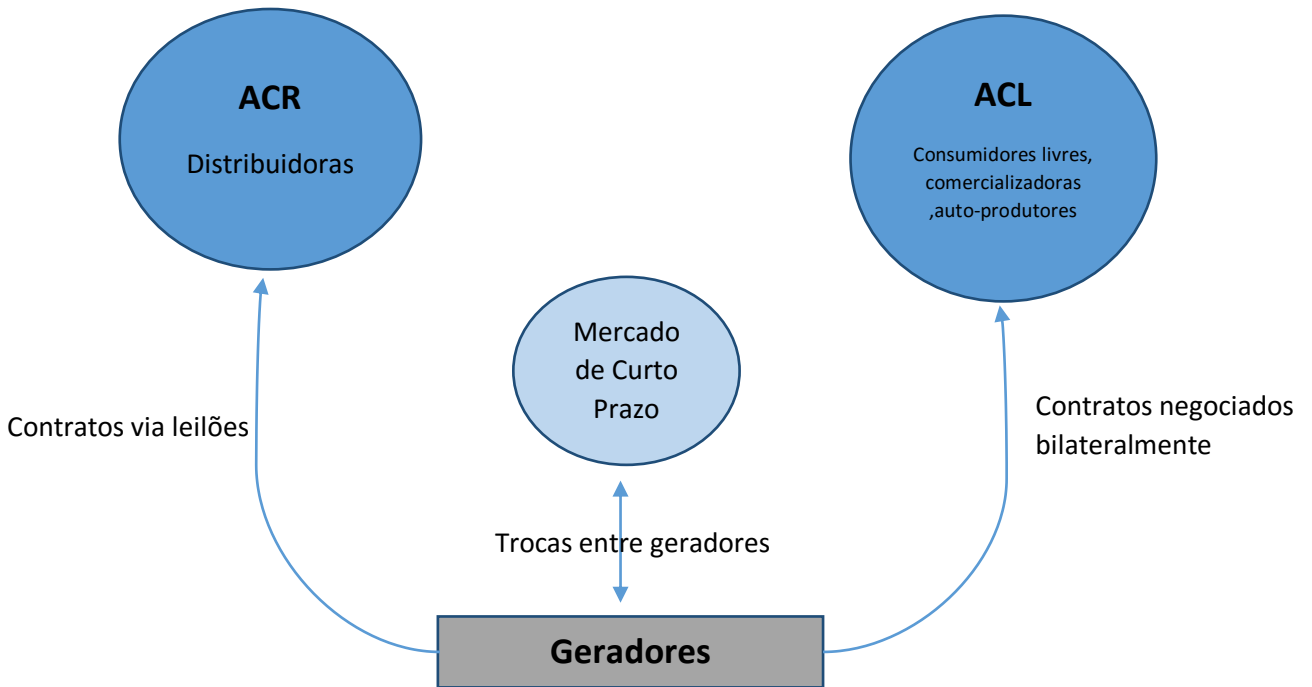


Figura 15- Ambientes de Comercialização de Energia (Fonte: Elaboração própria)

Como foi dito, o mercado *spot* é aonde se liquidam as diferenças de curto prazo do que foi produzido/consumido e os montantes estabelecidos nos contratos. O PLD é calculado para cada submercado de energia: Norte, Nordeste, Sul e Sudeste. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) faz essa contabilização. Esse mercado tem preços extremamente voláteis. A grande participação de hidrelétricas na matriz brasileira aumenta ainda mais essa volatilidade.



Figura 16 - Submercados de Energia (Fonte: Prolux Engenharia)

O preço da energia no mercado *spot* reflete os custos de geração de energia no país. Esses preços são resultados de modelos computacionais de despacho do sistema elétrico efetuados pelo ONS e são calculados semanalmente. Esses preços semanais são conhecidos como Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). O PLD equivale ao custo marginal de operação do sistema, ou seja, quanto custaria despachar um MW a mais. O PLD é limitado por um piso e um teto. Em Março de 2016, esses limites são de 422,56 R\$/MWh e R\$30,26 R\$/MWh. Esses valores são definidos pela ANEEL e hoje o critério do valor teto é o custo de operação da usina a gás mais cara, a UTE Mário Lago. Essa usina pertence a Petrobras e está localizada em Macaé, no Rio de Janeiro.

Já o critério do valor piso é a Receita Anual de Geração (RAG) das usinas hidrelétricas em regime de cotas de garantia física. Usinas que comercializam energia nessa modalidade oferecem preços de contratos mais baixos do que outras usinas. Isso ocorre devido a dois motivos: por serem antigas, já foram depreciadas e amortizadas; e não são responsabilizadas pelo risco de secas. Em secas, a geração das usinas é reduzida, o que as força a cobrir seus contratos no mercado *spot*. As usinas hidrelétricas em cotas de garantia física não têm essa obrigação. A RAG é determinada como uma receita para cobrir os custos de operação dessas usinas.

Devido à natureza volátil desse mercado *spot*, tanto consumidores quanto geradores buscam contratos de energia para se protegerem dessas variações acentuadas. O gráfico abaixo mostra a variação do PLD do Sudeste e o nível de armazenamento dos reservatórios da região Sudeste em relação a seus níveis máximo.

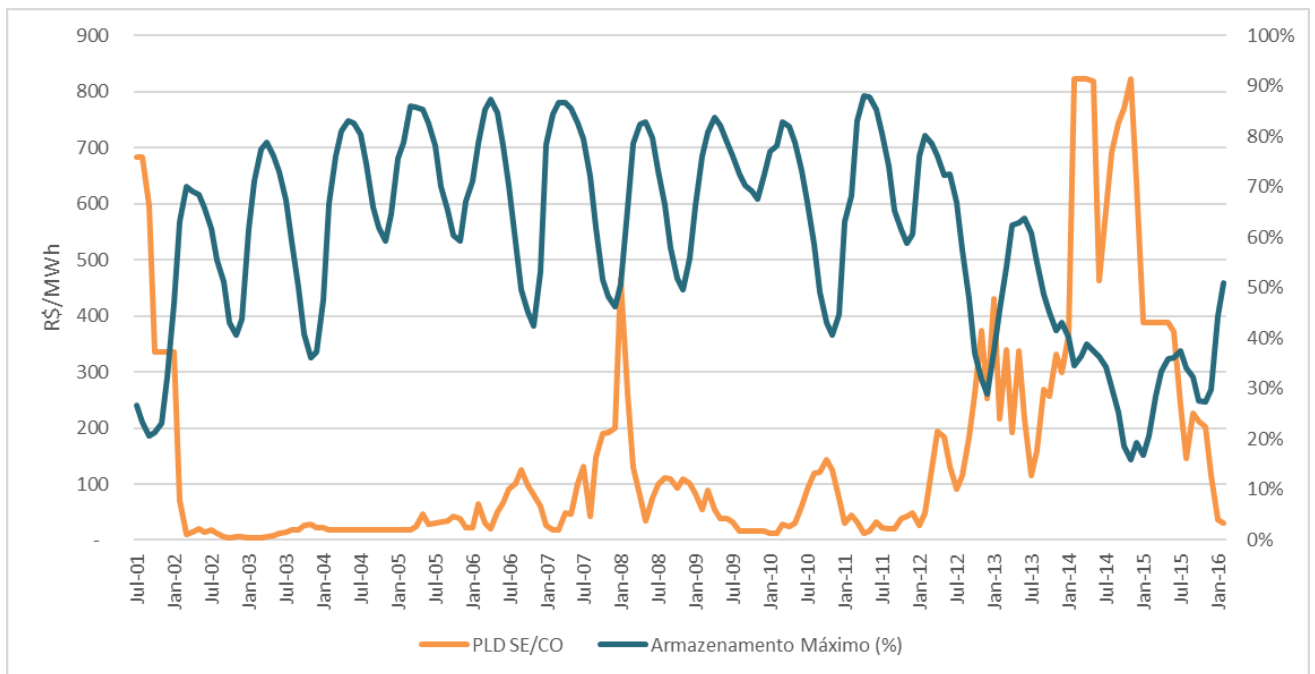


Figura 17- Variação PLD Sudeste e Nível de armazenamento (Fontes: CCEE e ONS, 2016)

O gráfico da variação do PLD do Sudeste mostra diversos picos de preços. Fica clara a relação entre períodos secos e aumentos no preço de energia. Um outro aspecto da figura 17 é que na maioria dos meses, o PLD toma um valor baixo. Porém, o aumento de preços ocorre de maneira violenta e imprevisível. Em 2008, houve um atraso no início do período úmido, o que gerou um pico no preço spot de energia. O ano de 2014 foi um ano em que o PLD esteve perto do teto regulatório da época (R\$822,48) durante boa parte do ano. Em Janeiro de 2015 reduziu-se o PLD teto para R\$ 388,48. A queda da demanda de energia a partir de 2014 e a melhora das condições hidrológicas contribuíram para a diminuição do PLD a partir do meio de 2015.

Os preços de PLDs costumam ser similares nos 4 submercados. Porém há ocasiões em que pode haver descasamentos de preços. Em Fevereiro de 2016, os PLDs médios mensais do Sudeste, Norte e Sul foram de R\$30,48, o piso regulatório. O do Nordeste foi de R\$166,28. Secas severas no Nordeste e restrições de transmissão de energia são razões para o descasamento entre os PLDs.

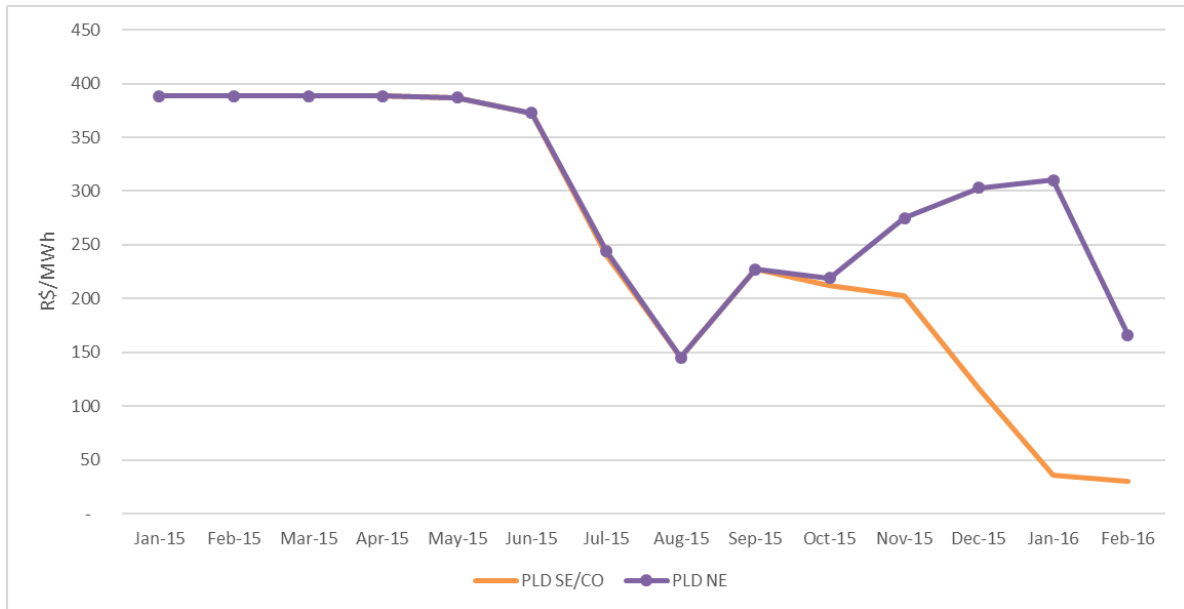


Figura 18 - PLD NE vs SE (Fonte: CCEE, 2016)

3.2.3 O AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE - ACL

Nesse mercado, consumidores podem comprar energia direto de geradores, em vez de pagarem a tarifa fixa de energia da distribuidora. Consumidores livres negociam os termos dos contratos bilateralmente com os geradores. De acordo com a Lei 9074/1995, consumidores que atenderem a esses dois requisitos, podem virar consumidores livres:

- Carga acima de 3 MW
- Estar conectado a um nível de tensão acima de 69 kV

Há também uma opção para consumidores cujas demandas sejam superiores a 500 kW. Esses consumidores podem participar do ACL desde que comprem de fontes de energia incentivadas, que são: pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, eólica e solar. Esse mercado é conhecido como Mercado de Energia Incentivado e busca consolidar fontes de energia alternativas no Brasil.

Consumidores livres podem voltar a fazer parte do mercado regulado, porém a distribuidora tem um prazo de 5 anos para aceitá-los. No gráfico, segue evolução do ACR e ACL.

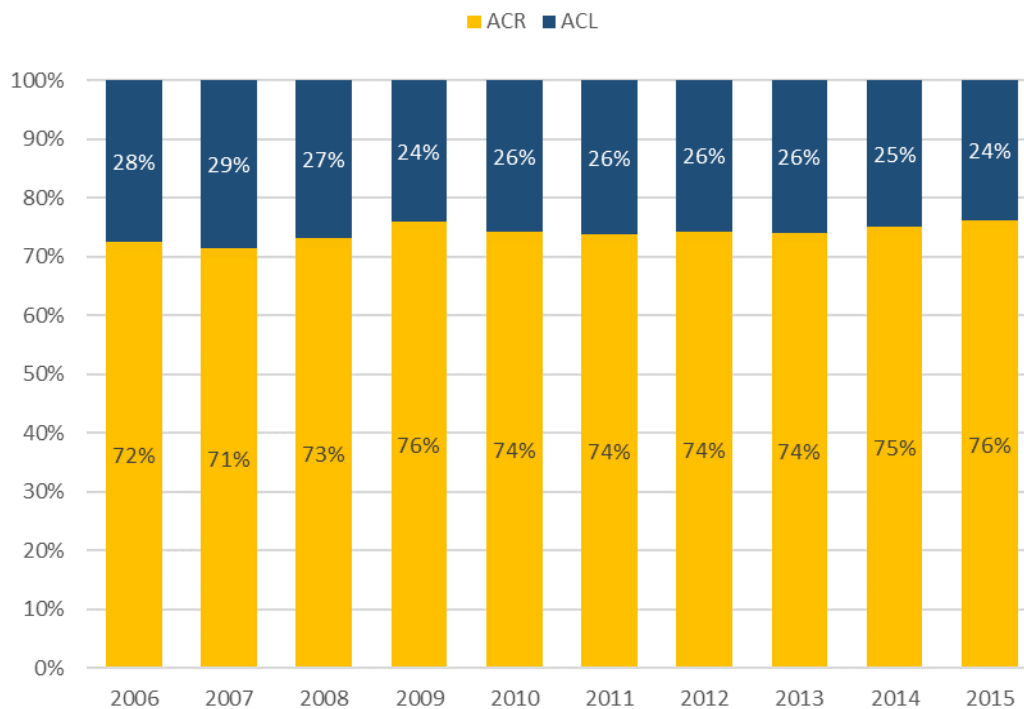


Figura 19- Evolução ACR x ACL (Fonte: CCEE, 2016)

3.2.4 O AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADO - ACR

No ACR é comercializada toda energia para atender as demandas de energia das distribuidoras de energia elétrica. As compras de energia são feitas somente através de leilões públicos. A Lei 10.848, de 15 de Março de 2004, proíbe que as distribuidoras assinem novos contratos bilaterais. Portanto, empresas de geração e distribuição que pertençam a um mesmo grupo econômico não podem firmar contratos de energia entre si.

Os leilões de energia aparecem como um dos principais aspectos do setor elétrico brasileiro. Os leilões de garantia física, que são os que geram lastro para as distribuidoras cobrirem suas demandas, são separados em leilões de energia nova e de energia existente. Isso garante que novas plantas serão construídas para atender a demanda crescente.

A existência de leilões com diversos prazos e datas de entrega permite a contratação eficiente de energia, de forma a viabilizar investimentos de longo prazo e minimizar incertezas em relação ao crescimento da demanda.

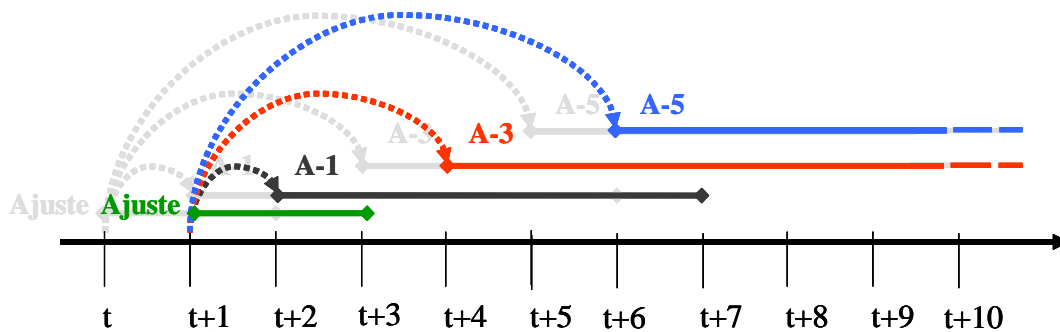


Figura 20 - Prazo de entrega para os diversos tipos de leilões (Fonte: PSR, 2010)

3.2.4.1 LEILÕES DE ENERGIA NOVA

O objetivo desses leilões é estimular que nova capacidade seja instalada para atender a demanda futura das distribuidoras. Nesses leilões, contratos de longo termo (15 a 30 anos) são oferecidos a potenciais geradores. Para cada leilão, o governo define as fontes de energia que poderão participar. Há dois tipos de leilão de energia nova:

- **Leilão A-5:** esse leilão é o principal mecanismo de expansão do parque de energia. Nesse tipo de leilão, a energia é contratada para 5 anos após a data do leilão, por isso o nome A-5 (lê-se A menos cinco). Por exemplo, um leilão A-5 realizado em 2013 irá entregar a energia em 2018. A ideia desse leilão é que os geradores vencedores terão tempo suficiente para construir seus empreendimentos e, como os contratos firmados com as distribuidoras reduzem o risco do projeto, espera-se que preços competitivos sejam oferecidos. Um aspecto importante é que as distribuidoras devem projetar suas demandas com antecedência de 5 anos. Em geral, hidrelétricas são viabilizadas através desse tipo de leilão.
- **Leilão A-3:** nesse leilão, a energia deve ser entregue no terceiro ano após a realização do mesmo. Em geral, termoeletricas e eólicas são leiloadas em A-3. Esses leilões costumam complementar o leilão A-5 realizado 2 anos antes, dado que já há menos incerteza em relação à demanda futura. Para prevenir que as distribuidoras concentrem suas contratações nos leilões A-3, que oferece menos incerteza em relação ao crescimento da demanda, há um limite de contratação de 2% do total da carga observada 2 anos antes da

data de realização do leilão. Além disso, leilões A-3 costumam ter um preço médio superior aos dos A-5, dado que térmicas oferecem um custo superior à hidrelétricas.

A combinação de leilões A-3 e A-5 gera vantagens para o setor. São capturados os benefícios do menor tempo de construção de certas tecnologias, como termoelétricas. O processo de contratação em dois estágios permite as distribuidoras lidarem melhor com a incerteza do crescimento de sua demanda. Por exemplo, uma distribuidora contratou um montante de energia em um leilão A-5 para atender uma evolução otimista da demanda. Dois anos depois, as condições de mercado mudaram e as projeções de crescimento do mercado da distribuidora são mais pessimistas. Nesse caso, a distribuidora pode contratar menos no leilão A-3, de forma a estar em linha com suas projeções mais atualizadas.

Além disso, leilões viabilizam o *project finance* de hidrelétricas e grandes projetos. Como na maior parte do tempo o PLD toma valores baixos, bancos não estariam dispostos a financiar empreendimentos que dependessem da venda de energia no mercado spot. A assinatura de contratos de energia garante aos projetos de geração um fluxo de caixa estável no futuro. Isso diminui os riscos dos empreendimentos e garante aos bancos a viabilidade econômica dos projetos.

3.2.4.2 LEILÕES DE ENERGIA EXISTENTE

O objetivo desses leilões é renovar a carga existente das distribuidoras, complementando os leilões de energia nova. Contratos de energia existente que expiram são renovados em leilões A-1, com entrega para o ano posterior ao do leilão. A duração desses contratos é entre 1 e 15 anos. Há limites máximos e mínimos para a contratação nesse tipo de leilão. Esse tipo de leilão tem regras particulares, que permitem lidar com a variação do crescimento da demanda. Essas regras serão discutidas adiante.

Há ainda os leilões A-0, também conhecidos como leilões de ajuste. O objetivo desses leilões é fazer um ajuste fino da carga e demanda. A duração desses contratos é de até 2 anos e esses

leilões costumam ocorrer de 3 a 4 vezes ao ano. O limite que a distribuidora pode contratar nesses leilões equivale a 1% da carga total contratada.

3.2.4.3 LEILÕES DE FONTES ALTERNATIVAS

Esse tipo de leilão busca fomentar a competitividade de fontes alternativas de energia (biomassa, PCHs, solar e eólica). Os contratos variam de 10 a 30 anos e os leilões seguem os mesmos moldes dos A-3 e A-5 com algumas ressalvas. Primeiro, projetos existentes de energias alternativas podem participar desses leilões. Segundo, não há o limite de contratação de 2% da carga como há no A-3.

3.2.4.4 LEILÕES DE ENERGIA DE RESERVA

Esses leilões permitem ao governo aumentar a margem de segurança para a oferta de energia. O formato desses leilões pode ser definido de acordo como a ANEEL julgar interessante. O custo dessa energia é transformado em um encargo, que é rateado por todos os consumidores (tanto do ACL quanto do ACR).

3.2.4.5 LEILÕES ESTRUTURANTES

Nesses leilões, projetos considerados estratégicos para o país são leiloados. Esse foi o caso de três grandes empreendimentos hidrelétricos: Santo Antônio em Dezembro de 2007, Jirau em Maio de 2008, e Belo Monte em Abril de 2010. Nos três projetos citados, os vencedores concordaram em destinar 70% da energia para o mercado regulado e os outros 30% para o mercado livre. Os consórcios vencedores têm o direito de operar as usinas por um prazo de 30 anos.

Usina	Data do Leilão	Consórcio Vencedor	Localização da usina	Garantia física (MWmed)	Preço teto na data do leilão (R\$/MWh)	Lance ganhador na data do leilão (R\$/MWh)	Deságio	Lance ganhador com IPCA para Março de 2016 (R\$/MWh)
Santo Antônio	10/12/2007	Madeira Energia	Rio Madeira (RO)	2.424	122	78.87	35.4%	133.54
Jirau	19/05/2008	Energia Sustentável	Rio Madeira (RO)	2.184	91	71.37	21.5%	117.52
Belo Monte	20/04/2010	Norte Energia	Rio Xingu (PA)	4.571	83	78.00	6.3%	116.28

Quadro 4 - Projetos Estruturantes (Fonte: ANEEL e sites dos consórcios, 2016)

3.2.4.6 TIPOS DE CONTRATOS COMERCIALIZADOS

Existem dois tipos de contratos comercializados no Brasil: quantidade e disponibilidade. No contrato por quantidade, o gerador cobra um preço fixo e se compromete a entregar a quantidade de energia contratada ao comprador. Caso gere menos energia do que o acertado (em um período de fortes secas, por exemplo), o gerador deve cobrir a diferença ao PLD vigente no mercado spot. A energia de hidrelétricas é, em geral, comercializada por contratos de quantidade. O gerador assume o risco hidrológico.

Nos contratos por disponibilidade, o comprador paga mensalmente uma Receita Fixa à usina, independentemente se a usina está gerando energia ou não. A energia das térmicas é comercializada por esse tipo de contrato. As usinas térmicas são despachadas pelo ONS em função de seus Custos Variáveis Unitários (CVUs). O CVU envolve os custos variáveis e de combustíveis necessários para a térmica gerar uma unidade de MWh. Se o CVU da térmica é inferior ao PLD, isso significa que a térmica está sendo acionada pelo ONS. Para analisar como funcionam esses contratos, é necessário trabalhar com duas situações:

- **CVU < PLD:** usina é acionada pela ONS. O comprador (distribuidora) arca com o CVU da usina. Em compensação, a distribuidora liquida a energia acima da garantia física da térmica no mercado de curto prazo. Isso gera um abatimento nos custos das distribuidoras.

- **CVU > PLD:** usina não é acionada pela ONS. Por não haver geração, a distribuidora fica com um saldo negativo no montante do contrato no mercado de curto prazo. Em geral, situações em que as térmicas não estão sendo acionadas significam uma hidrologia boa. Isso traduz-se em baixos preços de PLD, logo os custos das distribuidoras para cobrir esses contratos não costumam ser alto.

Fontes intermitentes como eólica e solar são modeladas por contratos de disponibilidade em que o CVU é zero. Ou seja, sempre que houver vento ou sol, essas usinas estarão produzindo para o sistema.

Contratos por disponibilidade podem trazer riscos adicionais para uma distribuidora, pois as distribuidoras arcam com os custos das térmicas despachadas. Em situações em que as térmicas são despachadas constantemente, as distribuidoras podem arcar com custos significativos, o que traz um impacto negativo em seus fluxos de caixa, pois a distribuidora apenas reembolsa esses gastos em seu reajuste tarifário. Há casos em que a situação financeira das distribuidoras é tão penosa que um reajuste extraordinário é necessário para manter as condições financeiras da empresa. Esse cenário foi um dos motivos que levaram à revisão extraordinária em março de 2015.

3.2.5 MECANISMOS PARA A CONTRATAÇÃO EFICIENTE NO ACR

Em cada leilão, as distribuidoras devem enviar uma declaração de demanda do quanto pretendem declarar. O governo agrega as declarações de demanda e convoca os geradores, que serão responsáveis por oferecer projetos para atender essa demanda.

Os leilões buscam garantir que geradores ofereçam contratos por um custo mínimo. Como os diferentes tipos de leilões irão ter diferentes preços, é preciso criar mecanismos que estimulem às distribuidoras a criarem estratégias de minimização do custo de energia. Isso é necessário, porque as distribuidoras repassam seus custos de compra de energia para os consumidores finais.

3.2.5.1 VALOR DE REFERÊNCIA DO REPASSE

O Valor de Referência (VR) é um dos mecanismos que estimulam a contratação eficiente. As distribuidoras contratam energia através dos leilões, porém nem todos os custos de energia são repassados aos consumidores. O que é repassado é o VR, que equivale a uma média ponderada do custo da energia contratada nos últimos leilões A-3 e A-5. As distribuidoras que seguirem uma contratação eficiente, terão o custo médio de energia menor do que o VR. Portanto, irão ter um ganho financeiro. Já uma distribuidora com custos de energia acima da média, não irá repassar todos seus custos de energia para os consumidores e, portanto, irá arcar com prejuízos.

A Aneel calcula o Valor Referência Anual em R\$/MWh, conforme demonstrado na equação abaixo.

$$VR = \frac{(VL5 \times Q5 + VL3 \times Q3)}{Q5 + Q3} \quad (1)$$

Onde:

VL5: média do valor da energia comprada por todas distribuidoras no leilão A-5 (R\$/MWh) para entrega no ano em referência

Q5: montante de energia comprada por todas distribuidoras no leilão A-5 (R\$/MWh) para entrega no ano em referência

VL3: média do valor da energia comprada por todas distribuidoras no leilão A-3 (R\$/MWh) para entrega no ano em referência

Q3: montante de energia comprada por todas distribuidoras no leilão A-3 (R\$/MWh) para entrega no ano em referência

Usando os volumes e preços dos leilões A-5 de 2010 (entrega da energia em 2015) e dos leilões A-3 de 2013 (entrega da energia em 2015), a Aneel estabeleceu o VR de 2015 em 104,03 R\$/MWh com base Novembro de 2013. Esse valor é então corrigido por IPCA para a aplicação das penalidades.

O VR passa a ser um indutor para que as distribuidoras contratem o máximo possível nos leilões A-5, que em geral são os mais baratos.

3.2.5.2 PENALIZAÇÃO POR SUBCONTRATAÇÃO

Caso a CCEE contabilize que a distribuidora tem menos contratos de energia do que sua carga dos últimos 12 meses, a empresa se encontrará em uma situação de subcontratação. Nesse cenário, a distribuidora arcará com multas significativas. Os custos no caso de subcontratação são:

- **Custos de compra no mercado spot:** a distribuidora deverá adquirir o montante de energia necessária para cobrir 100% de sua carga. O repasse dessa compra será o mínimo entre VR e o PLD.
- **Multa por subcontratação:** equivale a uma multa entre o máximo do VR e PLD multiplicado pelo montante de energia não coberto por contratos.

As altas penalidades envolvidas no caso de subcontratação são um desincentivo para as distribuidoras permanecerem descontratadas e ajudam a guiar a expansão da oferta de energia. Como foi visto na seção 2.1, a declaração de demanda das distribuidoras é um pilar para a garantia de suprimento do sistema. A obrigação das distribuidoras terem contratos para 100% de sua carga evita situações de subcontratação sistêmica. Suponha uma distribuidora com demanda D e montante de contratos C , em que $D > C$ e ambos foram apurados nos últimos 12 meses. Nesse caso, os custos com compra de energia e penalidades de subcontratação seguem as equações (2) e (3).

$$C_{sub} = PLD \times (D - C) - \min[PLD, VR] \times (D - C) \quad (2)$$

$$P_{sub} = \max[PLD, VR] \times (D - C) \quad (3)$$

Agregando (2) e (3), chegamos a penalidade total incorrida para uma distribuidora que esteja subcontratada.

$$P_{total} = (D - C) * (PLD - \min[PLD, VR] + \max[PLD, VR]) \quad (4)$$

Onde:

C_{sub} corresponde aos custos de compra de energia em caso de subcontratação;

P_{sub} corresponde às penalidades em caso de subcontratação;

P_{total} corresponde à soma de custos e penalidades de sobrecontratação;

D e C correspondem à demanda e o montante de contratos verificados nos últimos 12 meses, respectivamente; e

$D > C$.

3.2.5.3 PENALIZAÇÃO POR SOBRECONTRATAÇÃO

As distribuidoras podem repassar os montantes de energia contratados até 105% acima da demanda verificada. Ou seja, as distribuidoras podem estar sobrecontratadas em até 5%. O objetivo desse percentual de sobrecontratação é eliminar o viés de subcontratação por parte das distribuidoras, dado que reconhece a impossibilidade de uma previsão de demanda perfeita e ao mesmo tempo estabelece um limite para esse erro. Essa verificação também é através do consumo total dos últimos 12 meses. Caso, a distribuidora esteja com uma sobrecontratação acima de 5%, penalidades serão aplicadas. A penalidade de sobrecontratação equivale ao montante de contratos que excedem os 105% da demanda multiplicado pela diferença entre VR e PLD. Caso o PLD seja superior ao VR, o custo de penalidade é nulo. A equação (5) mostra essa penalidade.

$$P_{sobre} = \max[VR - PLD, 0] * (C - D) \quad (5)$$

Onde:

P_{sobre} corresponde às penalidades em caso de sobrecontratação;

D e C correspondem à demanda e o montante de contratos verificados nos últimos 12 meses, respectivamente;

e $C > 1.05 * D$.

3.2.5.4 MECANISMO DE COMPENSAÇÃO DE SOBRAS E DEFICITS

Contratos de Energia Existente tem características específicas que permitem lidar com a variação de demanda das distribuidoras. Essas características estão especificadas no Mecanismo de Compensação de Sobras e Deficits (MCSD), detalhado no artigo 29 do Decreto #5163/2004.

Resumidamente, o MCSD permite a redução dos contratos de energia existente, de acordo com certas regras. Há três situações especificadas no MCSD que permitem lidar com a variação da demanda:

- Consumidores da distribuidora decidem migrar para o mercado livre. Por exemplo, se uma fábrica decide sair da zona de concessão da distribuidora e negociar seus contratos de energia no mercado livre, a distribuidora pode reduzir seus contratos de energia existente em um montante equivalente ao da fábrica em questão.

- Variações de crescimento de mercado. A distribuidora é livre para reduzir seus contratos de energia existente em até 4% para lidar com variações de demanda.
- Contratos firmados antes de Março de 2004 que envolvam aumentos dos montantes de energia ao longo do tempo.

O MCSD permite que uma distribuidora com contratos em excesso repasse esses contratos a uma outra distribuidora em situação de subcontratação. O MCSD é um mecanismo adicional que permite às distribuidoras uma melhor gestão do risco de sobre e sub-contratação.

3.2.5.5 LIMITES DE CONTRATAÇÃO SUPERIOR E INFERIOR DE ENERGIA EXISTENTE

Leilões de Energia Existente tendem a ser mais atrativos para as distribuidoras devido as seguintes razões:

- Por definição, as plantas já foram construídas e os investimentos já foram (totalmente ou parcialmente) amortizados, o que permite preços de energia mais competitivos.
- A duração desses contratos é inferior a dos leilões de energia nova, o que permite melhor gestão dos contratos.
- O intervalo de tempo entre a contratação e recebimento da energia é menor, o que reduz as incertezas em relação à variação da demanda.

As razões supracitadas poderiam estimular as distribuidoras a adotarem uma estratégia de contratação de energia que se baseasse em contratar suas demandas nos leilões de energia existente e não nos de energia nova. Isso traria risco para a expansão do sistema, portanto limites superiores de contratação de energia existente são necessários.

Como já foi visto, os leilões A-0, ou de Ajuste, possuem limite de contratação que equivale a 1% da carga do último ano. Para os leilões A-1, o limite superior é o montante de contratos de energia existente expirando no ano do leilão somado a 0.5% da carga do ano anterior. Esse montante de energia existente que expira a cada ano é conhecido como Montante de Reposição (MR).

Porém, pode ser imaginada uma situação em que uma distribuidora de energia contrata um montante excessivo de energia nova para depois ajustar seu portfolio utilizando o MCSD para a redução de contratos de energia existente. Isso levaria a uma utilização sub-ótima dos

recursos do país e culminaria em um excesso de oferta. Para evitar que isso ocorra, existe um limite inferior que estabelece o montante mínimo que as distribuidoras devem contratar nos leilões A-1. Esse limite é de 0.96% do MR.

3.3 RESUMO: CONTRATAÇÃO DE ENERGIA NO AMBIENTE REGULADO

As distribuidoras enfrentam uma complexa tarefa para contratar energia. A regulação do setor, através da aplicação de multas e benefícios, busca a contratação eficiente por parte das distribuidoras, que tem a seu dispor um conjunto de mecanismos de gerenciamento de risco de contratação. Esses mecanismos envolvem os diversos tipos de leilões e suas diferentes datas para entrega, regras de repasse dos custos de energia e a aplicação de penalidades. O quadro abaixo resume as diversas regras que acompanham os diferentes tipos de leilões.

Tipo de Energia	Tipo de Leilão	Tempo para Entrega	Duração dos contratos	Montante máximo de compra	Limite de repasse
Energia Nova	A - 5	5 anos	15-30 anos	Sem limites	Repasse total
	A - 3	3 anos	15-30 anos	2% da carga verificada no ano do A-5	Repasse total
Energia Existente	A - 1	1 ano	1-15 anos	Entre 96%-100% do MR mais 0.5% da carga	Repasse total
	Leilão de Ajuste	Até 4 meses da data do leilão	Até 2 anos	1% da carga contratada	Repasse total limitado por VR
Fontes Alternativas	Energia Existente/Energia Nova	2 a 4 anos	10-30 anos	Sem limites	Repasse total
Energia de Reserva	Energia Existente/Energia Nova	-	Até 35 anos	Sem limites	Pago por todos consumidores

Quadro 5- Resumo dos leilões (Fonte: elaboração própria)

4. RENOVAÇÃO DAS CONCESSÕES DE ATIVOS EXISTENTES E CONSEQUÊNCIAS PARA AS DISTRIBUIDORAS

Até meados de 2012, a legislação não dispunha de nenhum mecanismo regulatório para a extensão de ativos importantes de geração, transmissão e distribuição que estavam para vencer a partir de 2015. Em tese, esses ativos deveriam ser leiloados e transferidos para os vencedores. Havia, porém, razões técnicas, assim como pressão política, para que houvesse mudanças nessas regras. A grande questão era beneficiar os consumidores com tarifas menores de energia e manter a confiança e estabilidade do setor elétrico nacional.

Em Setembro de 2012, é lançada a Medida Provisória 579, uma medida controversa, que mudou as regras existentes e trouxe instabilidade para o setor. A MP-579 foi transformada em Lei nº 12.873 em Janeiro de 2013. De acordo com Costellini e Holanda (2014), a medida tinha como objetivo reduzir o custo de energia no país e, como resultado, estimular o desenvolvimento econômico brasileiro. O desconto da energia decorreria de três iniciativas:

- Desoneração de certos encargos setoriais
- Antecipação das concessões de geração, transmissão e distribuição anteriores à Lei Nº 8.987 de 1995, que venceriam a partir de 2015
- Aporte do Tesouro Nacional para redução de arrecadação da Conta do Desenvolvimento Energético (CDE)

Com essas medidas, o Governo pretendia alcançar uma redução de 20% nas tarifas finais para os consumidores. A MP 579 é uma medida muito extensa e grande parte de seus artigos não apresenta muita relação com esse trabalho. Serão abordados, principalmente, temas ligados aos geradores e as respectivas consequências para as empresas de distribuição.

4.1 RENOVAÇÃO DA CONCESSÃO DOS GERADORES

A MP 579 ofereceu duas alternativas aos geradores com concessão anterior à Lei Nº 8.987 de 1995. A primeira seria a reversão da concessão no seu vencimento (2015 a 2017). Caso o concessionário optasse por essa opção, ele receberia uma indenização pelo valor ainda não

depreciado do ativo. Após isso, a concessão seria relicitada através de um contrato por tarifa regulada.

Uma outra opção seria renovar, já a partir de 2013, a concessão. Nesse caso, a data de vencimento da concessão não importa e o concessionário recebe uma indenização similar à da opção anterior. A grande diferença entre essa segunda opção para a anterior é que o gerador deve abrir mão da renda dos contratos atuais de 2013 até o vencimento da concessão. Desde 2013, passaria a vigorar o preço do contrato regulado para 70% da garantia física da usina. O preço definido desse novo contrato regulado foi de R\$ 30,48 MWh, o que equivale a um decréscimo significativo dos preços comercializados por esses geradores (R\$120 a R\$180). Os outros 30% podem ser comercializados no Ambiente de Contratação Livre pelo gerador.

Para viabilizar essa queda de preços, os contratos que antes eram do tipo quantidade passam a ser da modalidade disponibilidade. Como foi dito anteriormente, contratos por quantidade envolvem o risco hidrológico para o gerador. Caso o país esteja passando por uma seca severa e o gerador não consiga produzir o montante de energia que ele comercializa, cabe ao gerador cobrir essa diferença no mercado spot. Contratos por disponibilidade transferem esse risco para os consumidores, e, portanto, possuem uma receita fixa menor.

O total de diversas concessões que sofreram impacto da MP 579 equivale a cerca de 14.000 MW médios. Em Setembro de 2012, a Aneel divulgou uma lista de 123 usinas que poderiam renovar suas licitações através da MP 579. Essa lista encontra-se no Anexo A. A relicitação dessas usinas em si já é um tema bastante controverso. Na época, muitos agentes reclamaram das mudanças nas regras regulatórias, que geraram instabilidade para o setor. Na última década, muitas usinas com as mesmas características das usinas afetadas pela MP 579 foram prorrogadas sem questionamentos ou contrapartidas de reduções tarifárias. Há casos, como da usina de Serra da Mesa, em que a usina foi renovada poucos meses antes da vigência da MP 579 e sem apresentar contrapartidas. Isso gerou uma elevada tensão regulatória, que culminou com a abertura de diversos processos das partes afetadas, como por exemplo da CEMIG.

4.2 COMO A MP 579 AFETA AS DISTRIBUIDORAS

Praticamente todas as usinas cujas concessões foram afetadas pela MP 579 comercializam contratos de energia existente. Como foi visto no capítulo 4, esses contratos têm características especiais que permitem a distribuidora uma melhor gestão do seu portfólio contratual. A possibilidade de reduzir o montante desses contratos de energia existente em 4% a cada ano e reduzir o montante contratado caso um consumidor migre para o mercado livre tornam esses contratos ferramentas importantes para a gestão de risco das distribuidoras. Tais contratos permitem à distribuidora gerir melhor as incertezas de crescimento de mercado e evitar penalidades tanto de sub quanto de sobrecontratação.

Com a MP-579, 70% da energia das usinas que comercializavam contratos de energia existente são renovados em Contratos de Cotas de Garantia Física (CCGFs) que são compulsoriamente contratadas no ACR. Portanto, à medida que concessões de usinas expiram, mais CCGFs entram na base contratual das distribuidoras. Os CCGFs substituem os anteriores contratos de energia existente. Isso gera riscos adicionais na gestão de energia das distribuidoras devido à perda de flexibilidade contratual.

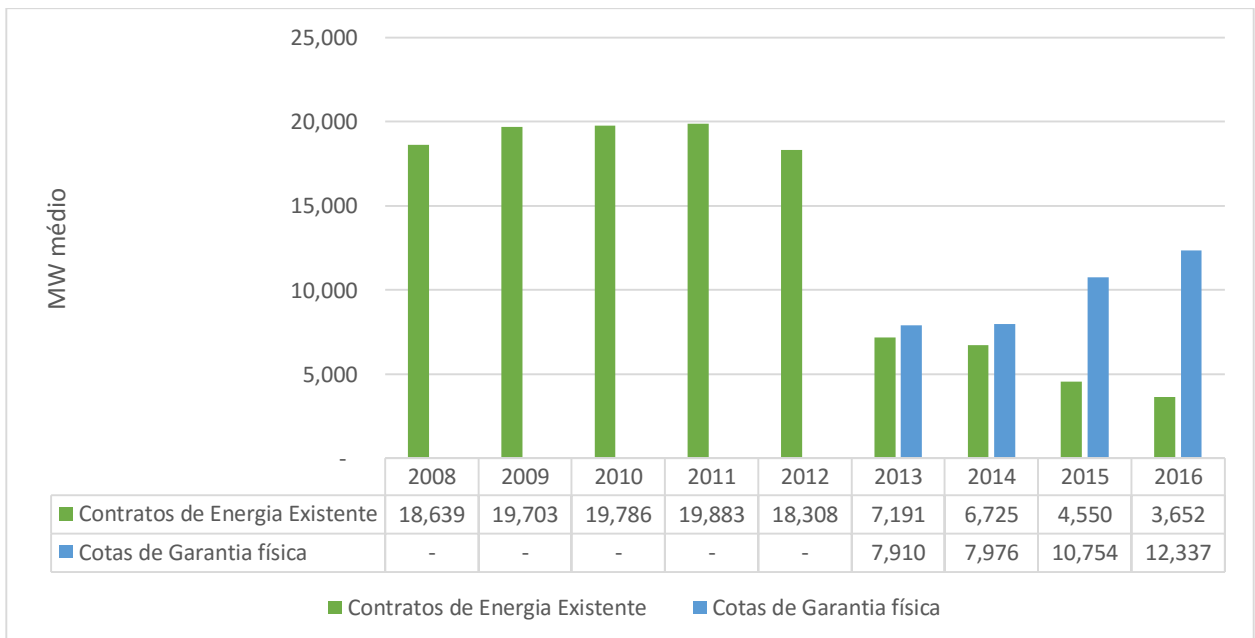


Figura 21- Contratos de energia existente e Cotas de Garantia Física (Fonte: PSR)

Até 2012, as distribuidoras tinham 19.883 MW médios de contratos de energia existente. Em 2013, cerca de 11.200 MW médios de contratos de energia existente expiraram. Aproximadamente 70% desse montante foi transformado em cotas de garantia física, um total de 7.900 MW médios.

Com a contratação compulsória das cotas de garantia física, diminui a parcela de CCEARs de energia existente no portfólio das distribuidoras. O volume de contratos existentes até 2012 equivalia a 45% dos CCEARs totais das distribuidoras. Em 2013, passou a ser 15%. As distribuidoras, que até 2012 podiam reduzir o seu volume contratado em cerca de 700 MW médios, passaram a poder reduzir cerca de 200 MW médios a partir de 2013. Com essa mudança, as distribuidoras perderam flexibilidade de gestão dos contratos e passaram a ter mais dificuldade para manter o volume total de contratos entre 100 e 103%, faixa em que podem repassar os custos de aquisição de energia. Logo, ficaram mais sujeitas a penalidades de sobrecontratação.

Como medida para anular esse aumento de risco, em 2013 a Aneel elevou o percentual de sobrecontratação de 103 para 105% através de alteração no Decreto 5.163/2004. Esse aumento garantiu a manutenção do risco das distribuidoras no padrão pré MP-579.

4.3 NOVAS COTAS IRÃO ENTRAR E AGRAVAR O PROBLEMA

Quando foi feito o aumento do percentual de sobrecontratação, em 2013, as distribuidoras tinham um total de 7.200 MW médios de contratos de energia existente. Em 2016, esse número baixou para 3.600 MW médios. Ou seja, já houve um significativo decréscimo da quantidade de energia existente nos portfólios contratuais das distribuidoras de 2013 para 2016.

Nos próximos anos, há novas concessões de usinas vencendo. Isso significa que mais energia será transformada em cotas de garantia física e, portanto, o portfólio de contratos das distribuidoras contará com ainda menos contratos de energia existente. Logo, é esperado um novo aumento de risco de penalidades por sobrecontratação.

4.4 UMA POSSÍVEL SOLUÇÃO PARA A ENTRADA DE NOVAS COTAS

Uma das possíveis soluções para esse eventual aumento do risco de penalidades seria um novo aumento do percentual de sobrecontratação permitido para as distribuidoras. Assim como foi feito em 2013, através da elevação do percentual de sobrecontratação permitido de 3 para 5%, uma mudança nesse limite pode ser uma solução simples para anular os riscos das futuras cotas de garantia física. O presente trabalho irá investigar um novo percentual de sobrecontratação que busque manter os níveis atuais de riscos de penalidades para as distribuidoras.

5. O MODELO DE ESTRATÉGIA DE CONTRATAÇÃO DAS DISTRIBUIDORAS

As distribuidoras de energia no Brasil estão inseridas em um complexo ambiente regulatório. A contratação de energia é uma tarefa complexa, pois envolve: incerteza da evolução da demanda; leilões de diversos tipos com diferentes prazos para entrega de energia; e penalidades relevantes para distribuidoras que fazem má gestão de seu portfólio de energia. Ao mesmo tempo, há mecanismos regulatórios que permitem a gestão de risco das distribuidoras. Tomar decisões que levem em conta todos esses aspectos não é trivial.

O modelo de Estratégia de Contratação das Distribuidoras (EstD) foi criado pela Consultoria PSR e é um método de apoio à decisão que busca otimizar a contratação nos leilões de energia, levando em conta as regras regulatórias do setor. O modelo está detalhado no artigo de 2005 “Estratégia de Contratação das Distribuidoras sob Incerteza na Demanda em Leilões de Energia” de André Resende Guimarães, o qual revisei e utilizei dados recentes do mercado de energia. O programa utiliza uma árvore de decisão em que cada nó está condicionado a evolução de uma demanda estocástica. Em cada nó serão definidos os montantes de energia a serem contratados que irão minimizar a função objetivo do programa. O EstD otimiza os volumes de contratação para um horizonte de tempo de 10 anos que irão minimizar a ponderação entre custos para a distribuidora e tarifa para o consumidor.

O EstD permite a definição de cenários de crescimento de mercado a partir de diferentes hipóteses de crescimento econômico (“alto”, “médio” e “baixo”, por exemplo). A partir dessa definição, é criada a “árvore” de demandas do problema.

5.1 ÁRVORE DE DEMANDAS

Árvore de cenários são ferramentas úteis para a modelagem de problemas estocásticos multi-períodos (Quinlan, 1987). Esse tipo de representação permite rastrear as diversas trajetórias ao longo do tempo de determinada variável sujeita a eventos aleatórios e analisar o resultado específico para cada um desses cenários gerados. As árvores de cenários são representadas por uma sequência temporal partindo do nó raiz (etapa inicial) até a folha da árvore (etapa final).

No modelo EstD, o nó raiz é a demanda de energia para o ano inicial do cenário. A partir desse nó, gera-se aberturas (ramificações) associadas a diferentes taxas de crescimento da demanda. Por exemplo, determina-se que a demanda de energia em um estágio de tempo t é dada por D . Em um estágio $t+1$, três cenários podem se materializar, o primeiro de crescimento alto e o segundo de crescimento médio e o terceiro de crescimento baixo. Demandas alta, média e baixa estariam associadas a esses cenários. Nesse caso, uma árvore com o nó inicial e três nós-filhos é representada na figura 22:

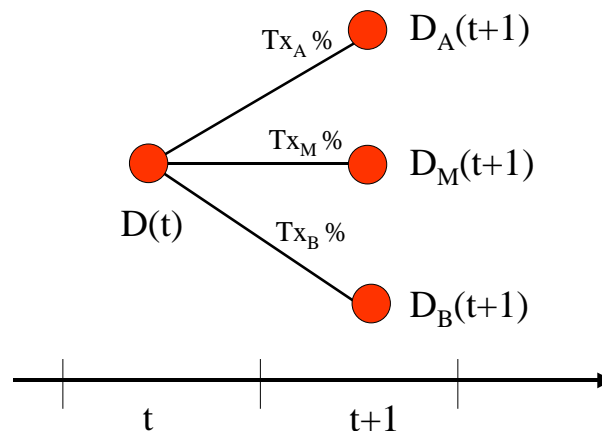


Figura 22 - Árvore e taxas de crescimento (Fonte: Resende, 2005)

No modelo EstD, em cada estágio de tempo o usuário define o número de aberturas da árvore de demanda. Para uma análise com T etapas com um número constante de aberturas N , o total de trajetórias possíveis seria de N^T . O número de nós cresce exponencialmente, logo o tempo de computação também.

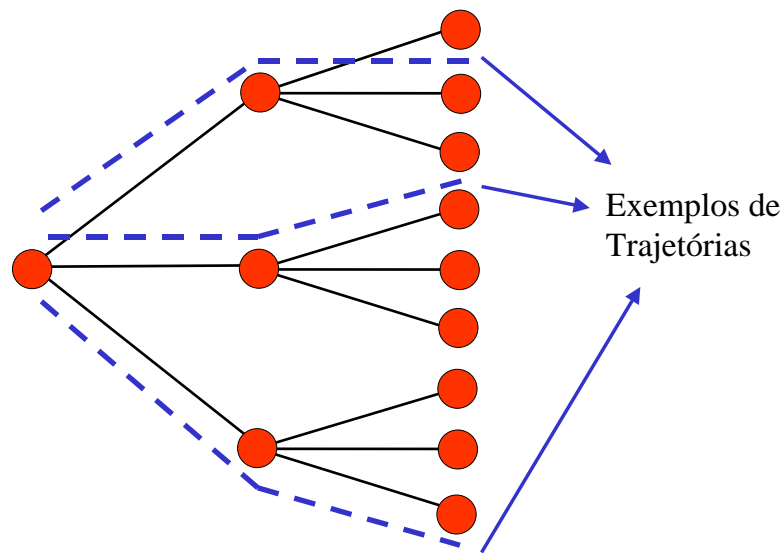


Figura 23- Trajetórias de Demanda (Fonte: Resende, 2005)

5.2 PROBABILIDADES DE TRANSIÇÃO

Já foi mostrado como é estruturada a árvore de cenários do programa. Porém, dado que a demanda segue um comportamento aleatório ainda resta definir como ocorre sua evolução. O programa define que a demanda segue um processo markoviano. Ou seja, a demanda de hoje é condicionada à demanda que ocorreu no estágio anterior.

Por exemplo, suponhamos que de $t-1$ a t , a taxa de crescimento foi alta. Portanto, de t a $t+1$, a probabilidade de evolução da demanda está condicionada ao que ocorreu no estágio anterior. Caso haja uma correlação entre o crescimento da demanda entre os anos, a

probabilidade de haver crescimento alto dado que no ano passado houve crescimento alto seria mais alta do que a probabilidade de haver crescimento alto dado que houve crescimento baixo no ano passado. Gera-se portanto uma matriz de transição de probabilidades. Essa matriz está ilustrada no diagrama de transições na figura 24:

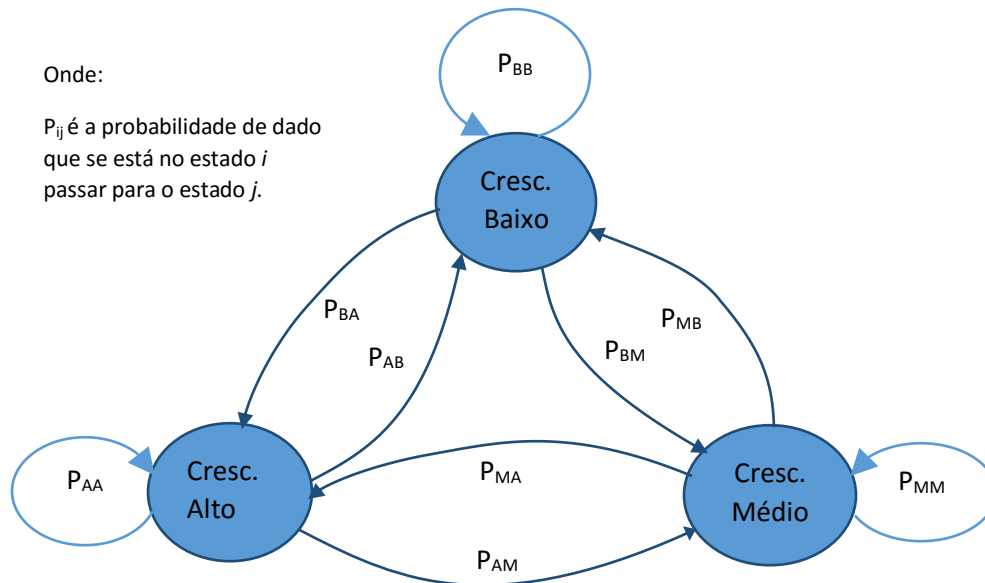


Figura 24 - Diagrama de transições das taxas de crescimento (Fonte: Elaboração)

O programa permite ao usuário definir probabilidades de transição para as taxas de crescimento. Abaixo segue uma visão da matriz de transição de probabilidade.

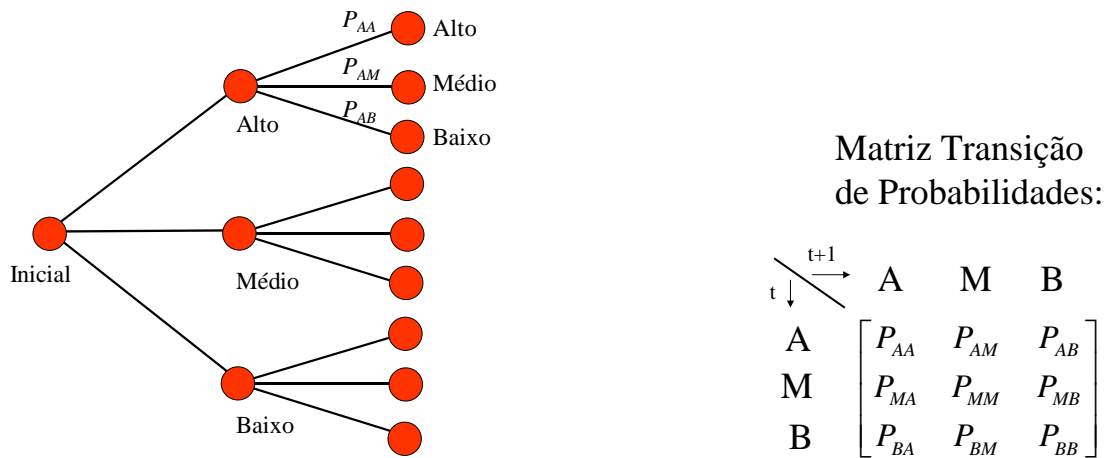


Figura 25- Matriz transição de probabilidades (Fonte: Resende, 2005)

5.3 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA SIMPLIFICADA

O EstD trabalha com um grande número de variáveis de decisão. Em cada nó, o programa deve definir o montante a ser contratado em cada tipo de leilão. Essas decisões dependem das decisões de contratação que foram tomadas no passado. Além disso, todas as decisões de contratação devem respeitar as restrições regulatórias do setor. A figura 24 ilustra como uma decisão de contratação em um nó irá afetar todas as decisões futuras de seus nós filhos.

Para cada nó, há uma realização de demanda, uma decisão de contratação para cada tipo de leilão e um balanço contratual resultado das decisões de contratação feitas nos nós anteriores.

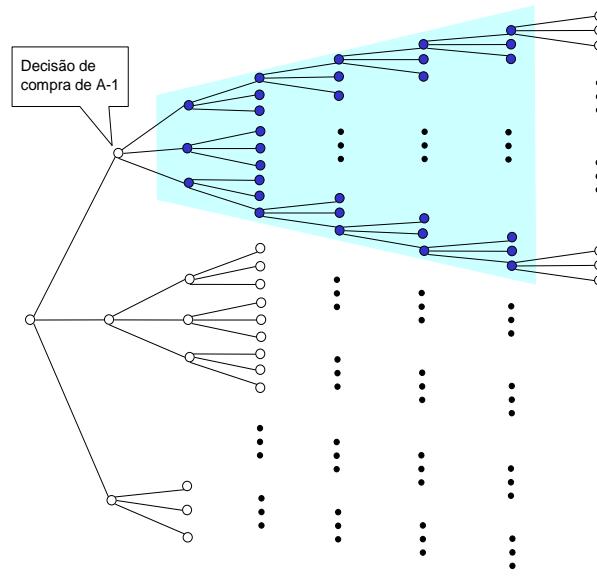


Figura 26- Área de influência de um nó (Fonte: Resende, 2005)

O Est-D envolve um problema de programação linear de otimização estocástica multi-estágio e sua função objetiva é minimizar a soma dos dois fatores a seguir:

$$\text{Min } \lambda \text{CP} + (1-\lambda) \text{CE} \quad (6)$$

CE é o custo esperado total da energia para a distribuidora e CP é o custo das penalidades/incentivos de subcontratação, sobrecontratação e contratação eficiente. O fator λ reflete a aversão a risco das distribuidoras. Uma distribuidora que esteja interessada apenas

em minimizar a tarifa para o consumidor utilizaria λ igual a 100%. Já uma distribuidora que esteja interessada apenas em minimizar o custo de suas penalidades utilizaria λ igual a 0%.

O parâmetro λ é input do usuário e pode ter um valor de 0 a 100%. O problema está sujeito a diversas restrições que estão simplificadas abaixo:

$$\left. \begin{array}{l} A x \leq b \\ C y \leq k \\ F x + G y + s \geq d \end{array} \right\} \text{Para cada nó da árvore de decisão} \quad (7)$$

Onde:

- x e y são os montantes contratados de energia existente e nova, respectivamente
- $A x \leq b$ representa restrições associadas à energia existente.
- $C y \leq k$ representa restrições associadas à energia nova.
- $F x + G y + s \geq d$ representa restrições associadas ao atendimento da demanda, onde a variável de folga “s” representa a sub-contratação.

Dadas as restrições e a função objetivo, o programa irá tomar decisões em cada nó que minimizem o custo total esperado para a distribuidora. As principais decisões tomadas pelo programa em cada nó são:

- Volume de energia a ser contratado nos leilões A-1
- Volume de energia a ser contratado nos leilões A-3
- Volume de energia a ser contratado nos leilões A-5
- Descontratação MCSD Energia Existente 4%

5.4 INPUT DOS DADOS

O input dos dados do EstD é através de uma planilha Excel e a otimização do problema utiliza o Solver Xpress, da Dash-Optimization. O usuário deve inserir os seguintes dados:

- Demanda anual de energia para o ano inicial
- Balanço de contratos existentes da distribuidora para o horizonte 2014 a 2024
- Total de contratos bilaterais (firmados antes da Lei 10848) em vigor no horizonte 2014 a 2024
- Total contratado nos leilões de Energia Existente realizados em 2008, 2009 e 2014.
- Preço dos Leilões A-1, A-3 e A-5 a serem realizados pelo modelo para os anos de 2015 a 2024.
- Valor de referência (VR) para o horizonte

6. ANÁLISE DE CASO

O modelo ESTD será utilizado para simular se haverá um aumento nas penalidades das distribuidoras com a entrada de novas cotas no sistema. A análise será feita em três etapas.

- **Etapa 1:** serão simuladas as penalidades de uma distribuidora antes da MP 579, ou seja, antes da transformação de energia existente em cotas de garantia física.
- **Etapa 2:** serão simuladas as penalidades de uma distribuidora após a MP 579. Nesse caso, o objetivo é quantificar o aumento dos riscos das distribuidoras pós MP 579. Será determinado um percentual de sobrecontratação que anule o risco adicional trazido pelas cotas. O percentual de sobrecontratação encontrado será comparado com o determinado pela ANEEL, que é 5%.
- **Etapa 3:** serão simuladas as penalidades de uma distribuidora em que toda a energia existente foi convertida em cotas de garantia física. Essa simulação reflete um caso em que todos os contratos de energia existente no Brasil foram renovados em cotas de garantia física. O objetivo dessa simulação é quantificar o risco que a transformação de toda energia existente em cotas traria para as distribuidoras.

Para a análise, foram criadas 3 distribuidoras fictícias, uma para cada etapa. As três distribuidoras têm um total de contratos de 100 MWMed em 2015. A descrição dessas distribuidoras segue abaixo:

- Para a etapa 1, a **Distribuidora A** reflete o perfil do portfolio de contratos no Brasil pré MP 579. Antes da MP 579, cerca de 45% dos contratos de energia eram da modalidade energia existente. Os contratos de energia existente expiram 20% a cada ano.
- Para a etapa 2, a **Distribuidora B** reflete o perfil contratual atual das distribuidoras e, portanto, já inclui a renovação de parte da energia existente em cotas de garantia física. Essa distribuidora tem um perfil contratual de 15% de energia existente e 30% de cotas. Os contratos de energia existente expiram 20% a cada ano.
- Para a etapa 3, a **Distribuidora C** corresponde a um caso em que toda a energia existente é transformada em cotas. Nesse caso, 45% dos contratos de energia são cotas de garantia física e não há contratos de energia existente.

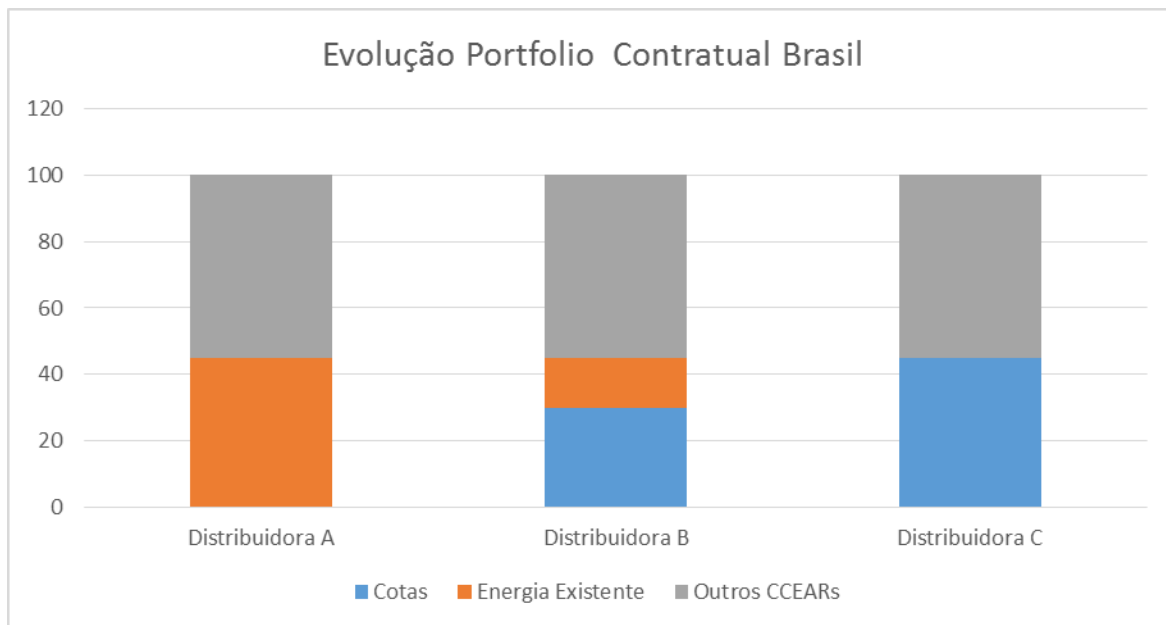


Figura 27 - Portfolio contratual das distribuidoras A, B e C

Com o auxílio do ESTD serão simuladas as estratégias de contratação para as **Distribuidoras A, B e C** e suas respectivas penalidades de contratação de energia no horizonte 2015 a 2024. Serão aplicadas métricas para quantificar o risco associado à contratação de energia para as

distribuidoras em questão. As métricas utilizadas têm como base as penalidades incorridas pelas distribuidoras. Cada cenário da árvore terá uma penalidade associada a cada ano. Essas penalidades serão trazidas a valor presente, de acordo com determinada taxa de desconto. As métricas escolhidas para o estudo foram:

- Valor esperado das penalidades. Com esse critério, é possível quantificar se o aumento de cotas irá aumentar o valor das penalidades futuras. As penalidades médias de cada ano são trazidas a valor presente.
- *Conditional Value at Risk - CVaR*. O *CVaR* é uma métrica de gerenciamento de risco comumente utilizada para reduzir a probabilidade de um portfólio incorrer em grandes perdas. A figura 28 ilustra o conceito.

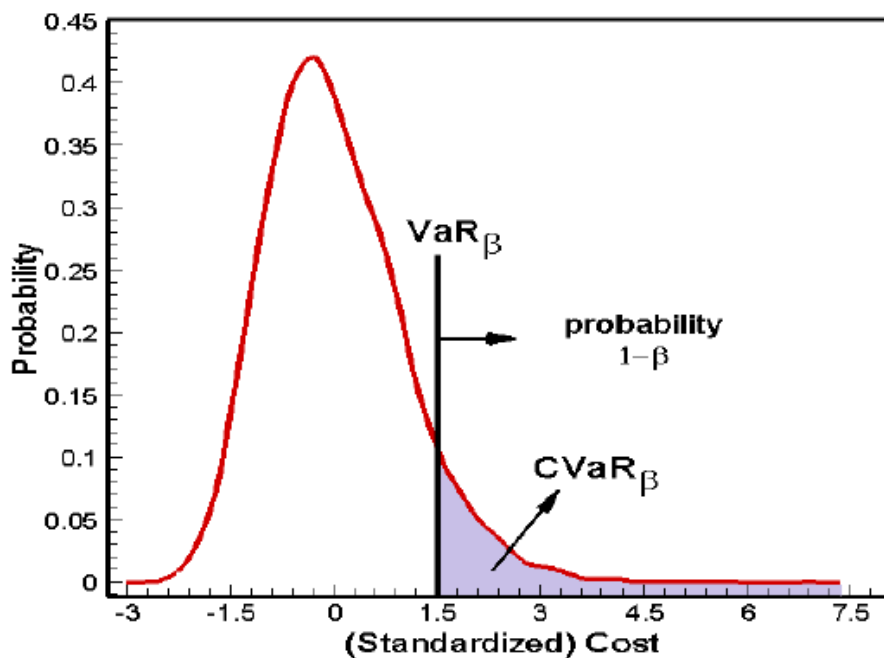


Figura 28- *CVaR* (Fonte: Moazeni, 2015)

O *CVaR* pode ser visto como uma média ponderada dos piores casos de penalidades. Serão usados os 5% piores casos de penalidades para o cálculo. Ou seja, as penalidades de todas as trajetórias da árvore serão trazidas a valor presente e será utilizada a média de 5% dos valores do VPL das penalidades mais altas. O uso do *CVaR* permite uma

sensibilidade adicional para analisar como novas cotas impactariam os piores cenários de penalidades das distribuidoras.

O objetivo das simulações e das métricas de risco é analisar se uma redução adicional dos CCEARs de energia existente irá impactar as distribuidoras. Caso seja confirmado um aumento das penalidades, será proposto um novo percentual de sobrecontratação que venha a anular esse possível risco adicional.

6.1 METODOLOGIA PARA ANÁLISE

A metodologia para a análise está descrita nas seguintes etapas:

1. Determinar o risco no contexto pré MP-579. Será simulada a estratégia de contratação da **Distribuidora A**, que tem um percentual de sobrecontratação permitido de 3%.
2. Determinar o risco no contexto pós MP-579. Será simulada a estratégia de contratação da **Distribuidora B**, com percentual de sobrecontratação permitido de 3%.
3. Determinar o risco no contexto pós MP-579. Será simulada a estratégia de contratação da **Distribuidora B**, com percentual de sobrecontratação permitido de 5%.

Após a etapa 3, o risco da **Distribuidora A** será comparado com o risco da **Distribuidora B** com percentual de sobrecontratação permitido de 5%. Esse percentual foi o homologado pela Aneel em 2013 e anularia os riscos trazidos pela conversão de energia existente em cotas em 2012. O esperado do resultado do modelo seriam riscos similares para essas distribuidoras.

A seguir estão as etapas que serão aplicadas para comparar os riscos da entrada de futuras cotas. Nesse caso, as três etapas serão aplicadas com as **Distribuidoras B e C**. O percentual de sobrecontratação utilizado na etapa 1 será de 5%. O percentual obtido após a etapa 3 será aquele que anulará o risco adicional gerado pela entrada de novas cotas de garantia física.

4. Determinar o risco no contexto pós MP-579. Será simulada a estratégia de contratação da **Distribuidora B**, com percentual de sobrecontratação permitido de 5%.

5. Determinar o risco no contexto de inclusão de novas cotas. Será simulada a estratégia de contratação da **Distribuidora C**, inicialmente com percentual de sobrecontratação permitido de 5%.
6. Comparar os riscos das **Distribuidoras B e C**. Caso as métricas de risco da **Distribuidora C** sejam superiores, voltar a etapa 5 e simular a estratégia de contratação da **Distribuidora C** com um aumento de 1 ponto no percentual de sobrecontratação permitido.

Etapa	Distribuidora	Total de Energia Existente	% de sobre contratação permitido	Objetivo
1	A	45%	3%	Determinar risco pré MP-579
2	B	15%	3%	Apurar se a transformação de parte dos contratos de energia existente em cotas aumentou os riscos das distribuidoras
3	B	15%	5%	Apurar se o aumento do percentual de sobre contratação restaurou os níveis de risco aos padrões de risco pré MP 579
4	B	15%	5%	Determinar risco atual das distribuidoras
5	C	0%	5%	Apurar se a transformação do resto dos contratos de energia existente aumentaria os riscos das distribuidoras
6	C	0%	5 a 7%	Variar o percentual de sobre contratação permitido de forma a anular o fim dos contratos de energia existente

Quadro 6 - Metodologia de risco (Fonte: Elaboração própria)

6.2 DADOS UTILIZADOS

O ESTD será utilizado para simular os riscos das distribuidoras fictícias no horizonte de 2015 a 2023. O modelo permite que diferentes cenários de PLDs sejam utilizados para aplicações das penalidades de sobre e subcontratação. Isso é relevante, pois é normal que o PLD em uma situação estrutural de sobre contratação seja inferior ao de uma situação de subcontratação. A taxa de desconto utilizada foi de 10% e a demanda inicial em 2016 foi de 100 MW médios.

6.2.1 PARÂMETROS GERAIS DA SIMULAÇÃO

Foram utilizados dados de leilões desde 2005 para determinar o preço médio para cada tipo de leilão. A lista com os preços de cada leilão pode ser encontrada no Anexo B. Foi feita a média ponderada entre o preço médio por tipo de leilão e a respectiva energia contratada.

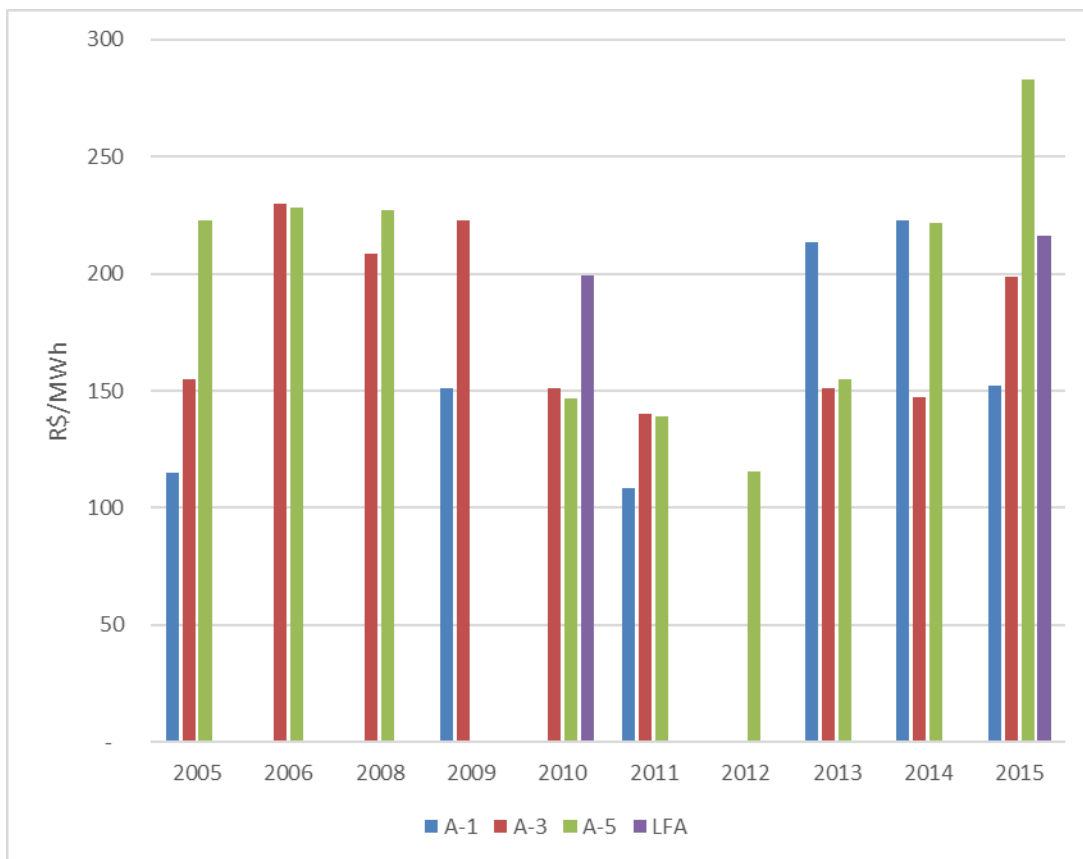


Figura 29- Preço Médio por leilão (Fonte: CCEE, 2016)

Observa-se que embora os leilões A-5 sejam em teoria mais baratos do que os leilões A-3, isso não vem acontecendo na prática. O principal motivo é que as usinas eólicas se tornaram muito competitivas financeiramente e passaram a puxar os preços dos leilões A-3 para baixo. Além disso, outras tecnologias, além das hidroelétricas, vêm sendo leiloadas através de leilões A-5. Dentre essas fontes estão biomassa e pequenas centrais hidrelétricas, fontes de energia mais caras.

A partir dos volumes e preços obtidos, foi calculada uma média ponderada para cada tipo de leilão. Os resultados obtidos serão utilizados como input para o modelo EstD.

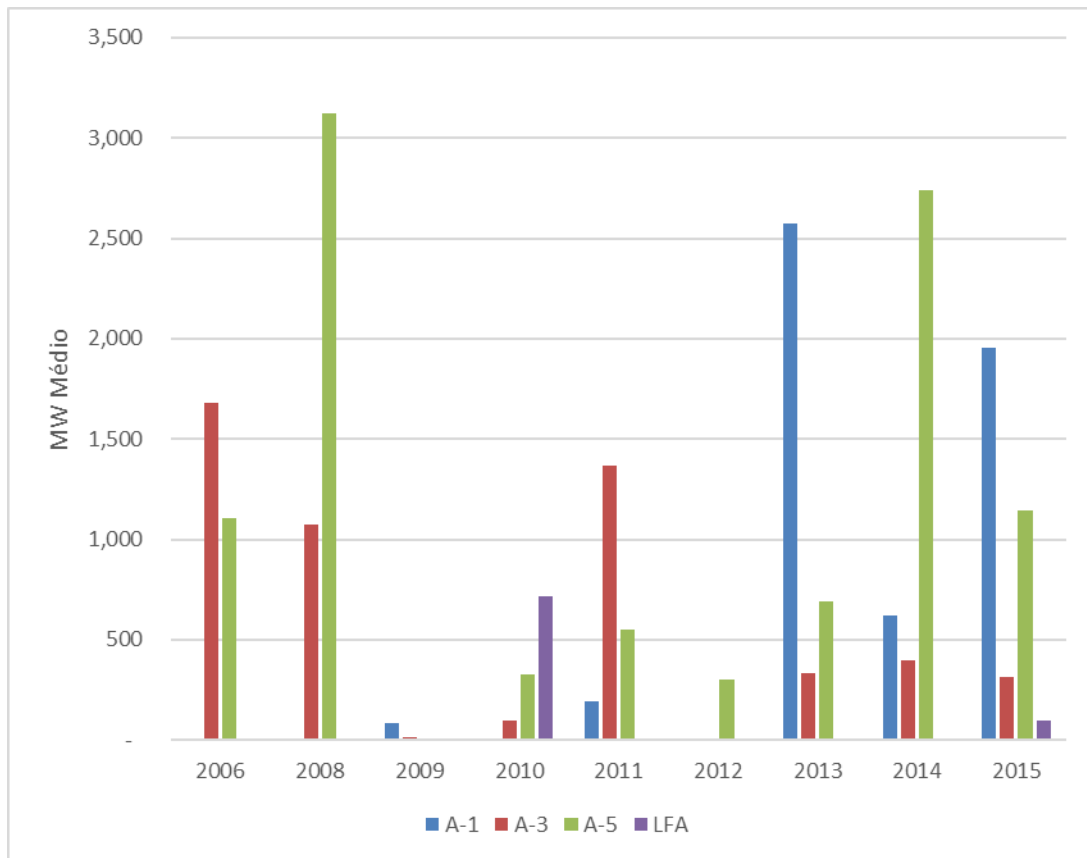


Figura 30 - Energia média contratada por leilão (Fonte: CCEE, 2016)

Tipo de leilão		Preço Médio - R\$/MWh (Fev 2016)
Energia Existente	A-1	136.17
Energia Nova	A-3	197.19
	A-5	204.11
Fonte Alternativa	LFA	207.95

Quadro 7- Preço médio por tipo de leilão (Fonte: CCEE, 2016)

Os valores médios obtidos para cada leilão foram arredondados para o múltiplo de 5 mais próximo.

Preços de contrato para leilões A-5, A-3, A-1 e VR (R\$/MWh)										
Preços	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
A-1	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135
A-3	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195
A-5	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205
LFA	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210
VR	117	123	121	148	200	200	200	200	200	200

Quadro 8 – Preços dos leilões para o Modelo EstD (Fonte: Elaboração Própria)

O Valor de Referência (VR) equivale a uma média ponderada do custo da energia contratada nos últimos leilões A-3 e A-5 e é utilizado para repasse de custos de energia e cálculos de penalidade. A formulação matemática do VR está na seção 3.3.5.

A ANEEL já divulgou os valores de referência de 2015, 2016 e 2017, logo esses valores foram utilizados como dados para o EstD. Os valores de 2015 e 2016 estão no Despacho nº 289/2014 e o de 2017 está no Despacho nº 1118/2015 da ANEEL. Os respectivos valores foram corrigidos monetariamente para Fevereiro de 2016. Utilizou-se o índice IPCA.

Ano	Valor de Referência (VR)	Data Base	VR – Data base Fev/2016
2015	85.59	Ago/2011	116.77
2016	104.03	Nov/2013	123.19
2017	103.44	Jun/2014	121.11

Quadro 9 - VR 2015 a 2017 (Fonte: ANEEL, 2016)

Portanto, embora a ANEEL ainda não tenha os valores oficiais do VR para 2018, é possível fazer uma boa estimativa utilizando os leilões de 2013 e 2015. A partir de 2019, foi utilizada a média aritmética simples entre os leilões A-5 e A-3.

	Leilão A-5 2013	Leilão A-3 2015
Receita obtida (R\$)	546,786,461	2,828,038,320
Energia Contratada (MWh)	2,753,268	20,063,013
VR 2018 (R\$/MWh)	147.91	

Quadro 10 - VR 2018 (Fonte: Elaboração própria)

Foram utilizados valores distintos de PLD para cenários em que a distribuidora está sobrecontratada e subcontratada. Isso é relevante, pois é esperado que em cenários de sobrecontratação sistêmica haja um excesso de oferta, que se traduz em baixos preços de PLD. Já em um cenário de subcontratação, é esperado que haja uma restrição de oferta, o que gera um valor de PLD mais elevado.

Preços de Liquidação de Diferenças (PLD) (R\$/MWh)

PLD	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Sub	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Sobre	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30

Quadro 11 - Cenários de Preços de PLDs (Fonte: Elaboração Própria)

O cálculo do total montantes de contratos que cada distribuidora possui das distribuidoras seguiu as características das distribuidoras criadas para a simulação. Todas distribuidoras têm 100 MW médios de contratos em 2015.

- **Distribuidora A** tem 45% de contratos de energia existente, que expiram em 20% a cada ano (9 MW médios).
- **Distribuidora B** tem 15% de contratos de energia existente, que expiram em 20% a cada ano (3 MW médios).
- **Distribuidora C** não tem contratos de energia existente.

Montante de contratos existentes da distribuidora (Mwmed)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Distribuidora A	100	91	82	73	64	55	55	55	55	55
Distribuidora B	100	97	94	91	88	85	85	85	85	85
Distribuidora C	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Quadro 12 - Contratos existentes (Fonte: Elaboração Própria)

6.2.2 CENÁRIOS DE DEMANDA

Como foi mencionado no capítulo que descreve o modelo ESTD, o usuário determina as taxas de crescimento de demanda. Foram utilizadas três possibilidades: (i) crescimento baixo; (ii) crescimento médio; e (iii) crescimento alto. As respectivas taxas de crescimento da demanda são 1, 3 e 5%. As três taxas de crescimento têm a mesma probabilidade de ocorrência (1/3).

Desse modo, para uma demanda média de 100 MWMed em 2015, a árvore de demanda terá 3 nós em 2016, cada um referente a uma taxa de crescimento da demanda. A figura seguinte ilustra essa primeira abertura da árvore.

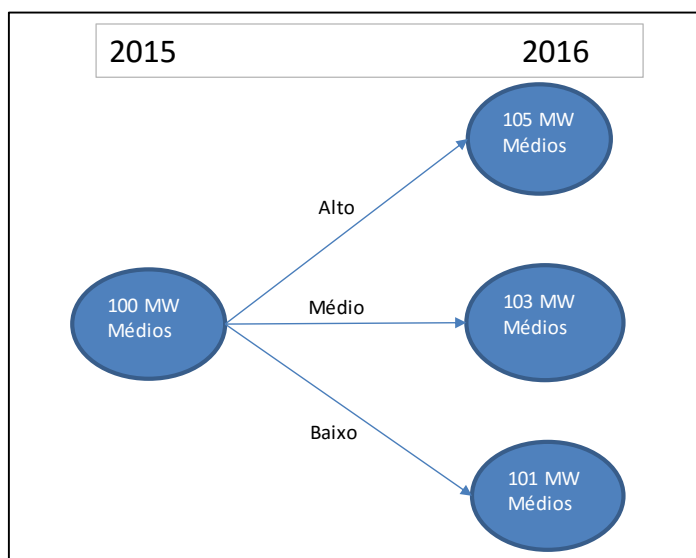


Figura 31 - Exemplo árvore de demanda para 2015-2016 (Fonte: Elaboração Própria)

6.3 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Com os dados acima, foram feitas as rodadas de simulações. Foi gerado um total de 972 trajetórias para cada árvore de decisão. O tempo computacional em um computador com processador Intel CORE i7 foi de cerca de 2min e 30s para cada rodada. Primeiro serão mostrados os resultados das etapas 1 a 3 da metodologia de análise proposta acima.

Distribuidora	% de Contratos de Energia Existente em 2016	Sobrecontratação permitida	Valor médio das penalidades (milhões R\$)	CVaR 5% (milhões R\$)
A	45%	3%	7.1	111.2
B	15%	3%	7.8	122.8
B	15%	5%	6.6	101.1

Quadro 13 - Simulação Caso Base - Etapas 1 a 3 (Fonte: Elaboração Própria)

Os resultados mostram que há um significativo aumento no valor médio das penalidades (mais de 10%) assim como no *CVaR* (quase 10%) no caso da redução de 45 para 15% do total dos contratos de energia existente e manutenção do percentual de sobrecontratação em 3%.

Isso significa que a transformação de energia existente em cotas, em 2012, trouxe um aumento de risco para a gestão de energia das distribuidoras. Como medida para balancear isso, o Governo determinou um aumento do percentual de sobrecontratação de 3 para 5% em 2013. O próximo passo das simulações foi rodar o caso para a **Distribuidora B** com 5% de percentual de sobrecontratação permitido.

Nesse caso, os resultados do quadro 13 indicam uma redução de risco no valor esperado das penalidades em cerca de 7% (de 7.1 para 6.6). Porém, dado que a simulação não quantifica outros riscos como a redução de contratos devido a migração de consumidores para o ACL, o valor de 5% parece adequado para anular os riscos das distribuidoras devido à entrada das cotas em 2012. Além disso, a MP-579 trouxe um desalinhamento na estratégia de contratação das distribuidoras, dado que estas tomaram decisões no passado esperando a manutenção das regras regulatórias para o futuro. As distribuidoras tomaram diversas decisões de contratações nos leilões passado que consideravam a manutenção da flexibilidade dos contratos de energia existente. Como houve mudança nas regras regulatórias, é necessária uma mudança de estratégia de contratação.

O próximo passo da análise foi determinar como a transformação total de contratos de energia existente em novas cotas impactaria o risco das distribuidoras. Nesse caso as etapas 4 a 6 da metodologia proposta foram executadas. O quadro 14 mostra os resultados.

Distribuidora	% de Contratos de Energia Existente em 2015	Sobrecontratação permitida	Valor médio das penalidades (milhões R\$)	CVaR 5% (milhões R\$)
B	15%	5%	6.6	101.9
C	0%	5%	6.9	107.5
C	0%	6%	6.6	101.5
C	0%	7%	6.3	97.3

Quadro 14 - Simulação Caso Base - Etapas 3 a 6 (Fonte: Elaboração Própria)

O quadro 14 mostra que a manutenção do percentual de sobrecontratação em 5% e uma diminuição do percentual de contratos de energia existente de 15% para 0% traria uma elevação de riscos para as distribuidoras. Ambas as métricas, valor médio e CVaR, sofreram aumentos significativos (5% e 6% respectivamente). O aumento de 1 ponto percentual na sobrecontratação, ou seja, a elevação de 5% para 6%, pode ser uma solução fácil e simples para o futuro problema da transformação de energia existente em novas cotas de garantia física no sistema.

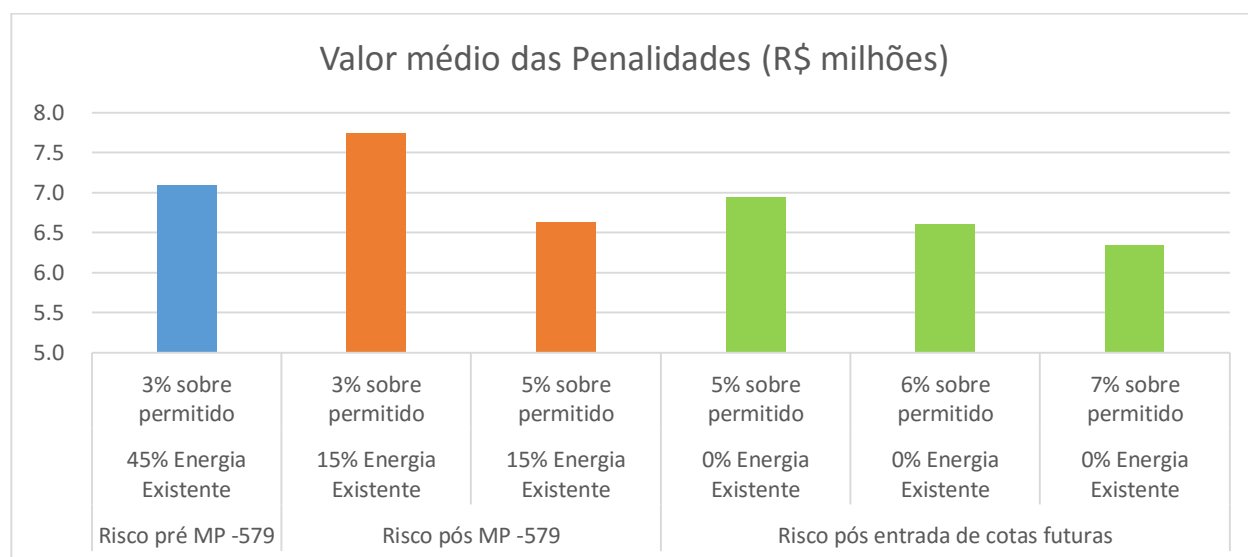


Figura 32 - Valor médio penalidades Caso Base (Fonte: Elaboração Própria)

6.3.1 SIMULAÇÕES DE SENSIBILIDADE

Para testar a robustez da solução encontrada foram rodados outros casos, alterando os parâmetros de entrada. Foram feitos três casos adicionais. Em todos os casos os resultados foram condizentes com o que foi obtido no caso original.

- **Caso sensibilidade 1:** foi alterado o PLD no caso de subcontratação. Enquanto no caso original o PLD nessa situação era de R\$200,00, nessa sensibilidade o PLD foi de R\$388,48, que equivale ao teto regulatório de 2015. Os outros parâmetros foram mantidos constantes. O objetivo dessa simulação era estressar as penalidades de subcontratação através de um PLD mais elevado e observar as consequências para os cenários de sobrecontratação. A distribuidora C com 0% de contratos existentes e 6% de percentual de sobrecontratação mais uma vez mantém os riscos de penalidades atuais, quantificados pela Distribuidora B com 5% de sobrecontratação permitida. Portanto, os resultados levam às mesmas conclusões do caso original, em que o aumento de 5 para 6% no percentual de sobrecontratação anularias os riscos trazidos pela entrada de novas cotas no portfólio contratual das distribuidoras.

Distribuidora	% de Contratos de Energia Existente em 2015	Sobrecontratação permitida	Valor médio das penalidades (milhões R\$)	CVaR 5% (milhões R\$)
A	45%	3%	18.5	286.4
B	15%	3%	19.6	305.3
B	15%	5%	18.0	275.5
C	0%	5%	18.4	283.9
C	0%	6%	17.9	274.8
C	0%	7%	17.6	268.1

Quadro 15 - Simulação Caso Sensibilidade 1 (Fonte: Elaboração Própria)

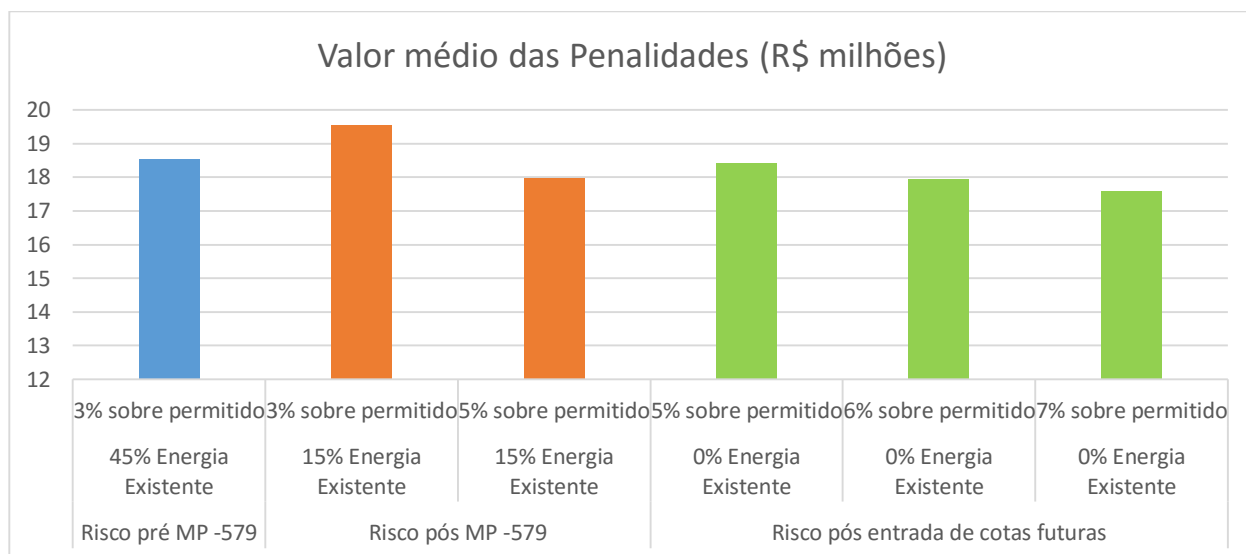


Figura 33- Valor médio das penalidades - Caso PLD elevado (Fonte: Elaboração Própria)

- Caso sensibilidade 2:** foram alteradas as taxas de crescimento da demanda. Enquanto no caso original as taxas de crescimento eram de 3% com uma abertura de 2%, ou seja, 1%, 3% e 5%, nessa sensibilidade foram consideradas taxas mais altas de crescimento. As taxas foram modificadas para 6% com uma abertura de 2%, ou seja, 4%, 6% e 8%. O objetivo era testar a robustez da solução encontrada para casos de crescimento de demanda mais otimistas. Há distribuidoras no Brasil, especialmente no Centro-Oeste, cujos mercados crescem em ritmo mais acelerado mesmo em condições de mercado adversas, e, portanto, essa sensibilidade adicional garante a robustez da solução. Mais uma vez, os resultados encontrados estão em linha com o caso original.

Distribuidora	% de Contratos de Energia Existente em 2015	Sobrecontratação permitida	Valor médio das penalidades (milhões R\$)	CVaR 5% (milhões R\$)
A	45%	3%	19.9	343.6
B	15%	3%	19.3	335.3
B	15%	5%	18.2	314.3
C	0%	5%	18.5	319.4
C	0%	6%	18.1	312.6
C	0%	7%	17.8	307.8

Quadro 16 - Simulação Caso Sensibilidade 2 (Fonte: Elaboração Própria)

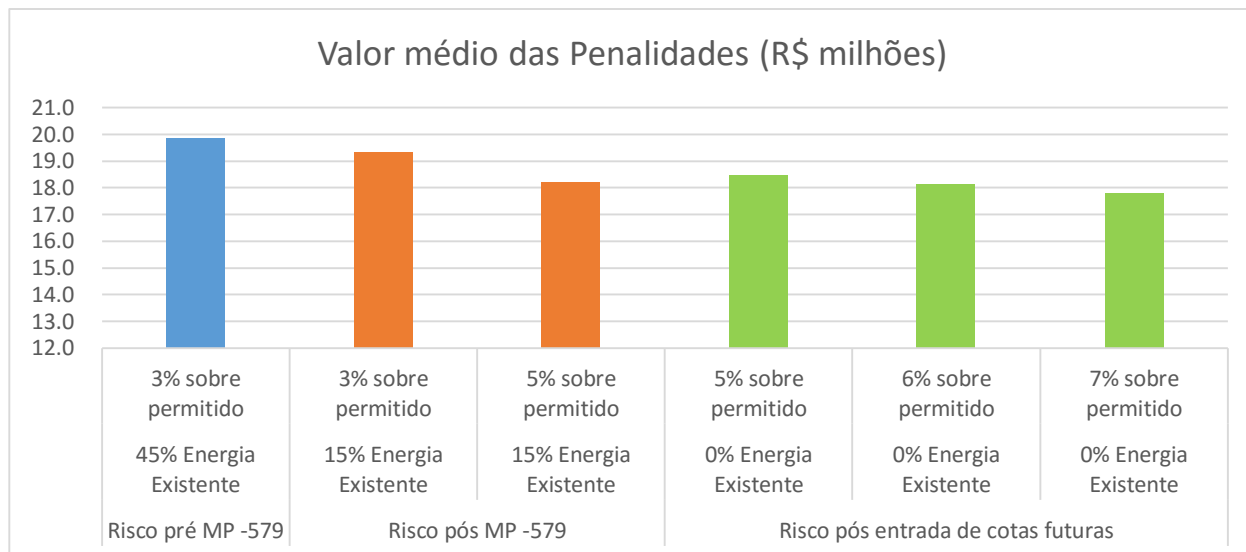


Figura 34 - Valor médio das penalidades - Caso Crescimento da demanda alto

(Fonte: Elaboração Própria)

- Caso sensibilidade 3:** nessa sensibilidade foi estressada a abertura da taxa de crescimento da demanda. O objetivo é entender se a solução encontrada é robusta para casos de crescimento de alta volatilidade. Enquanto no caso original as taxas de crescimento eram de 3% (+ -) 2%, nesse caso as taxas foram de 6% +- 6%, ou seja 0%, 6% e 12%. As taxas são bastante extremas, logo não possuem direta conexão com a realidade. Porém testar a solução para casos extremos de volatilidade é útil para garantir a robustez da solução.

Distribuidora	% de Contratos de Energia Existente em 2015	Sobrecontratação permitida	Valor médio das penalidades (milhões R\$)	CVaR 5% (milhões R\$)
A	45%	3%	54.0	907.3
B	15%	3%	56.8	958.2
B	15%	5%	52.0	865.6
C	0%	5%	53.3	889.1
C	0%	6%	51.1	848.8
C	0%	7%	49.2	813.8

Quadro 17 - Simulação Caso Sensibilidade 3 - (Fonte: Elaboração Própria)

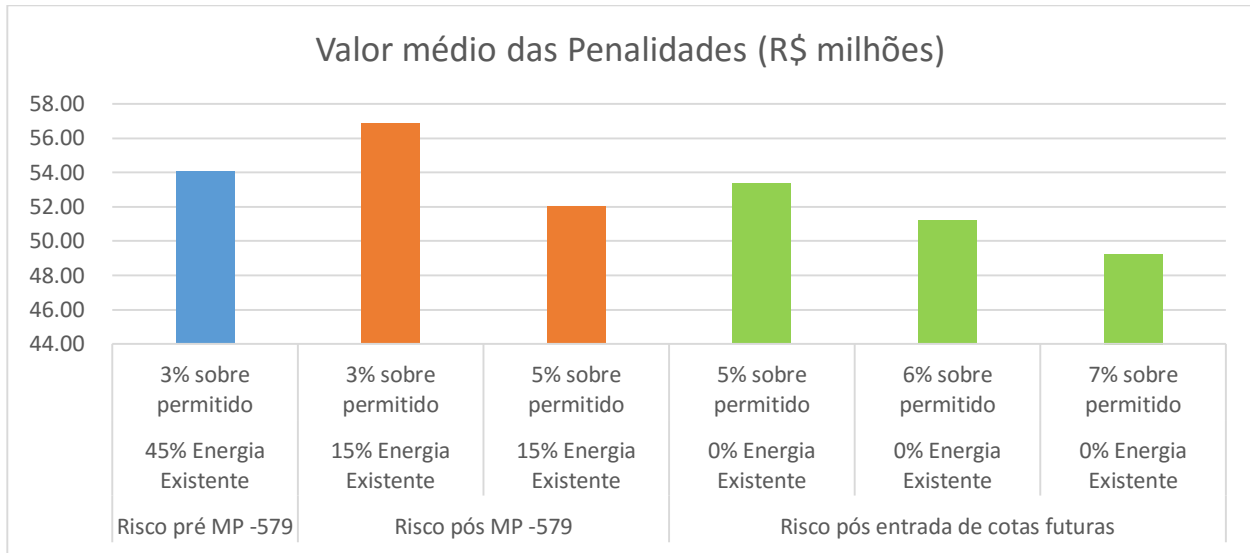


Figura 35 - Valor médio das penalidades - Caso Abertura da Demanda estressada –

(Fonte: Elaboração Própria)

CONCLUSÃO

O setor elétrico brasileiro foi muito afetado pela Medida Provisória 579, convertida em Lei 12.873 em 2013. De 2012 até 2016 houve aumento da incerteza e da complexidade do ambiente regulatório do setor. A contratação de energia por parte das distribuidoras é uma tarefa complexa e requer métodos quantitativos sofisticados. A MP-579 afetou as estratégias de contratação de energia das distribuidoras.

A renovação dos contratos de energia existente em cotas de garantia física restringiu um dos principais mecanismos que as distribuidoras tinham para gerenciar a incerteza do crescimento da demanda: os contratos de energia existente. A transformação de contratos de energia existente em cotas de garantia física aumentou o risco de as distribuidoras sofrerem penalidades. Esse aumento da exposição a riscos de sofrer penalidades foi reconhecido pela ANEEL em 2013, quando houve o aumento do percentual de permitido de sobrecontratação de 3 para 5%.

Esse aumento, no entanto, não quantificou o efeito da transformação de mais contratos de energia existente em cotas. Esse trabalho buscou definir um novo percentual de sobrecontratação que adeque os riscos das distribuidoras para um cenário em que não haja mais contratos de energia existente no portfólio das distribuidoras. Foram simulados no total 4 casos, em que parâmetros como crescimento da demanda e PLD foram variados. Todos os casos indicam que o aumento do percentual de sobrecontratação de 5 para 6% manteria os níveis de risco atuais das distribuidoras caso cotas de energia substituam o restante de energia existente do portfólio das distribuidoras.

Alterar o percentual de sobrecontratação para 6% pode ser uma solução para um aumento futuro dos riscos das distribuidoras. A solução é simples e fácil de ser implementada.

Em 2016, as distribuidoras brasileiras estão com um excesso de contratos de energia devido à má situação econômica que o país enfrenta. As distribuidoras têm um total de contratos de 110.9 por cento da demanda prevista para 2016 e 108.3% da demanda esperada para 2017. Do lado da geração de energia elétrica, há muitos empreendimentos novos com atrasos. Atrasos na entrega de energia levam os geradores a ter altos custos de compra de energia. Essa situação de excesso de sobrecontratação das distribuidoras e atraso dos geradores levou a ANEEL a abrir uma Audiência Pública 012/2016 com o objetivo de “aprimorar mecanismos de adequação dos níveis de contratação de energia por meio de acordos bilaterais”.

A ANEEL estuda implementar um mecanismo que permita que as distribuidoras e geradores possam fazer acordos bilaterais que busquem eficiência para a contratação de energia. Dentre as possibilidades de negociação descritas pela ANEEL estão: suspensão temporária do período de suprimento; redução temporária ou permanente de energia contratada; e rescisão contratual. Com isso as distribuidoras buscariam estar menos contratadas e os geradores menos expostos à compra de energia.

Uma contribuição futura com base nesse trabalho seria estudar como os resultados do atual arranjo entre distribuidoras e geradores irá afetar o portfólio de contratos das distribuidoras e como isso afetará a gestão de risco de penalidades das distribuidoras.

REFERÊNCIAS

1. Aneel propõe negociação entre usinas e distribuidoras para mitigar sobrecontratação. *BOL Notícias*. 2016. Disponível em: <http://noticias.bol.uol.com.br/ultimas-noticias/internacional/2016/03/08/aneel-propoe-negociacao-entre-usinas-e-distribuidoras-para-mitigar-sobrecontratacao.htm>. Acessado em 24 de Março de 2016.
2. Balanço Energético Nacional. *Benepgovbr*. 2016. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/BENSeriesCompleatas.aspx>. Acessado em 24 de Março de 2016.
3. Consórcio Madeira Energia vence o Leilão da UHE Santo Antônio. *Epegovbr*. 2007. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/leiloes> Acessado em 24 de Março de 2016.
4. Costellini, C., & Hollanda, L. (2014). Setor Elétrico: da MP 579 ao pacote financeiro.
5. Decreto Presidencial Nº 5.163 de 30 de Julho de 2004. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM. Acessado em 24 de Março de 2016.
6. Despacho Da Aneel Nº 1.118, De 16 De Abril De 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp20151118.pdf>. Acessado em 24 de Março de 2016.
7. Despacho Da Aneel Nº 289 De 10 De Fevereiro De 2014. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2011/078/documento/submodulo_6_1_-_limites_de_repasso.pdf. Acessado em 24 de Março de 2016.
8. Guimarães, A.R., 2006. *Estratégia de contratação das distribuidoras em leilões de energia sob incerteza na demanda* (Dissertação de Mestrado, PUC-RJ).
9. Lei Nº 10.848, de 15 de Março de 2004.
10. Lei Nº 12.783, de 11 de Janeiro de 2013.
11. MAYO, R. (2009). Derivativos de eletricidade e gerenciamento de risco. Rio de Janeiro: Synergia.
12. Metodologia de Cálculo da Garantia Física das Usinas. *EPE*. 2008. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/geracao> Acessado em 24 de Março de 2016.
13. Moazeni S, Powell W, Hajimiragha A. Mean-Conditional Value-at-Risk Optimal Energy Storage Operation in the Presence of Transaction Costs. *IEEE Trans Power Syst*. 2015;30(3):1222-1232. doi:10.1109/tpwrs.2014.2341642.
14. Modalidades Tarifárias. *Distribuidora Ampla*. 2016. Disponível em: <https://www.ampla.com/para-seus-neg%C3%B3cios/dicas-e-orienta%C3%A7%C3%B5es/modalidades-tarif%C3%A1rias.aspx>. Acessado em 24 de Março de 2016.

15. Neuronio A. Consórcio Norte Energia vence o leilão de energia da Usina Hidrelétrica Belo Monte. *ANEEL*. 2010. Disponível em:
http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=3385&id_aerea=90. Acessado em 24 de Março de 2016.
16. Nota Técnica nº 70/2016-SRM-SGT/ANEEL - Propor mecanismos de alteração dos níveis de contratação de energia por meio de acordos bilaterais entre os contratantes. *ANEEL*. 2016. Disponível em:
[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2016/012/documento/nt_70_2016-revisao_da_ren_508_2012-final_\(002\).pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2016/012/documento/nt_70_2016-revisao_da_ren_508_2012-final_(002).pdf). Acessado em 24 de Março de 2016.
17. ONS - Histórico da Operação - Energia Armazenada. *Onsorgbr*. 2016. Disponível em:
http://www.ons.org.br/historico/energia_armazenada_out.aspx. Acessado em 24 de Março de 2016.
18. Preços Médios - PLD - Preço de Liquidação de Diferenças. *Cceeorgbr*. 2016. Disponível em:
http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/precos_medios. Acessado em 24 de Março de 2016.
19. Procedimentos de Regulação Tarifária - Módulo 7. *ANEEL*. 2015. Disponível em:
http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PRORET%20Subm%C3%B3dulo%207.1_6%C2%AA%20revis%C3%A3o.pdf. Acessado em 24 de Março de 2016.
20. Procedimentos de Regulação Tarifária - Submódulo 6.1 - Regras de Repasse dos Preços de Contratos de Compra de Energia. 2015. Disponível em:
http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2011/078/documento/submodulo_6_1_-_limites_de_repasse.pdf. Acessado em 24 de Março de 2016.
21. PSR Inc. Modelo de Estratégias de Contratação das Distribuidoras. 2014.
22. Quinlan, J. R. (1987). Simplifying decision trees. *International journal of man-machine studies*, 27(3), 221-234.
23. Repasse do Custo de Sobrecontratação. 2016. Disponível em:
http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2011/039/documento/documento_matriz_sobrecontratacao_103_v1_0.pdf. Acessado em 24 de Março de 2016.
24. Tarifa Branca - ANEEL. 2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>. Acessado em 24 de Março de 2016.
25. Termelétrica Mario Lago: Principais Operações | Petrobras. *Petrobras*. 2016. Disponível em:
<http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/termeltricas/mario-lago.htm>. Acessado em 24 de Março de 2016.

ANEXOS

ANEXO A – USINAS DA MP-579

	Usina Hidrelétrica	Concessionária	Vencimento
1	Santa Maria	Maringá S/A - Cimento e Ferro-Liga	2004
2	Cachoeira da Fumaça	Usina Jaciara S/A	2005
3	Flor do Mato	Celulose Irani S/A	2005
4	Jaguaricatu I	Sengés Papel e Celulose	2005
5	Bicas	OPM Empreendimentos S/A	2007
6	Brecha	Novelis do Brasil Ltda.	2008
7	Brito	Novelis do Brasil Ltda.	2008
8	Salto Grande	Companhia Volta Grande de Papel	2008
9	Sinceridade	Zona da Mata Geração S. A.	2008
10	Dona Rita	Cemig Geração e Transmissão S.A.	2008
11	Neblina	Zona da Mata Geração S.A	2008
12	Cachoeira dos Macacos	Lafarge Brasil S/A.	2009
13	Coronel João de Cerqueira Lima	Companhia Industrial Itaunense	2009
14	Cachoeira	IBEMA - Companhia Brasileira de Papel	2011
15	Três Irmãos	Companhia Energética de São Paulo - Cesp	2011
16	São Domingos	Companhia Energética de Goiás - Celg	2011
17	Cachoeira do Lavrinha	Companhia Hidroelétrica São Patrício	2011
18	Carioca (antiga Cachoeira do Rosário)	Companhia de Tecidos Santanense - Santanense	2012
19	Salto Santo Antônio	Adami S. A. - Madeiras	2012
20	Henry Borden	Empresa Metropolitana de Águas e Energia S/A - Emae	2012
21	Isabel	Empresa Metropolitana de Águas e Energia S/A - Emae	2012
22	Porto Góes	Empresa Metropolitana de Águas e Energia S/A - Emae	2012
23	Rasgão	Empresa Metropolitana de Águas e Energia S/A - Emae	2012
24	Edgard de Souza	Empresa Metropolitana de Águas e Energia S/A - Emae	2012
25	Jaguaricatu II	Sengés Papel e Celulose	2013
26	Salto da Barra	Maringá S/A - Cimento e Ferro-Liga	2013
27	Jaguara	Cemig Geração e Transmissão S.A.	2013
28	Cachoeira do Fagundes	Companhia Têxtil Ferreira Guimarães	2014
29	Rio Timbó	Companhia Bom Sucesso de Eletricidade	2014
30	Salto Claudelino	Olvepar S/A Indústria e Comércio	2014
31	Rio dos Patos	Copel Geração e Transmissão S. A.	2014
32	Corumbá I	Furnas Centrais Elétricas S/A.	2014
33	São Joaquim	Copel Geração e Transmissão S. A.	2014
34	Garcia	Celesc Geração S. A. - Celesc	2015
35	Ivo Silveira	Celesc Geração S. A. - Celesc	2015

	Usina Hidrelétrica	Concessionária	Vencimento
36	Anil	Cemig Geração e Transmissão S.A.	2015
37	Cajurú	Cemig Geração e Transmissão S.A.	2015
38	Camargos	Cemig Geração e Transmissão S.A.	2015
39	Gafanhoto	Cemig Geração e Transmissão S.A.	2015
40	Itutinga	Cemig Geração e Transmissão S.A.	2015
41	Joasal	Cemig Geração e Transmissão S.A.	2015
42	Marmelos	Cemig Geração e Transmissão S.A.	2015
43	Martins	Cemig Geração e Transmissão S.A.	2015
44	Paciência	Cemig Geração e Transmissão S.A.	2015
45	Peti	Cemig Geração e Transmissão S.A.	2015
46	Piau	Cemig Geração e Transmissão S.A.	2015
47	Poquim	Cemig Geração e Transmissão S.A.	2015
48	Salto Grande	Cemig Geração e Transmissão S.A.	2015
49	Sumidouro	Cemig Geração e Transmissão S.A.	2015
50	Três Marias	Cemig Geração e Transmissão S.A.	2015
51	Tronqueiras	Cemig Geração e Transmissão S.A.	2015
52	São Simão	Cemig Geração e Transmissão S.A.	2015
53	Rochedo	Centrais Elétricas de Goiás - Celg	2015
54	Coaracy Nunes	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A - Eletronorte	2015
55	Itatinga	Companhia Docas do Estado de São Paulo - Codesp	2015
56	Ilha Solteira	Companhia Energética de São Paulo - Cesp	2015
57	Eng° Souza Dias (antiga Jupia)	Companhia Energética de São Paulo - Cesp	2015
58	Capigui	Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	2015
59	Ernestina	Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	2015
60	Forquilha	Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	2015
61	Guarita	Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	2015
62	Herval	Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	2015
63	Ijuizinho	Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	2015
64	Jacuí	Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	2015
65	Passo do Inferno	Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	2015
66	Santa Rosa	Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	2015
67	Bugres	Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	2015
68	Canastra	Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	2015

	Usina Hidrelétrica	Concessionária	Vencimento
69	Passo Real	Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	2015
70	Apolônio Sales (antiga Moxotó)	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf	2015
71	Araras	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf	2015
72	Boa Esperança (antiga Castelo Branco)	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf	2015
73	Funil	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf	2015
74	Luiz Gonzaga (antiga Itaparica)	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf	2015
75	Paulo Afonso I	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf	2015
76	Paulo Afonso II	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf	2015
77	Paulo Afonso III	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf	2015
78	Paulo Afonso IV	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf	2015
79	Pedra	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf	2015
80	Piloto	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf	2015
81	Xingó	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf	2015
82	Macaco Branco	Companhia Jaguari de Energia - CJE	2015
83	Rio do Peixe (Casa de Força I e II)	Companhia Paulista de Energia Elétrica - CPEE	2015
84	Chopim I	Copel Geração e Transmissão S. A.	2015
85	Governador Parigot de Souza (antiga Capivari/Cachoeira)	Copel Geração e Transmissão S. A.	2015
86	Mourão I	Copel Geração e Transmissão S. A.	2015
87	Pedro Affonso Junqueira (antiga Antas I)	Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas - DMEPC	2015
88	Catete	Energisa Nova Friburgo - Distribuidora de Energia S.A ENF	2015
89	Xavier	Energisa Nova Friburgo - Distribuidora de Energia S.A ENF	2015
90	Luiz Carlos Barreto de Carvalho (antiga Estreito)	Furnas Centrais Elétricas S/A.	2015
91	Funil	Furnas Centrais Elétricas S/A.	2015
92	Furnas	Furnas Centrais Elétricas S/A.	2015
93	Pari	Quatiara Energia S.A.	2015
94	Quatiara	Quatiara Energia S.A.	2015
95	Paranapanema	Santa Cruz Geração de Energia S.A.	2015
96	Rio Novo	Santa Cruz Geração de Energia S.A.	2015
97	Coronel Domiciano	Zona da Mata Geração S.A.	2015
98	Ervália	Zona da Mata Geração S.A.	2015
99	Maurício	Zona da Mata Geração S.A.	2015
100	Alecrim	CBA-Companhia Brasileira de Alumínio	2016
101	Barra	CBA-Companhia Brasileira de Alumínio	2016
102	França	CBA-Companhia Brasileira de Alumínio	2016
103	Fumaça	CBA-Companhia Brasileira de Alumínio	2016

	Usina Hidrelétrica	Concessionária	Vencimento
104	Palheiros	Klabin S/A	2016
105	Pitinga	Mineração Taboca S. A.	2016
106	Porto Raso	CBA-Companhia Brasileira de Alumínio	2016
107	Serraria	CBA-Companhia Brasileira de Alumínio	2016
108	Bracinho	Celesc Geração S. A. - Celesc	2016
109	Cedros	Celesc Geração S. A. - Celesc	2016
110	Palmeiras	Celesc Geração S. A. - Celesc	2016
111	Piraí	Celesc Geração S. A. - Celesc	2016
112	Salto (antiga Salto Weissbach)	Celesc Geração S. A. - Celesc	2016
113	Miranda	Cemig Geração e Transmissão S.A.	2016
114	Passo de Ajuricaba	Departamento Municipal de Energia de Ijuí	2016
115	Corredeira do Capote	Maringá S/A - Cimento e Ferro-Liga	2017
116	Lago Azul	LASA - Lago Azul Ltda.	2017
117	Marzagão	Fertilgas Indústria e Comércio Ltda.	2017
118	Pery	Celesc Geração S. A. - Celesc	2017
119	Volta Grande	Cemig Geração e Transmissão S. A.	2017
120	Paredão	Companhia Energética de Roraima - CERR	2017
121	Marimbondo	Furnas Centrais Elétricas S/A	2017
122	Porto Colômbia	Furnas Centrais Elétricas S/A	2017
123	Agro Trafo	Sociedade Energia S.A.	2017

ANEXO B – PREÇO MÉDIO DOS LEILÕES

Leilão	Tipo	Data do leilão	Entrega	Fim	Duração (anos)	Leilão A- X	Preço Médio (Fevereiro 2016)	Energia Total (MWMed)
UHE Belo Monte	Estruturantes	4/20/2010	1/1/2015	12/31/2044	29	5	115.57	604,133
UHE Jirau	Estruturantes	5/19/2008	1/1/2013	12/31/2042	29	5	116.59	3,901,592
UHE Santo Antônio	Estruturantes	12/10/2007	1/1/2012	12/31/2041	29	5	132.56	38,199
01ºLEE	LEE	12/7/2004	1/1/2005	12/31/2012	7	1	119.87	148,990,080
02ºLEE	LEE	4/2/2005	1/1/2008	12/31/2015	7	3	154.95	11,607,000
03ºLEE	LEE	10/11/2005	1/1/2006	12/31/2008	2	1	115.04	893,520
04ºLEE	LEE	10/11/2005	1/1/2009	12/31/2016	7	4	173.44	10,214,160
05ºLEE	LEE	12/14/2006	1/1/2013	12/31/2014	1	7	183.89	1,787,040
08ºLEE	LEE	11/30/2009	1/1/2010	12/31/2014	4	1	151.05	735,840
09ºLEE	LEE	12/10/2010	1/1/2013	12/31/2013	-	3	150.90	858,480
10ºLEE	LEE	11/30/2011	1/1/2012	12/31/2014	2	1	108.43	1,708,200
12ºLEE	LEE	12/17/2013	1/1/2014	12/31/2014	-	1	213.25	22,521,960
13ºLEE	LEE	4/30/2014	5/1/2014	12/31/2019	5	0	313.92	17,922,936
14ºLEE	LEE	12/5/2014	1/1/2015	12/31/2017	2	1	222.88	5,448,720
15ºLEE	LEE	12/11/2015	1/1/2016	12/31/2016	-	1	152.28	17,117,027
01ºLEN	LEN	12/16/2005	1/1/2010	12/31/2039	29	5	222.50	28,767,840

02ºLEN	LEN	6/29/2006	1/1/2009	12/31/2038	29	3	229.98	14,734,320
03ºLEN	LEN	10/10/2006	1/1/2011	12/31/2025	14	5	228.09	9,671,040
04ºLEN	LEN	7/26/2007	1/1/2010	12/31/2024	14	3	231.55	11,423,040
05ºLEN	LEN	10/16/2007	1/1/2012	12/31/2041	29	5	218.49	20,253,120
06ºLEN	LEN	9/17/2008	1/1/2011	12/31/2025	14	3	208.58	9,425,760
07ºLEN	LEN	9/30/2008	1/1/2013	12/31/2027	14	5	227.05	27,375,000
08ºLEN	LEN	8/27/2009	1/1/2012	12/31/2041	29	3	222.79	96,360
10ºLEN	LEN	7/30/2010	1/1/2015	12/31/2044	29	5	146.80	2,864,520
11ºLEN	LEN	12/17/2010	1/1/2015	12/31/2044	29	5	96.70	8,479,680
12ºLEN	LEN	8/17/2011	3/1/2014	12/31/2033	19	3	140.14	11,965,284
13ºLEN	LEN	12/20/2011	1/1/2016	12/31/2035	19	5	138.91	4,837,272
15ºLEN	LEN	12/14/2012	1/1/2017	12/31/2036	19	5	115.58	2,647,272
16ºLEN	LEN	8/29/2013	1/1/2018	12/31/2042	24	5	155.17	6,051,406
17ºLEN	LEN	11/18/2013	1/1/2016	12/31/2035	19	3	151.11	2,912,700
18ºLEN	LEN	12/13/2013	5/1/2018	12/31/2047	29	5	134.82	14,011,608
19ºLEN	LEN	6/6/2014	1/1/2017	12/31/2036	19	3	147.33	3,461,952
20ºLEN	LEN	11/28/2014	1/1/2019	12/31/2043	24	5	221.49	24,024,300
21ºLEN	LEN	4/30/2015	1/1/2020	12/31/2049	29	5	283.17	10,044,216
22ºLEN	LEN	8/21/2015	1/1/2018	12/31/2037	19	3	198.60	2,753,268
01ºLFA	LFA	6/18/2007	1/1/2010	12/31/2039	29	3	236.90	1,629,360

02ºLFA	LFA	8/26/2010	1/1/2013	12/31/2032	19	3	199.28	6,257,268
03ºLFA	LFA	4/27/2015	1/1/2016	12/31/2035	19	1	216.26	848,844