## Universidade Federal de Ouro Preto Departamento de Engenharia Elétrica

# Mercados Liberalizados de Energia Elétrica dos Países Nórdicos, Inglaterra, País de Gales e Brasil

Rebert Rocha Queiroz de Lima

João Monlevade, MG 2017 Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Ouro Preto como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Engenharia

Orientador: Prof. Francisco R. A. C. Baracho



# MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO Universidade Federal de Ouro Preto – UFOP Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas Colegiado do Curso de Engenharia de Elétrica



### ANEXO IV - ATA DE DEFESA

Jordicos, Paíse	os 16 dias do mês de fexerus de 1017, às 17 horas, no bloco B deste stituto, foi realizada a defesa de monografia pelo (a) formando (a) elect long (hurre de Lucy, sendo a comissão examinadora constituída elos professores: Wilmythm lucera Trumonth, Wagner lagrante la transfer lucera to la candidato (a) apresentou a monografia entitulada: Mercales Liberalizades de Energia Eletrus des Parse la Collega de Candidato (a) candidato(a), com a nota média de acordo com a tabela 1. Na forma regulamentar foi lavrada a presente ata que é assinada pelos membros da comissão examinadora e pelo (a) formando(a).
	Tabela 1 - Notas de avaliação da banca examinadora  Banca Examinadora  Nota  Tilinothem Comerca Tienconity 7,0  Tilinothem Comerca Tienconity 7,0  Tilinothem Comerca Tienconity 7,0  Tilinothem Comerca Tienconity 7,0  Média  João Monlevade, 16 de fluereure de 1017.
E	raniser Ricardo A.C. Bararlo Rebert Rocha Querroz hima
	Professor(a) Orientador(a)  Aluno (a)  Wagner Rg lifelis  Walley Herry June Z
Maria Control	Professor(a) Convidado(a)  Professor(a) Convidado(a)



#### MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO Universidade Federal de Ouro Preto – UFOP Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas Colegiado do Curso de Engenharia de Elétrica



#### ANEXO X - TERMO DE RESPONSABILIDADE

O texto do trabalho de conclusão de curso intitulado "Mercados Liberalizados de Energia Elétrica dos Países Nórdicos, Inglaterra, País de Gales e Brasil" é de minha inteira responsabilidade. Declaro que não há utilização indevida de texto, material fotográfico ou qualquer outro material pertencente a terceiros sem a devida citação ou consentimento dos referidos autores.

João Monlevade, 13 de março de 2017.

Rebert Rocha Queiroz de Lima Nome completo do(a) aluno(a)

# Lista de ilustrações

Figura 1 – Inserção de um Novo Produtor. [29]	٠
Figura 2 — Aumento da Demanda. [29] $\ \ldots \ \ldots \ \ldots \ \ldots \ \ldots$	4
Figura 3 – Tipos de Mercados. [29]	4
Figura 4 — Exemplo Mercado Pool. Fonte:Autor	-
Figura 5 — Processo de Reestruturação Simplificado. Fonte: Autor 	7
Figura 6 – Matriz de Geração da Inglaterra e País de Gales. [21]	11
Figura 7 — Remuneração por SBP e SSP. Fonte: Autor 	13
Figura 8 — Estrutura de Geração de Eletricidade. [22]	15
Figura 9 — Participação de Mercado na Geração - Noruega [18]	16
Figura 10 – Participação de Mercado na Geração - Suécia [18]	17
Figura 11 — Participação no Mercado na Geração - Finlândia [18] $\ \ldots \ \ldots \ \ldots$	18
Figura 12 — Participação de Mercado na Geração - Dinamarca Oeste $[18]$	19
Figura 13 – Participação de Mercado na Geração - Dinamarca Leste $[18]$	19
Figura 14 – Estrutura Comercial do Nord Pool. [4]	20
Figura 15 – Ponto de Equilíbrio entre Oferta e Demanda. [19] $\ \ldots \ \ldots \ \ldots \ \ldots$	21
Figura 16 – Mercado com Défict de Geração. [18]	22
Figura 17 – Mercado com Exedente de Geração. [18]	22
Figura 18 – Mecanismo de Fechamento. [4]	23
Figura 19 – Geração de Energia Elétrica no Brasil. [2] $\ \ldots \ \ldots \ \ldots \ \ldots$	25
Figura 20 – Ambientes de Contratos. [10] $\ \ldots \ \ldots \ \ldots \ \ldots \ \ldots \ \ldots$	32
Figura 21 — Liquidação do Mercado de Curto Prazo. [10] $\ \ldots \ \ldots \ \ldots \ \ldots$	32
Figura 22 – Leilões de Comercialização no ACR. [10] $\ \ldots \ \ldots \ \ldots \ \ldots$	33
Figura 23 – Tipos de Leilões de Energia. [10]	34
Figura 24 – Requisitos para se tornar um Consumidor Livre. [2] $\ \ldots \ \ldots \ \ldots$	35
Figura 25 — Requisitos para se tornar um Consumidor Especial. [2] $\ \ldots \ \ldots \ \ldots$	35
Figura 26 – Matriz Energética na Inglaterra. [28]	38
Figura 27 – Matriz Energética no País de Gales. [11]	38
Figura 28 – Preço Médio de Energia Elétrica 2016. [12],[13]	41

# Lista de abreviaturas e siglas

AB - Area Boards

ACL - Ambiente de Contratação Livre

ACR - Ambiente de Contratação Regulada

ANEEL - Geração de Energia Elétrica no Brasil

BC - British Coal

BM - Balancing Mechanism

CC - Competition Comission

CEGB - Central Electricity Generation Board

CCEAR - Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CCGT - Combined Cycle Gas Turbines

CNPE - Conselho Nacional de Política Energética

DGES - Director General of Electricity Supply

EA - Electricity Act

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

FHC - Fernando Henrique Cardoso

FPN - Final Physical Notifications

FS - Financial Settlement

FSA - Financial Settlement Agreement

GCE - Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica

IVO - Imatran Voima Oy

LMP - Locational Marginal Price

LOLP - Loss of Load Probability

MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica

MCP - Mercado a Curto Prazo

MME - Ministério de Minas e Energia

NETA - The New Electricity Trading Arrangements

NGC - National Grid Company

NP - Nord Pool

NSHEB - North of Scotland Hydro-Eletric Board

OFC - Office of Free Competition

OFFER - Office of Electricity Regulation

OIS - Operador Independente de Sistema

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico

PLD - Preço de Liquidação de Diferenças

PND - Plano Nacional de Desestatização

PPP - Pool Purchase Price

PROCEL - Programa Nacional de Conservação de Energia

PSP - Pool Selling Price

PTO - Power Take-Off

REC - Regional Electricity Companies

SBP - System Buy Price

SIN - Sistema Interligado Nacional

SHE - Scottish Hydro-Eletric

SMP - System Marginal Price

SP - Scottish Power

SSEB - South of Scotland Electricity Board

SSL - System Sell Price

TSO - Transmission System Operator

VN - Valor Normativo

VOLL - Value of Lost Load

# Resumo

O presente trabalho faz uma abordagem sobre os três tipos de mercados de energia elétrica, elabora-se o contexto de reestruturação do setor de energia elétrica junto a um esquema detalhando e esquematizando a funcionalidade de cada mercado. Os modelos adotados foram Inglaterra e País de Gales, Países Nórdicos e Brasil. Por fim, compara-se a metodologia de mercado utilizada por cada modelo, matrizes energéticas e o preço de energia elétrica.

Palavras-chave: Mercado. Modelos. Preço de Energia Elétrica.

# **Abstract**

The present work takes an approach on the three types of electricity markets, the context of the restructuring of the electric power sector and the functionality of each market are detailed and outlined. The adopted models were England and Wales, Nordic countries and Brazil. Finally, the market as under investigation are compared by market model, energy matrices and energy price.

**Keywords**: Market. Models. Electric Energy Price.

# Sumário

	Lista de ilustrações	V
	Sumário	xi
1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Justificativa e Objetivos	1
1.2	Geração, Distribuição e Comercialização	2
1.3	Mercado	2
1.3.1	Oferta vs Demanda	3
1.3.2	Spot vs Contratos	4
1.3.3	Mercado Pool	5
1.3.4	Mercado de Contratos	5
2	MERCADO INGLÊS E NO PAÍS DE GALES	6
2.1	Reestruturação Setor Elétrico na Inglaterra e País de Gales	6
2.2	O Modelo Pool	8
2.3	Introdução ao NETA	12
3	MERCADO NÓRDICO	14
3.1	Reestruturação no Setor Elétrico dos Países Nórdicos	
3.1.1	Reestruturação na Noruega	15
3.1.2	Reestruturação da Suécia	16
3.1.3	Reestruturação da Finlândia	17
3.1.4	Reestruturação da Dinamarca	19
3.2	Estrutura e Características do Mercado Nórdico	20
3.2.1	Mercado Elspot	21
3.2.2	Mercado Elbas	23
3.2.3	Operador do Sistema de Transmissão - TSO	23
4	MERCADO BRASILEIRO	25
4.1	Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro	25
4.2	A Crise de Racionamento de 2001	26
4.3	A Nova Reforma do Setor Elétrico	28
4.3.1	O Novo Modelo	29
4.4	Agentes Econômicos e Institucionais	30
4.4.1	Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)	30

4.4.2	Ministério de Minas e Energia (MME)	30
4.4.3	Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	30
4.4.4	Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)	31
4.4.5	Empresa de Pesquisa Energética (EPE)	31
4.4.6	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)	31
4.4.6.1	Distribuição dos agentes no Novo Modelo	31
4.5	Ambientes de Contratação no Novo Modelo	31
4.5.1	Ambiente de Contratação Regulada	33
4.5.2	Ambiente de Contratação Livre	34
4.5.3	Consumidores Livres	34
4.5.4	Consumidores Especiais	35
4.6	Análise do Novo Modelo	36
5	ANÁLISE COMPARATIVA DOS MODELOS EM ESTUDO	37
5.1	Matrizes Energéticas	37
5.2	Características de Mercado	39
5.3	Preços da Energia	40
6	CONCLUSÃO	42
	REFERÊNCIAS	44

# 1 Introdução

O propósito deste trabalho é discorrer sobre três mercados de eletricidade, segundo [7], desde o início da reestruturação das indústrias que produzem energia elétrica até a comercialização, ajustes e fechamento do mercado energético visto como um todo. Apesar de uma série de impasses e dificuldades sofridos pelas indústrias de energia elétrica como a incapacidade de armazenar eletricidade, alto custo de geração e pouca flexibilidade da demanda a curto prazo, o mercado competitivo conseguiu superar os entraves aos poucos e no início da década de 90, a experiência pioneira da Inglaterra mostrou que havia espaço para a introdução da concorrência em duas áreas específicas, geração e comercialização. O resultado destas experiências gerou excelente resultados, iniciando assim um processo que se espalhou pelo resto do mundo, definindo de vez a inserção do mercado de concorrências e diversificados processos envolvendo a energia elétrica.

Em seguida, com base em [3], um ano depois, a começar pela Noruega e posteriormente envolvendo todos os países Nórdicos sofreram uma forte reestruturação do setor elétrico, a qual será discutida neste trabalho, que, por fim, vieram a criar o Nord Pool (NP), um mercado integrado de energia para cinco países. Atualmente o NP é considerado o maior mercado de energia elétrica do mundo e é um mercado transnacional envolvendo Noruega, Suécia, Finlândia, Dinamarca e Estônia.

E por último, o mercado brasileiro também é contemplado neste estudo, discorrendo desde o seu processo de reestruturação, a adoção equivocada de um modelo de mercado, a famosa crise de 2001 até a nova reforma de mercado envolvendo análises políticas e financeiras.

No decorrer do trabalho, será apresentado uma revisão da literatura teórica, que expõe as dificuldades que cada país enfrentou em seu processo de reestruturação, tais como: a briga política, criação de novas empresas, integração de um novo modelo de mercado e inserção da concorrência tanto para empresas geradoras, quanto para consumidores, sejam eles de pequeno porte (residências e pequenas propriedades) ou grande porte (grandes indústrias), passando pelos portes intermediários.

### 1.1 Justificativa e Objetivos

Com base nos trabalhos acadêmicos e pesquisas lidas, o objetivo será esquematizar, detalhar e exemplificar cada caso dentre os três contemplados, efetuar uma comparação individual de cada modelo de mercado de energia, expôr vantagens e desvantagens, metodologias e resultados.

Uma grande dificuldade será a análise comparativa entre o mercado brasileiro e os

demais, visto que os trabalhos acadêmicos e pesquisas sobre os modelos estudados muitas das vezes tomam por base anos diferentes ou utilizam metodologias diferentes, impossibilitando em alguns gêneros a comparação de um modelo para os demais, prejudicando um pouco na conclusão e resultados obtidos.

### 1.2 Geração, Distribuição e Comercialização

Segundo [20], a geração de energia elétrica consiste na produção de energia elétrica pelos geradores do sistema elétrico, que sofreram um processo de reestruturação neste setor, devido ao fato de ser um ponto onde pode haver competição entre os fornecedores. De acordo com cada tipo de mercado, estes produtores podem ou não impor seus respectivos preços de custo e venda sobre os consumidores, independentemente do preço da concorrência. Algumas regras de mercado permitem a possibilidade de que os geradores tenham um lucro maior em comparação ao mercado de contratos dependendo da relação oferta x demanda. Por exemplo, houve cenários em que o preço de venda podia ser definido pela última empresa geradora a entrar no fechamento do mercado e, geralmente, este preço era o mais alto de todos, tornando máximo o lucro obtido pelos fornecedores.

As empresas no segmento da distribuição tem como função principal, o transporte da energia em alta tensão, recebida no sistema de transmissão, para a de baixa tensão, utilizada pelos consumidores comerciais ou industriais e prédios públicos. As redes de distribuição são conectadas aos sistemas de transmissão, que por sua vez transmitem a energia gerada. As empresas de distribuição apresentam atividades nas áreas de operação do sistema, manutenção, administrativa e financeira, consequentemente sua função no mercado de energia elétrica é relevante, pois envolve variados custos de funcionamento para garantir a distribuição da energia gerada para qualquer tipo de consumidor.

Com base em [24], pode-se dizer que as empresas comercializadoras basicamente visam exclusivamente a compra e venda de energia elétrica. O comercializador pode comprar energia de empresa geradora ou de outra comercializadora que possua energia elétrica de sobra para vender. O grande impacto no mercado de energia elétrica é a transparência do mesmo, garantindo qualidade no fornecimento de energia a preços estáveis, um modo de concorrência que envolve o planejamento de dados de compra e venda, partes administrativas e financeiras.

#### 1.3 Mercado

Segundo [29], os mercados de energia elétrica possuem particularidades, que os obrigam a adotar um modelo complexo envolvendo a operação entre oferta e demanda. Um aspecto importante é que a energia elétrica não poder ser armazenada em grandes quantidades

1.3 Mercado 3

instantaneamente e a curva da oferta ter que acompanhar a curva da demanda, refletindo na dinâmica de operação de um mercado.

Ainda segundo [29], "O custo de produzir energia varia ao longo do dia pois a demanda é sazonal, e as unidades possuem diferentes custos marginais".

#### 1.3.1 Oferta vs Demanda

O mercado de energia é o lugar onde compradores e vendedores se encontram com o objetivo de definir transações, adotando tipos de contratos diferentes entre compradores e vendedores, com objetivo de determinar as condições sob as quais as transações irão acontecer. Apesar do sistema de transporte de energia elétrica operar mais rápido do que em qualquer outro mercado, a energia produzida por um produtor não pode fisicamente ser dirigida a um consumidor específico, efetuando um balanço instantâneo entre oferta e demanda associado a contratos e transações entre compradores e clientes. O custo de produzir energia varia ao longo do dia, pois a demanda é sazonal e as unidades possuem diferentes custos marginais.

A estrutura da oferta de energia pode influenciar no preço do produto, pois a mesma sofre alterações de acordo com a inserção de um ou mais produtores. Um exemplo é mostrado na figura 1 na qual dois produtores com curvas de ofertas Q1 e Q2 a um preço marginal igual a P. A junção das duas curvas resulta em uma curva com demanda Q1+Q2 ao mesmo preço P. Sendo assim, quando outro produtor ingressa no mercado, a curva de oferta se desloca para a direita fazendo com que o preço unitário sofra uma redução para uma dada quantidade de energia elétrica.

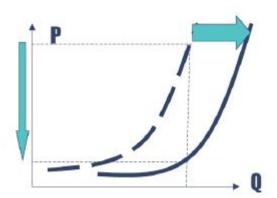


Figura 1 – Inserção de um Novo Produtor. [29]

Com o mercado operando em um ponto de equilíbrio, caso a demanda aumente em uma unidade como na figura 2, o preço sofre alteração, pois cada produtor aumentará a sua respectiva produção para atender o aumento da demanda e terá um novo preço de equilíbrio, maior que o anterior. Caso apenas um produtor tenha condições de aumentar sua produção, então ele fornece a unidade geradora a mais.

1.3 Mercado 4

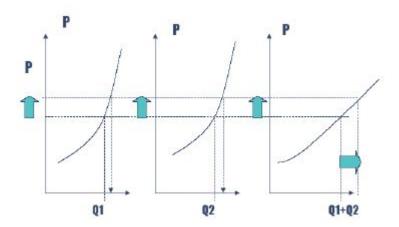


Figura 2 – Aumento da Demanda. [29]

#### 1.3.2 Spot vs Contratos

Segundo [29], os mercados podem variar de acordo com a demanda de energia. A mesma pode sofrer com variações sazonais (hora a hora, ou até mesmo semanais), não possui substitutos no curto prazo, possui uma baixa elasticidade e é rígida perante os preços. O resultado destas variações dividem dois tipos de mercados: de contratos e o spot.

O mercado de contratos se dá quando a variação da demanda é pequena, o mercado privilegia contratos bilaterais produtor-comprador. A oferta varia por déficit de energia ou alterações das curvas de custos. A previsão para atendimento a uma demanda baixa é boa qualidade. O risco depende da energia firme ofertada e da estabilidade climática e política do país. O mercado spot, onde a variação da demanda é sazonal e devido a contingências, a oferta sofre grandes variações dependendo da potência disponível e da qualidade dos sistemas de transmissão e distribuição (deve-se evitar sobrecarregamento das linhas, em resumo um cenário onde a demanda seja maior do que oferta). A figura 3, exemplifica os tipos de mercado.

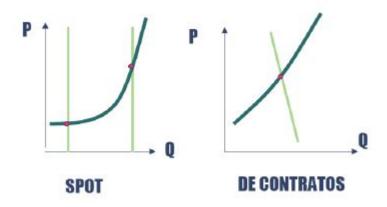


Figura 3 – Tipos de Mercados. [29]

1.3 Mercado 5

#### 1.3.3 Mercado Pool

Segundo [3], o mercado *Pool* tem um mecanismo que determina o equilíbrio de forma sistemática, criando um modelo de transição na implementação da competição na indústria elétrica. Neste modelo, os geradores submetem lances de montante de energia a um determinado preço para um determinado período de tempo, os consumidores submetem ofertas indicando quantidade e preço por meio de uma previsão de demanda, construindo-se assim curvas de oferta e demanda com ordem crescente por preço. Quando o mecanismo detecta a interseção das curvas de oferta e demanda, o mesmo detecta e estipula o preço de equilíbrio e a imposição do preço único de mercado como sendo o preço marginal do sistema. A Figura 4 a seguir mostra um exemplo simples da forma de funcionamento do mercado *Pool*.

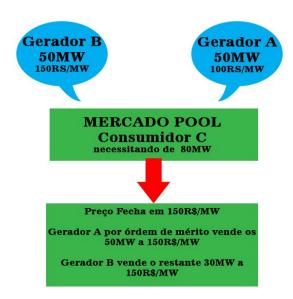


Figura 4 – Exemplo Mercado Pool. Fonte:Autor.

#### 1.3.4 Mercado de Contratos

Segundo [14], o objetivo deste mercado é atingir o equilíbrio através de repetidas interações entre oferta e demanda conforme o instante da entrega de energia se aproxima. Estas interações são feitas em forma de contratos, sendo estes divididos em contratos de longo prazo e negociados livremente, contratos de curto prazo adequados para ajustar as transações entre 2 a 24 horas antes do fechamento e contratos de curtíssimo prazo de 0 a 2 horas antes do fechamento , ajustando de forma rápida a diferença entre oferta e demanda, por exemplo ajuste feito através da internet. A eficiência econômica provém dos consumidores do mercado à procura de supridores com menor preço.

# 2 Mercado Inglês e no País de Gales

### 2.1 Reestruturação Setor Elétrico na Inglaterra e País de Gales

Segundo [7], o setor elétrico britânico desde a sua nacionalização em 1947, pertencia ao poder do Estado. Os serviços e investimentos oferecidos pelo Estado atuando na área de transmissão e geração do setor elétrico eram sempre realizados no intuito de proporcionar o menor custo possível. A empresa responsável por toda geração e transmissão no setor elétrico da Inglaterra e do País de Gales era a Central Electricity Generation Board (CEGB), enquanto as responsáveis pela distribuição e fornecimento de energia elétrica eram doze Area Boards (AB). Na Escócia eram duas empresas responsáveis pelas atividades de geração, transmissão e fornecimento de energia elétrica, a North of Scotland Hydro-Eletric Board (NSHEB) e a South of Scotland Electricity Board (SSEB).

O custo de todo o processo era tido por dois tipos de tarifas fixas, a primeira era responsável pela tarifação da capacidade de geração e transmissão enquanto a outra efetuava a tarifação dos custos variáveis (perdas e consumos variáveis de acordo com cada região). Ao efetuar análise de um contexto geral, sem olhar para o futuro, o sistema de preço funcionava de uma maneira relativamente boa, porém não havia incentivo algum para a redução das perdas e nem referente ao planejamento de futuros investimentos visando obter uma melhoria e crescimento no setor elétrico, o qual passava por um processo muito lento e custoso de melhoria da eficiência.

A reestruturação do mercado, então, se tornou uma alternativa atraente aos consumidores. De acordo com [16], o mercado do setor elétrico precisava de uma inserção de novas empresas para obtenção de uma competitividade maior, resultando em uma melhor qualidade do serviço. Entretanto, um dos principais fatores que atrasaram a reestruturação do setor elétrico foram os impasses políticos. A energia na Inglaterra e no País de Gales era provida principalmente por usinas termelétricas ( cerca de 75%), as quais usavam como principal fonte de combustível o carvão. Na época, em alta no mercado internacional e muito explorado nas jazidas mais profundas, fornecia cerca de 75% da sua produção às usinas termelétricas e com isso abrigava uma grande quantidade de empregos, gerando uma considerável influência política.

Segundo [7], em 1989 o processo de reestruturação foi iniciado com o Electricity Act (EA), que efetuou a criação do posto de Director General of Electricity Supply (DGES), responsável por supervisionar o Office of Electricity Regulation (OFFER), que era o órgão independente responsável por regular a rede de transmissão e de incrementar um sistema de controle de preços (*Price Cap*); o qual era submetido a um processo de revisão a cada quatro ou cinco anos. O dever do OFFER era garantir que a demanda por eletricidade

fosse atendida, promovendo uma maior competição na geração e no fornecimento, defendendo o uso a um preço justo pelos consumidores e promovendo uma maior eficiência. Caso algum descumprimento das regras fosse evidenciado, o DGES tinha amplos poderes para efetuar a punição e cumprimento da legislação, enquanto os outros participantes poderiam recorrer das decisões tomadas pelo DGES nos tribunais ou na Competition Comission (CC).

A princípio (1990 e 1991), a ideia era de dividir a geração entre duas empresas que seriam privatizadas: a *National Power* a *PowerGen*. Entretanto, com a nova concepção de organização de todo setor elétrico, foi necessário ampliar o âmbito de divisão.

Conforme [7], a CEGB, até então empresa responsável por toda transmissão e geração na Inglaterra e País de Gales, foi dividida em quatro companhias pelo EA em 31 de março de 1990. A divisão ocorreu da seguinte maneira: a National Grid Company (NGC) ficou responsável pela rede de transmissão de alta tensão, pela função de Operador Independente de Sistema (OIS) e 2 GW de geração pumped-storage, (durante horários de pouca demanda, era bombeado água para o topo das colinas para quando preciso, utilizar a mesma água em forma de energia hidrelétrica em horários de picos ou de resposta rápida para fechamento).

Conforme a figura 5, foi exemplificado e esquematizado o sistema de privatização da CEGB. Vale ressaltar que as usinas nucleares não estavam sendo viáveis em relação a custo/benefício e por fim criaram a *Nuclear Electric* que ficou nas mãos do governo.

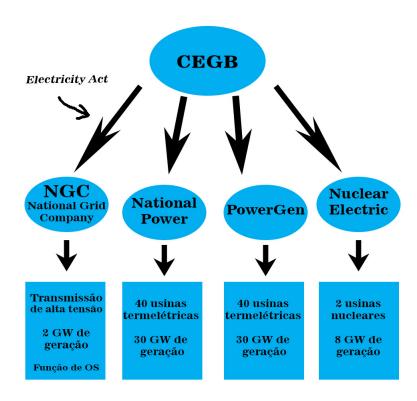


Figura 5 – Processo de Reestruturação Simplificado. Fonte: Autor.

Na Escócia, o setor elétrico foi apenas parcialmente reestruturado. As duas empresas recebiam o preço regulado pelo mercado inglês e permaneciam exercendo suas respectivas funções nas áreas de geração, transmissão, distribuição e fornecimento. Em adição, a NSHEB virou Scottish Hydro-Eletric (SHE) e a SSEB passou a ser Scottish Power (SP), sendo ambas empresas foram privatizadas por volta de 1991.

Em 1995, os 2 GW de pumped storage foram vendidos separadamentes para a *Mission Energy* e a geração nuclear foi novamente reestruturada, onde as cinco usinas com as estruturas mais modernas e comercialmente viáveis passaram a ser parte da *British Energy*, a qual foi privatizada um ano depois. Enquanto as outras sete usinas mais antigas, com pouco valor de mercado, ficaram em mãos da *British Nuclear Fuels LDT*, uma empresa que permaneceu estatal, responsável pelo reprocessamento de combustível nuclear.

A reestruturação feita pelo EA atingiu também os setores de distribuição e fornecimento, onde os consumidores gradativamente foram divididos de acordo com suas respectivas categorias de consumo e autorizados a escolher seus próprios fornecedores.

No início, cerca de 5000 consumidores possuíam demanda acima de 1MW e era possível a escolha do seu fornecedor, enquanto o restante dos compradores eram obrigados a comprar da Regional Electricity Companies (REC). Com o passar do tempo, esse limite foi sendo reduzido e foi aumentando o número de consumidores negociando com fornecedores. Em 1994, o limite foi reduzido para 100 KW e o número de consumidores chegou a mais de 45000. No final de 1998, o número de consumidores chegou ao restante dos 26 milhões. Isto fez com que as empresas tivessem que honrar seus acordos e preços, diferentemente do período anterior à reestruturação, onde as empresas podiam repassar aumentos da energia comprado no atacado. Isto resultou em uma competitividade maior das empresas geradoras e das empresas comercializadoras, aumentando a pressão competitiva sobre os geradores.

#### 2.2 O Modelo Pool

Segundo [17], a introdução de um único mercado atacadista de energia na geração obrigou todos os geradores a vender sua energia para o mesmo. Este mercado recebeu o nome de Pool e funcionava de maneira semelhante a um leilão, onde todos os participantes ofertavam lances e dados técnicos (tempo de resposta, carga mínima, horário e etc.). Estes lances só eram considerados caso feitos antes do horário de 10 da manhã, todos os dias, para o dia seguinte.

O OIS determinava a ordem de mérito das usinas, dos geradores mais baratos para os mais caros e o preço marginal do sistema chamado de System Marginal Price (SMP), equivalente ao preço da última usina na ordem de mérito a entrar em operação.

Com base em [3], a forma de pagamento dos geradores era simples, o gerador declarava uma respectiva capacidade disponível e recebia um pagamento pela capacidade

ofertada que, somada ao SMP formava o Pool Purchase Price (PPP), o preço recebido pelos geradores pela energia vendida.

$$PPP = SMP + Capacidade\ Ofertada \tag{2.1}$$

Já as empresas que compravam energia do *Pool* pagavam o preço formado pelo Pool Selling Price (PSP), este preço era calculado com base no PPP mais uma parcela que cobria custos de balanceamento do sistema e perdas no transporte. No início, este arranjo era bem semelhante a forma de funcionamento antiga, normalmente organizada pela CEGB, que utilizava a ordem de mérito para efetuar o despacho.

Os geradores recebiam para garantir a segurança da carga declarada como disponível. Este valor pago aos geradores foi calculado relacionando a probabilidade de uma falha no sistema, Loss of Load Probability (LOLP), multiplicada pela diferença entre o SMP (caso a usina tivesse sido despachada) ou o lance oferecido pela usina (se ela não tivesse sido despachada) e o valor da carga com déficit, chamado de Value of Lost Load (VOLL).

$$Capacidade\ Ofertada = LOLP * (VOLL - SMP)$$
 (2.2)

Entretanto, segundo [7], o valor definido em 2.2 era definido no dia anterior e isto tornou-se um problema. O gerador no dia anterior se declarava não-disponível, aumentando o valor da LOLP e no dia seguinte, o mesmo se declarava como disponível recebendo o pagamento pela sua capacidade ofertada baseada em um preço fictício relativamente alto multiplicado pela LOLP também com um preço maior do que seria. Não demorou muito até esta prática ter sido investigada e identificada pelo regulador, criando assim novas regras no intuito de evitar os problemas ocorridos. Então, a LOLP começou a ser computada baseada na capacidade declarada nos últimos oito dias, ao invés de apenas no dia anterior.

Segundo [21], no ano de 1994 a 1995, observou-se que os pagamentos por capacidade totalizaram cerca de 20% do total recebido por geradores, representando um valor superior ao dos anos anteriores e que possivelmente poderia ter sido utilizado para construção adicional de 3 GW no sistema elétrico (representaria 6% da capacidade total).

Em adição, tendo por base [3], o PPP era responsável por determinar o preço em estado bruto, porém, o preço pago efetivamente tanto para consumidores ou geradores variava de acordo com a acessibilidade e distância da rede de transmissão. Inicialmente o sistema utilizado era conhecido como Locational Marginal Price (LMP) e observou-se um problema importante, as perdas de transmissão não atingiam mais os geradores e isto mudava a ordem de mérito, fazendo com que as empresas escocesas comprassem energia delas próprias, limitando a energia vinda da Inglaterra, visto que a Inglaterra só poderia vender energia para a Escócia, caso a mesma vendesse a mesma margem de energia para

a Inglaterra. Isto fez com que as empresas da Escócia levassem vantagem em relação às da Inglaterra.

O Financial Settlement (FS), que era o ajuste financeiro que englobava a garantia de pagamento e criação de contas, foi definido pelo Pooling and Settlement Agreement (PSA), cuja função era da criação de um contrato multilateral assinado por todos os geradores, obrigando que todo o comércio de energia elétrica entre Inglaterra e País de Gales fosse realizado por meio do *Pool*, responsável por gerar os preços do mercado de balanceamento e de referência. Assim, grande parte das geradores assinavam contratos bilaterais para se proteger de possíveis variações sofridas pelos preços do *Pool*.

Entretanto, o intuito destes contratos era permitir o desenvolvimento a longo prazo de mercados futuros. Porém, isto não ocorreu, pois a grande vantagem destes tipos de contrato é proteger contra um mercado altamente competitivo, o que não era o caso do *Pool*, resultando em uma situação em que grande parte dos contratos limitava-se a períodos de no máximo um ano e não possuíam um formato padronizado. Mais a frente ver-se-á que os contratos funcionavam como um seguro do cliente e do gerador nas negociações.

Com base em [21], na tentativa de resolver este fracasso com os contratos bilaterais, foi criado um novo modelo take-or-pay, entre geradoras e a estatal British Coal (BC). Durante os primeiros três anos, era estabelecido preços acima do mercado internacional. Com isso, as geradoras começaram a assinar contrato de toda sua produção com as RECs e repassavam aos consumidores os custos derivados dos contratos de carvão. Posteriormente, ocorreu a privatização da CEGB, e com um novo modelo de reestruturação devido aos contratos realizados, obteve-se um aumento na eficiência e ganhos importantes, como aumento na produtividade dos trabalhadores. A relação custo/produção de energia abaixou e se obteve maior confiabilidade das empresas que efetuavam este tipo de contrato.

A Escócia, por ser um exportador de energia com uma conexão limitada e preços acima do custo real do transporte, perdeu um percentual na capacidade de competir com os agentes do *Pool.* Antes da privatização da CEGB, os preços da energia elétrica em Londres eram 10% maiores do que em Edimburgo, porém, em 2001, estes números se inverteram.

Com a privatização das empresas geradores, os dois maiores geradores determinavam o preço do *Pool* em cerca de 90% das vezes. Com os preços dos combustíveis caindo, o preço da energia teve uma redução significativa também. Porém, as duas maiores geradoras estavam exercendo poder de mercado e exagerando na redução no preço da energia elétrica. Isto evidenciava o exercício do poder de mercado pelas duas maiores geradores, dificultando a entrada de novos participantes no mercado. O DGES logo percebeu esta tentativa e impôs controles de preços no intuito de controlar a discrepância dos preços praticados e posteriormente fez com que as companhias vendessem cerca de 6 GW, além de ter participado ativamente no processo de entrada dos novos participantes.

De acordo com [7], as RECs tiveram permissão para assinar contratos de longo prazo(

10 a 15 anos) e isto fez com que se eliminasse de vez o exercício do poder de mercado. Estes contratos eram feitos para a compra de gás, se protegendo contra as variações no preço do *Pool*. Em um prazo de poucos meses, os efeitos se tornaram perceptíveis. Foram assinados contratos de 5 GW de geração envolvendo turbinas a gás de ciclo combinado Combined Cycle Gas Turbines (CCGT) e as grandes geradores construíram outros 5 GW de CCGT, o que resultou em um acréscimo de 10 GW incrementados na matriz energética, cerca de 15% da capacidade da geração existente. O governo estava propondo novos investimentos em moradias de trabalhadores, no intuito de substituir o carvão mineral pelo o gás natural, pois a empresa privada de carvão exercia forte poder político no país. A figura 6, mostra a evolução no período de 1990 a 2002 da geração de energia na Inglaterra e no País de Gales, onde claramente é possível perceber a penetração do gás natural em substituição ao carvão.

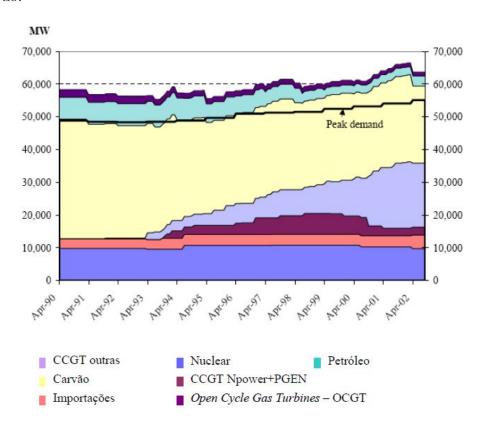


Figura 6 – Matriz de Geração da Inglaterra e País de Gales. [21]

Contudo, o OFFER divulgou em 1998 o *Pool Review*, um relatório que concluiu que as empresas estavam exercendo o poder de mercado devido à forma como os preços estavam sendo formados no *Pool*, que utilizava o mesmo programa da CEGB para efetuar o despacho da energia elétrica, e como grande parte das empresas possuíam este programa em mãos, elas podiam fazer simulações com seus próprios lances no intuito de maximizar o seus lucros. Outra crítica foi baseada no sistema de acordos bilaterais, que eram assinados por todos para manter o funcionamento do *Pool*, os quais bloqueavam específicas alterações na tentativa de diminuir o poder de mercado de alguns participantes. Por fim,

o OFFER indicou algumas mudanças e recomendações, as quais foram aceitas e em março de 2001, o *Pool* foi extinto, dando origem ao The New Electricity Trading Arrangements (NETA), o qual foi desenvolvido durante cinco anos.

### 2.3 Introdução ao NETA

O NETA "The New Electricity Trading Arrangements", ao pé da letra traduzido seria "Os Novos Arranjos de Negociação de Electricidade", após sua implantação ao setor elétrico, a energia elétrica passou a ser comercializada em quatro tipos de mercado, que operavam cada um em uma escala de tempo diferente. São eles:

- Curto prazo: uma hora antes da compra ocorrer, o preço *spot* é gerado a cada meia hora, permitindo o ajuste de acordo com a necessidade do consumidor.
- Médio prazo: contratos bilaterais pré-definidos.
- Longo prazo: também feito por contratos bilaterais, mudando apenas a extensão da data.
- Mercados de futuros: realizavam contratos padronizados para um intervalo de anos relativamente grande.

Segundo [16], no NETA, os geradores são responsáveis por seus respectivos despachos e o OIS fica sendo responsável por garantir o equilíbrio oferta-demanda. No fechamento final do mercado, todas as partes envolvidas têm que comunicar ao OIS as suas situações físicas Final Physical Notifications (FPN), relatando a quantidade de produção e demanda oferecidas. Caso houvesse alguma diferença entre os FPNs, um mecanismo deveria efetuar o balanceamento como um leilão discriminatório, o Balancing Mechanism (BM), que gerava preços necessários pra resolver as diferenças de FPNs. Estes preços eram divididos em duas parcelas:

- System Buy Price (SBP): representa a média de todas as ofertas de compras.
- System Sell Price (SSP): representa a média de todos preços para as vendas.

Em adição, conforme a figura 7, caso houvesse alguma situação em que uma empresa havia produzido mais do que o valor contratado ou um consumidor tivesse consumido menos do que o contratado, eles recebiam pelo SSP a diferença. Se ocorresse um dos dois casos porém em situação contrária, teriam que pagar pelo SBP. Entretanto, no início estes preços eram muito voláteis e em cerca de 75% do tempo o SBP era maior que o SSP. Isto acabou gerando um desiquilíbrio nos preços e para amenizar o problema foi adotado o preço spot.

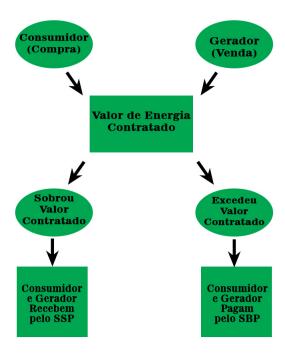


Figura 7 – Remuneração por SBP e SSP. Fonte:Autor.

Com isto, um dos quesitos utilizados para a mudança do *Pool* para o NETA foi que apenas 2% da energia seria calculado por um sistema fechado, enquanto o restante seria por meio de contratos diretos entre compradores e consumidores, o que acarretava em uma maior participação dos consumidores nesse processo, diminuindo o poder de mercado que era exercido pelos geradores.

A grande questão é que segundo [21], isto já acontecia durante o *Pool*, onde cerca de 90% da energia já era comercializada por contratos, acarretando a diminuição do poder de mercado e aumentando a influência dos consumidores no mercado. Coincidência ou não, os preços efetivos da eletricidade caíram e o NETA levou todos os créditos por tal fato. Porém alguns estudos ([21], [5], [16], [3]), afirmam que a redução dos preços foi um reflexo das últimas mudanças sofridas pelo *Pool*.

## 3 Mercado Nórdico

O mercado nórdico, assim como o britânico, teve que passar pelo processo de reestruturação no setor elétrico. Considerado o maior mercado de energia elétrica do mundo e o primeiro mercado multinacional de eletricidade, o *Nord Pool - NP* engloba vários países. São eles: Noruega, Suécia, Dinamarca, Finlândia e Estônia.

Segundo [18], O NP teve origem na criação do mercado nacional da Noruega em 1991. Mais tarde em 1996, se tornou um mercado internacional com a inserção da Suécia. Posteriormente a Finlândia e Dinamarca entraram em 1998 e 2000 respectivamente.

Com base em [3], o sucesso do mercado nórdico foi proveniente de uma combinação entre uma boa conduta política do país, uma transparência entre as empresas geradoras e a inserção de competição no mercado de energia elétrica.

### 3.1 Reestruturação no Setor Elétrico dos Países Nórdicos

O processo de reestruturação no setor elétrico nos países nórdicos seguiram inicialmente praticamente os mesmos caminhos que o setor elétrico britânico tinha introduzido em 1989; a saber:

- Descentralização do poder de mercado de uma única empresa;
- Criação de empresas independentes para operação da rede;
- Liberalização dos setores de geração e comercialização.

A reforma nos países nórdicos foram um sucesso graças à constituição de um mercado internacional de energia. O qual aumentou o número de concorrentes, diminuindo o poder de mercado exercido pelas grandes empresas de geração dominantes no mercado interno e aumentou a segurança do abastecimento. Segundo [18], "O Nord Pool é frequentemente apontado como o mercado de eletricidade onde as geradoras encontram menor espaço para exercerem poder de mercado". Afinal, é um mercado conjunto por várias usinas geradoras de variados tipos de geração, dificultando qualquer tipo de monopólio devido a grande competição para venda de energia elétrica.

Outro fator favorável, foi balancear o equilíbrio entre os tipos de geração diferentes dos países que constituem o NP. Cada país possui um diferente tipo de geração predominante; porém, em conjunto, todos os países efetuam o transporte de energia de acordo com os períodos de hidrologia e esta troca tem sido equilibrada em geral. A figura 8 mostra a geração proveniente de cada país.

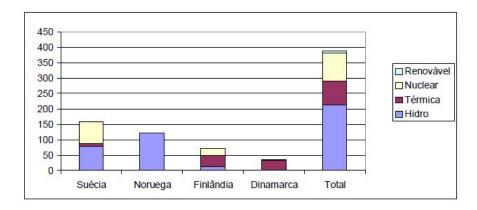


Figura 8 – Estrutura de Geração de Eletricidade. [22]

Conforme a figura 8, a Suécia e a Noruega têm maior parte da energia vindo dos recursos hídricos, enquanto a Finlândia e a Dinamarca possuem uma geração predominantemente de termelétricas ou nucleares. Em adição, em períodos de hidrologia favorável, o norte transfere energia para o sul; caso contrário, o sul acaba transferindo energia para o norte. Entretanto, o preço no mercado spot sofre um considerável aumento devido à diferença de custos entre a geração hidrelétrica e termelétrica.

#### 3.1.1 Reestruturação na Noruega

Com base em [23], a Noruega iniciou o processo de reestruturação em 1991, quase que simultaneamente com a Inglaterra, a qual sofria dos mesmos problemas, onde a estatal proprietária das linhas de transmissão e de parte da geração, a Statkraft, exercia todo poder de mercado sobre o setor de energia elétrica. Com o objetivo de criar um mercado competitivo, tanto para empresas geradoras como para consumidores, o Estado Norueguês desverticalizou a Statkraft. Criando uma nova empresa, a Statnett passou a ser responsável por atuar no setor de transporte de energia elétrica (OIS).

Em 1992, a Statnett como operadora independente do sistema, era responsável por fiscalizar se a geração supria a demanda incluindo a qualidade do serviço. Em adição, ela criou o livre acesso, aplicando tarifas. Desde 1991, quaisquer consumidores podiam escolher seu fornecedor via contratos bilaterais. Caso algum consumidor mudasse de fornecedor, era cobrada uma taxa elevada para evitar que prejudicassem os pequenos consumidores, que permaneciam mantidos no mercado cativo.

Segundo [20], em 1995, um limite de NOK 200 foi imposto para essa taxa e a necessidade de aviso prévio três meses antes do cancelamento do serviço de fornecimento. No entanto, em 1997, esta taxa foi proibida, intensificando a competição via mercado de curto prazo, onde as empresas fornecedoras com energia remanescentes poderiam revender a energia.

Na Noruega, cerca de 200 empresas de geração ocupam espaço no mercado de energia

norueguês. Segundo [18], a maioria destas empresas são predominantemente do poder público; cerca de 82% das empresas geradoras. Conforme a figura 9, nota-se que a Stat-kraft possui 31% da participação de mercado na geração, porém metade desta energia é negociada por meio de contratos de longo prazo com consumidores de alta demandas e o restante por concessionárias municipais e regionais e produtores industriais, limitando assim o poder de mercado da Statkraft, evitando quaisquer tipos de estratégia de controle de preços ou dificuldade de inserção de novas empresas no mercado.

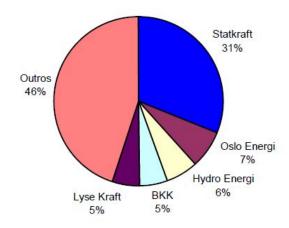


Figura 9 – Participação de Mercado na Geração - Noruega [18]

Com base em [9], a Noruega tem grande influência na definição dos preços no NP, devido à sua geração predominante em usinas hidrelétricas, que acabam sendo bem flexíveis de acordo com o período hidrológico do país. Outro fator importante é que a energia proveniente de usinas hidrelétricas possui um custo bem abaixo das outras usinas de geração, sendo assim os preços de mercado quando a hidrologia é favorável se tornam mais baixos. Em adição, em função de um baixo preço de energia, a Noruega é o pais com consumo mais intensivo de energia elétrica no mundo, tendo grande parte das suas industrias movidas apenas pela energia elétrica; proporcionando uma vantagem competitiva ao país, visto que o preço da energia é relativamente baixo.

#### 3.1.2 Reestruturação da Suécia

Segundo [21], em 1992 foi a vez da Suécia iniciar o processo de reestruturação do seu setor elétrico, com problemas praticamente semelhantes a Noruega. A solução também foi descentralizar o poder único da Vattenfall, no intuito de diminuir o poder de mercado da da mesma, até então principal empresa responsável por toda geração e transmissão. Em adição, a Vattenfall foi desverticalizada em uma empresa responsável pela transmissão, a Svenska Kraftnat, que ficou responsável pela operação da rede e posteriormente em 1996 encarregada da administração da interconexão com os países pertencentes ao NP após a

liberalização do mercado comum, enquanto a Vattenfall permaneceu com toda geração de energia elétrica da Suécia.

A figura 10 mostra a participação de mercado na geração da Suécia. Diferentemente da Noruega, tem-se um domínio forte no mercado por cinco empresas, apesar do mercado sueco ser composto por mais de 200 empresas. Destaca-se a estatal responsável pela geração Vattenfall com mais de 50% de participação no mercado sueco. Por outro lado, existe uma diversificação na estrutura de propriedade, sendo 50% das empresas estatais, 20% municipais, 20% privadas e 10% de investidores institucionais.

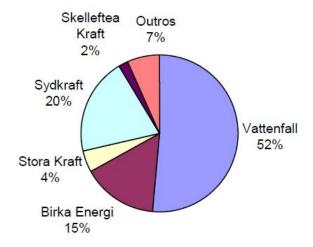


Figura 10 – Participação de Mercado na Geração - Suécia [18]

Como dito na seção 3.1.1, houve a inserção de taxas para evitar fuga nos contratos bilaterais. Na teoria, todos os consumidores podiam escolher seus fornecedores, mas o planejamento precisava ser feito cautelosamente, pois o custo da mudança de fornecedor desestimulava. Mais tarde, em 1999, o período de notificação para mudar de fornecedor e o valor das taxas foram diminuídos para os pequenos consumidores (200 amperes), de modo semelhante ao caso Norueguês.

Um fator diferencial da Suécia, conforme a figura 8, em que seu sistema de geração era 50% de fonte nuclear. Em períodos hidrológicos desfavoráveis e com grande dos investimentos nas usinas nucleares quitados, o preço de energia nunca sofreu aumentos significativos, mantendo o NP um mercado estável e confiável.

#### 3.1.3 Reestruturação da Finlândia

Com base em [19], o processo de reestruturação da Finlândia sofria forte influência do sucesso do setor elétrico norueguês. Em adição, o setor elétrico finlandês não era dominado por apenas uma empresa, como no caso de Noruega e Suécia, tornando mais simples o processo de reestruturação como um todo. Afinal, a descentralização do poder de empresas estatais demoravam tempo e muito desgaste político no país.

Em 1995, foi criado a Lei do Mercado Elétrico na Finlândia. O mercado havia sido liberalizado, ou seja, os grandes consumidores tiveram livre acesso à rede de transmissão, podendo efetuar comercialização de energia por conta própria.

Segundo [18], este processo de liberalização, "eliminou barreiras institucionais para a construção de novas plantas, para o comércio com outros países e para a comercialização de energia. Institui a desverticalização contábil das empresas e criou a Autoridade do Mercado Elétrico (EMA), que atua como uma agência de regulação".

A EMA não tem autonomia para nenhuma definição de preço ou tarifa, seu dever é apenas de regulação; ou seja, sob denúncia de monopólio, a EMA tem o poder de interferir sob meio investigativo e punir a empresa acusada. O processo de investigação é baseado na regulação por comparação. Outra agência de regulação é o Office of Free Competition (OFC), cuja finalidade é promover a competição por meio da Lei de Restrições Competitivas, que proíbe fusões nas atividades de monopólio (distribuição e transmissão) associadas a um controle maior que 25% do mercado nacional.

De acordo com [18], em 1997, todos os consumidores já poderiam escolher seus respectivos fornecedores. O país tinha uma área de preços independente no NP. A empresa proprietária desta rede foi a Fingrid, comandada pelo Estado e investidores institucionais. Caso qualquer decisão precisasse ser tomada, seriam necessários 75% dos votos.

Conforme a figura 11, a maior empresa detentora de cerca de 30% do parque de geração finlandês era a Fortum. Surgiu da fusão de duas empresas estatais Imatran Voima Oy (IVO) e Neste.

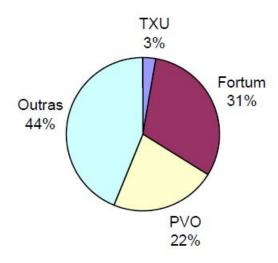


Figura 11 – Participação no Mercado na Geração - Finlândia [18]

O parque de geração finlandês, dentre os países nórdicos, é o mais diversificado conforme mostra a figura 8, com uma boa percentagem de usinas hidroelétricas, nucleares e a maior parte de térmicas. Em 1998, a Finlândia se junta a Suécia e Noruega no maior mercado de energia elétrica do mundo, o NP.

#### 3.1.4 Reestruturação da Dinamarca

Baseado em [18], o setor elétrico da Dinamarca era dividido em dois, Oeste e Leste, respectivamente coordenados pelas empresas Elsam e Elkraft. Ambas eram responsáveis por todo despacho, operação de rede de transmissão, planejamento do sistema e das interconexões internacionais.

Assim como na reestruturação de Noruega e Suécia, ambas empresas foram desverticalizadas, tendo necessidade da criação de novas entidades legais separadas, para redividir todas as responsabilidades existentes no setor elétrico do país.

Segundo [14], além da desverticalização, foi criado um regulador independente para monitorar as operações em todo o sistema elétrico, o Conselho Supervisor de Energia Energitilsynet. Também efetua a fiscalização de disputas, podendo sujeitar uma empresa à regulação de proteção à competição.

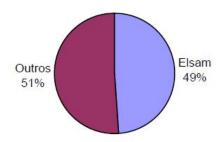


Figura 12 – Participação de Mercado na Geração - Dinamarca Oeste [18]

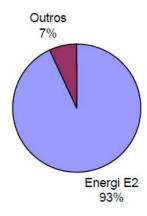


Figura 13 – Participação de Mercado na Geração - Dinamarca Leste [18]

Como dito anteriormente, o sistema energético na Dinamarca era subdividido em duas partes, cada uma contou com um junção das maiores empresas geradoras atuando em cada sistema, formando-se assim duas grandes empresas com participações consideráveis de mercado na geração, a Elsam no Oeste conforme pode ser visto na figura 12 e a Energy E2 no Leste conforme a figura 13. Em adição, em 1998 a Dinamarca começa o processo

de liberalização do processo de comercialização de energia elétrica, primeiro passo para a participação no NP.

Por fim, de acordo com [19], em 1999, o Oeste da Dinamarca começa sua participação no mercado nórdico, e um ano depois, em 2000, o Leste da Dinamarca também começou a ter participação no NP.

Como visto na figura 8, a geração predominante na Dinamarca, tanto Oeste quanto Leste, é de maioria absoluta obtida por usinas térmicas, ou seja, em períodos hídricos desfavoráveis, a Dinamarca exporta energia para o mercado nórdico. Caso contrário, ela importa energia do mercado nórdico. Essa matriz energética baseada em usinas térmicas serve como pilar para sustentar o equilíbrio energético entre os países nórdicos em períodos desfavoráveis de hidrologia ou grandes picos e demandas de energia.

#### 3.2 Estrutura e Características do Mercado Nórdico

A estrutura do NP é composta pelas empresas geradoras, os consumidores e as formas de efetivação de contratos bilaterais. Conforme a figura 14, é possível ter uma visualização melhor da estrutura em geral. Segundo [18], "O NP contém cinco mercados distintos: três mercados físicos (Elspot, Elbas e o mercado de balanço) e dois mercados financeiros (Eltermin e Eloption)".

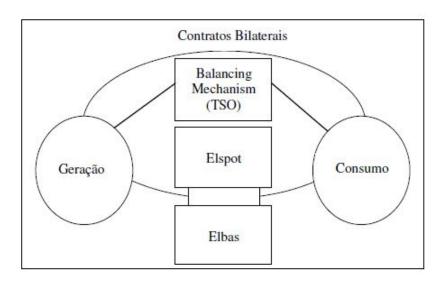


Figura 14 – Estrutura Comercial do Nord Pool. [4]

A geração faz uma representação de todas as empresas geradoras e o consumo se refere aos consumidores em gerais (pequeno, médio ou grande porte). Os contratos bilaterais, Elspot e Elbas são os possíveis tipos de negociações entre consumidor e gerador, e por fim o mecanismo de fechamento gerenciado por um operador de sistema de transmissão.

Entretanto, existe uma certa complexidade em torno de cada um destes tipos de negociações. Os contratos bilaterais são realizados a longo prazo, com um planejamento

sobre projeções de preço de ambos os lados, com um ponto seguro a possíveis futuras variações no preço, para que nenhum lado saia em vantagem ou desvantagem além do contratado.

Os contratos a curto prazo são subdivididos em dois, o Elspot (efetuado as negociações um dia antes do fechamento, que representa o real dia com que será realizado o consumo da energia) e o Elbas (que fecha uma hora antes do consumo previsto).

O TSO, que serve como mecanismo de balanceamento, entre operação real de geração e demanda, praticamente possui uma função semelhante a do OIS no caso britânico. Caso exista um déficit ou sobra de demanda, o Transmission System Operator (TSO) manterá o equilíbrio no sistema, baseando-se em algumas prioridades pré definidas pelo NP.

#### 3.2.1 Mercado Elspot

Com base na citação de [19]," o Mercado Spot (Elspot) é um mercado contratual onde são comercializados contratos diários para entrega durante o próximo período de 24 horas, com obrigações totais de pagamento. A determinação financeira pode ser feita, então, imediatamente depois que o contrato foi concluído, apesar da medida de partida (Power Take-Off - PTO) ou entrega".

Após contabilizados todos os contratos no Mercado Elspot, é calculado o preço de comercialização, que por sua vez será fixo de acordo com o preço de equilíbrio entre oferta e demanda. Em suma, conforme a figura 15 mostra, constrói-se uma curva de oferta e outra curva para a demanda de energia elétrica. O ponto de equilíbrio entre as duas curvas torna-se o preço de comercialização.

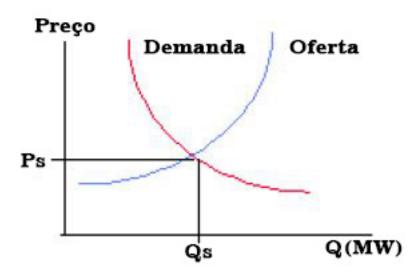


Figura 15 – Ponto de Equilíbrio entre Oferta e Demanda. [19]

Entretanto, pode existir um cenário no qual existe restrição de transmissão, ou seja, os mercados são independentes e o fluxo de potência entre duas áreas pode entrar em desequilíbrio, acarretando em um mercado com excedente e outro mercado com déficit.

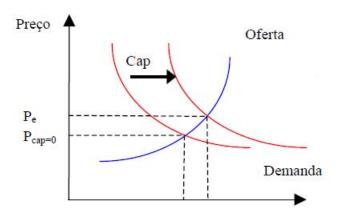


Figura 16 – Mercado com Défict de Geração. [18]

Conforme a figura , quando há défict de energia (geração), a estratégia utilizada é deslocar a curva da demanda para a direita, fazendo com que o preço aumente e contenha os consumidores de consumir energia.

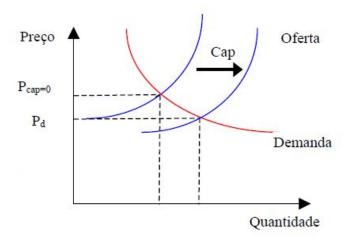


Figura 17 – Mercado com Exedente de Geração. [18]

Já quando há sobra de energia no sistema visto na figura 17, desloca-se então a curva da oferta para a direita, fazendo com que o preço diminua e tenha reflexo em um aumento do consumo de energia.

Em adição, em teoria a área de deslocamento da curva da demanda no mercado excedente seria a mesma em comparação a área de deslocamento da curva da oferta no mercado em déficit, demonstrando um mercado perfeitamente em equilíbrio, porém é raro o sistema atingir o equilíbrio de tal forma, os ajustes restantes são feitos pelo Elbas e TSO.

#### 3.2.2 Mercado Elbas

De acordo com [19], o Mercado Elbas entrou em vigor dia 1 de março de 1999 e baseia em uma comercialização de energia hora-hora, com um mecanismo parecido com o Mercado Elspot, no qual era possível negociar energia em horas individuais até uma hora antes da entrega. A metodologia e modo do funcionamento deste mercado funciona da seguinte maneira, segundo [3], "Às 14 horas do dia anterior, iniciam-se as publicações de ofertas e demandas para o dia seguinte. Tais publicações somente se encerram 1 hora antes da operação em tempo real. Os contratos são fechados sequencialmente e contabilizados pelo NP, permanecendo ofertas e demandas que não encontram contraparte e estando sujeito à entrada e saída de novas ofertas e demandas durante todo o tempo".

#### 3.2.3 Operador do Sistema de Transmissão - TSO

Mesmo após o fechamento de todas as transações comerciais envolvendo geração e consumo de energia elétrica, ainda ocorrerá um desiquilíbrio. De acordo com a figura 18, que reflete falta ou excesso de geração. Por isso a existência de um mecanismo de fechamento, que se baseia em algumas regras pré definidas pela regulação, para efetuar o despacho ideal evitando um déficit ou sobra de energia.

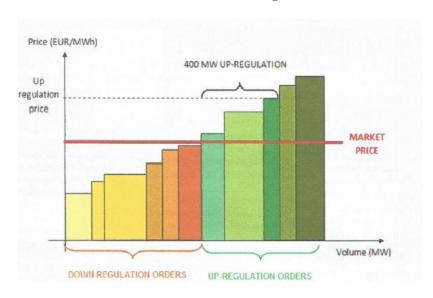


Figura 18 – Mecanismo de Fechamento.[4]

Apesar de parecer simples, o TSO engloba um meio bem complexo e aparente de regras para definição correta tanto do despacho, quanto de preços de compra e venda. Por exemplo, caso o TSO necessite aumentar a geração para atender a demanda, o mesmo despacha as unidades com preço superior a média da figura 18, denominada de *up-regulation* até o limite da geração necessária para despacho. Somente depois de atingir a estabilidade somada a uma porção da margem adicional com menor preço (devido ao despacho das unidades com maiores preços) o TSO garante que o sistema está em completo equilíbrio.

Em contra-medida, caso precise efetuar o desligamento de unidades geradores (caso a demanda seja menor que a geração), o TSO retira as unidades geradores que possuem os preços acima da média da figura 18, denominadas up-regulation, até que o sistema volte a entrar em equilíbrio.

# 4 Mercado Brasileiro

O setor elétrico brasileiro possui cerca de 80% da sua geração de energia por meio de usinas hidrelétricas conforme pode ser visto na figura 19, ou seja, grande parte da energia produzida no Brasil é dependente das bacias hidrográficas e isto acarreta um grau de incerteza da quantidade de energia gerada, fazendo com que o sistema elétrico brasileiro se torne um sistema complexo e peculiar. Esta complexidade é refletida desde as formas de despacho até a formulação dos preços e alteração das estratégias de mercado.

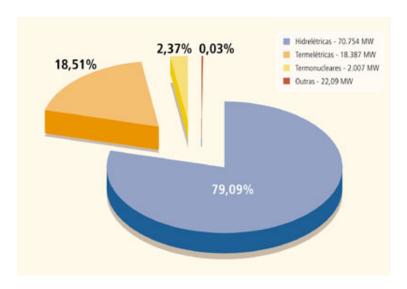


Figura 19 – Geração de Energia Elétrica no Brasil. [2]

## 4.1 Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

Segundo [1], como no caso dos países Nórdicos, Inglaterra e País de Gales, o setor elétrico brasileiro pertencia ao governo. Entretanto, em meados dos anos 80 os capitais nacionais e internacionais se tornaram escassos, acarretando uma pausa no investimento em infra-estrutura no país. O setor elétrico acabou sendo um dos mais afetados, perdendo quase que toda renda destinada aos investimentos em sua área.

As projeções sobre o uso e o consumo de eletricidade eram de fato consideradas significativas; sendo assim, o governo decidiu adotar uma medida de reestruturação no setor elétrico brasileiro. De início, em 1985, o governo criou o Programa Nacional de Conservação de Energia (PROCEL), na tentativa de racionalizar gastos e consumos exacerbados e frear a crise, porém não surtiu efeito e o setor elétrico continuou a se deteriorar enquanto o país seguia aumentando a demanda por energia.

Tomando por base [6], em 1992 o governo Collor cria o Plano Nacional de Desestatização (PND), com o intuito de privatizar as empresas que fazem parte do setor elétrico, onde a geração e transmissão estavam sob controle do governo federal e as empresas de distribuição sob o controle dos governos estaduais.

Em 1995, o governo Fernando Henrique Cardoso (FHC), agilizou o processo da privatização das empresas responsáveis por todo setor o elétrico, dando origem a fusões e criação de várias empresas de pequeno e médio porte. Consequentemente, o governo decidiu criar a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) com o intuito de fiscalizar e orientar todo o processo de privatização das empresas públicas, desde os processos de licitações e novas concessões até o acompanhamento dos serviços oferecidos pelas empresas recém privatizadas. Com o crescimento da ANEEL, foi criado um modelo de regulação do mercado de energia elétrica a fim de redefinir um ponto ótimo onde o sistema possa ter previsões futuras, um preço médio justo para os consumidores e uma manutenção preventiva do sistema adequada.

Em 1997, com base em [3], o Brasil adotou um modelo para o mercado de energia elétrica que foi considerado condenado na Inglaterra em 1995, conforme 2.3, foi visto que a Inglaterra fez a transição do modelo antigo para o NETA. Entretanto, o crescimento do mercado de energia brasileiro entre 1990-2000 teve um aumento de 51% [15]. Em adição, além do modelo condenado adotado (Pool; no momento em que o mesmo já estava sendo substituído pelo NETA na Inglaterra), houve também uma falta de planejamento para a atração de novas gerações que acompanhassem o crescimento esperado. Em suma, o Brasil passaria por momentos difíceis no futuro.

#### 4.2 A Crise de Racionamento de 2001

De acordo com [27], os reservatórios estavam com o nível em torno de 32% da capacidade total de armazenamento e com um risco de déficit maior que 15% em abril de 2001. Isto representava um perigo enorme, pois o nível aceitável girava em torno de 5%. O Brasil enfrentava problemas hidrológicos, refletidos nos reservatórios, que somados a má administração política e um fraco modelo adotado tornava a crise inevitável. A crise estava mais perto do que nunca.

Era nítido que era necessário adotar medidas de imediato para evitar uma crise de abastecimento, porém a falta de iniciativa da expansão do sistema de geração, combinada com o excesso de demanda no setor de distribuição agravaram o problema hídrico. A demanda era maior que a oferta e desde 1999 poderia se prever que o sistema energético brasileiro enfrentaria um forte impacto. Em contraproposta, foi criado a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE) na tentativa de criar alternativas e políticas para conter a crise e em 01 de junho de 2001, o governo decretou racionamento de energia elétrica em todo país.

Várias estratégias foram utilizadas no intuito de amenizar a crise. No que se refere ao racionamento, o governo fez cortes programados, estabeleceu bônus de R\$ 1,00 para cada

R\$ 1,00 economizado para os consumidores que economizassem energia abaixo da meta e R\$ 2,00 para cada R\$ 1,00 para os consumidores residenciais de baixa renda, criou um aumento tarifário e as cotas de consumo da tabela 1. As cotas de consumo foram criadas tendo por base a média do consumo de cada consumidor entre os meses de maio e julho de 2000.

Tabela 1 – Tabela de Cotas, [27]

Classe de Consumidores
Grupo A - Alta Tensão
Demais Consumidores
Baixa Renda - Abaixo de 100KWh/mês

Cotas Fixadas
75% a 85%
90%
Isento (100%)

Com base em [27], uma comissão foi criada para discutir os principais erros que fizeram o Brasil entrar em uma grave crise energética. Verificou que os órgãos responsáveis em manutenção e fluxo de informações do setor elétrico agiam de forma inadequada. A falta de iteração entre tais órgãos levou com que cada um se preocupasse apenas com suas respectivas lógicas internas. Sendo assim, uma crítica foi feita pela comissão, a saber:

- Um órgão encarregado de pensar o setor elétrico como um único sistema;
- Visão futura de funcionamento;
- Administração de carga;
- Viabilidade e segurança de fornecimento.

Concluiu-se que diante de todos os fatores apresentados, somados à legislação vaga e conflitante, onde cada agente trabalhava de forma "correta" prejudicou o setor elétrico como um todo. A crise seria devastadora e inevitável.

Segundo [25], a consequência das medidas adotadas só chegaram ao fim no primeiro bimestre de 2002. Foi o pior racionamento de energia elétrica da história do Brasil e um dos maiores do mundo criando déficit na economia do país. O PIB brasileiro sofreu uma perda estimada em mais de 25 bilhões de dólares, várias empresas tiveram um prejuízo considerável e algumas chegaram até a suspender as atividades. Contudo, diversas alternativas a curto prazo e médio prazos foram pensadas. As empresas mais eficientes e conscientes conseguiram progressos para se tornarem auto suficientes na geração de energia elétrica.

O Ministério de Minas e Energia (MME) procurou estimular novas propostas, tais como a ampliação da capacidade de geração e distribuição de energia elétrica e uma nova regulação tarifária, juntamente à uma projeção do mercado de energia elétrica mais realista e aderente ao equilíbrio oferta-demanda.

#### 4.3 A Nova Reforma do Setor Elétrico

Com a insegurança vigente entre os participantes do setor e algumas tentativas falhas do MME de controlar e investigar a mesma, o Brasil foi forçado a iniciar um processo de ampla reformulação desse setor. O MME havia tentado solucionar problemas, porém com pouco resultado. Sendo assim, a nova proposta era criar um modelo com base nas seguintes considerações:

- Incentivar as empresas privadas para aumento da capacidade de geração e melhoria na manutenção das usinas geradoras já existentes;
- Processos de licitações para garantir o fornecimento de energia elétrica juntamente com tarifas adequadas.

Sabe-se que o modelo anterior não foi efetivo em três itens que são fundamentais na prestação de qualquer serviço público:

- Confiabilidade de suprimento;
- Modicidade tarifária;
- Universalização dos serviços de energia elétrica.

Com base em [27], pode-se afirmar que o modelo anterior não foi efetivo, afinal acarretou na maior crise de energia elétrica no país. As distribuidoras contratavam diretamente as usinas geradoras, sem fiscalização ou diretrizes setoriais de acordo com um planejamento a longo prazo. Outro ponto importante, além da falta de planejamento, foi a falta de competição no mercado. O repasse do preço livre de compra para o consumidor final feito pelas distribuidoras era feito com base no Valor Normativo (VN), porém o VN tinha por base critérios estabelecidos pela ANEEL que não limitavam os repasses de custo na compra da energia.

Tendo por base tais precariedades, a criação de um novo modelo visava garantir o alcance dos três objetivos básicos de qualquer serviço público (acima citados). O novo modelo teve os seguintes pilares:

- Criação de dois ambientes de contratação junto a uma modificação no modo de contratação de energia por parte das distribuidoras;
- Retomada do planejamento no setor;
- Criação de programas efetivos de universalização dos serviços de energia elétrica;
- Reorganização Institucional.

#### 4.3.1 O Novo Modelo

Segundo [27], em 6 de fevereiro de 2003, o Novo Modelo foi declarado como objetivo formal pelo MME. Um mês antes, a então ministra do MME, Dilma Rousseff, definiu em seu discurso a necessidade de reformulação da política de energia do país. O Novo Modelo foi inicialmente discutido por técnicos do setor elétrico, que iniciaram um debate para o modelo de comercialização de energia elétrica. Tal modelo possuía duas ideologias:

- Modelo de Comprador Único: A Eletrobras faria contratos de longo prazo com as usinas geradoras e efetuaria a venda para as distribuidoras, com base no preço médio de compra. Em adição, a mesma também teria controle sobre o planejamento e a operação do sistema, extinguindo o ambiente de livre contratação de energia. Em resumo, a distribuidora não poderia comprar diretamente de qualquer usina geradora sem uma fiscalização que garantisse o incentivo à competição e um planejamento ao longo prazo.
- Modelo de Contratação Multilateral: Neste caso seria criado um pool, onde todas as empresas, por meio de licitações, iriam efetuar a compra e venda de energia por meio de contratos bilaterais fiscalizados pela Eletrobras.

Em 2003, [27] recomendou a então presidente do MME que a proposta mais adequada, seria o modelo de contratação multilateral. É realmente, o modelo mais confiável, com maior eficiência e um menor risco de falha de obtenção de competição, modicidade tarifária e confiabilidade dos serviços. Porém foi colocado em pauta tamanha responsabilidade atribuída à Eletrobras e isto pesou na decisão. Como responsável único pela operação do Pool, teria que arcar com todas as transações e pagamentos efetuados. Isto geraria um enorme risco de operação, visto que caso algo acontecesse com a Eletrobras, o sistema poderia sofrer um grande colapso.

Contudo, algum tempo depois, foi criado um novo Grupo de Trabalho, que estruturou conceitualmente o Modelo de Contratação Multilateral, porém com algumas alterações em relação à primeira proposta. Seria criado um novo órgão específico para cuidar do planejamento de longo prazo. A operação do sistema continuaria sob responsabilidade do ONS e um novo órgão seria criado para a comercialização de energia; porém, com dois ambientes: Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL). O MME apresentou então a "Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico", detalhando vários aspectos com base nas alterações da primeira proposta de novo modelo.

Em resumo, o novo modelo seria constituído por:

 Criação do ACR e ACL junto a um novo órgão responsável pela Comercialização de Energia Elétrica;

- Criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), novo órgão responsável pela comercialização de energia;
- Criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), responsável pelo planejamento setorial com base na contratação regulada via leilões;
- Ênfase nos programas de universalização dos serviços de energia elétrica, visando atingir maior número de consumidores;
- Estabilidade regulatória e segurança jurídica.

## 4.4 Agentes Econômicos e Institucionais

Com base em [27], para melhor entendimento do funcionamento do setor, vale a pena exemplificar e discorrer sobre alguns agentes fundamentais no novo modelo, quais sejam:

#### 4.4.1 Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

O ONS é integrado pelos agentes conectados à rede elétrica e tem como funções básicas:

- Exercer atividades de coordenação do Sistema Interligado Nacional (SIN);
- Executar planejamento e otimização do despacho realizado pelas usinas geradoras;
- Coordenar os centros de operação do SIN;
- Executar e administrar serviços envolvendo transmissão de energia elétrica e novas condições de acesso;
- Universalizar o acesso à energia elétrica.

## 4.4.2 Ministério de Minas e Energia (MME)

O MME, já citado neste trabalho, é o órgão (criado pelo governo) responsável pela formulação e implantação de políticas no setor energético, de acordo com as diretrizes do CNPE.

## 4.4.3 Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)

O CNPE é um órgão vinculado à Presidência da República junto ao ministro do MME, tendo como função propor novas diretrizes e ideias para manter o bom funcionamento do setor energético do Brasil.

#### 4.4.4 Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)

A ANEEL tem importante papel no setor elétrico brasileiro, pois ela estabelece regras de fiscalização sobre as empresas responsáveis pela produção, distribuição, transmissão e comercialização de energia elétrica, de acordo com as políticas e diretrizes do CNPE aprovadas pelo MME.

#### 4.4.5 Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Em dezembro de 2003, foi criada a EPE, com objetivo de retomada do planejamento e reestruturação institucional. Responsável pela realização de pesquisas baseadas em planejamento à longo prazo, redução dos custos e expansão da capacidade de geração instalada no Brasil.

#### 4.4.6 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

Como o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) não deu certo, foi necessário uma nova forma de efetuar a comercialização de energia elétrica no SIN, com base no novo modelo. CCEE passou a viabilizar a comercialização em dois ambientes, o ACR e o ACL.

#### 4.4.6.1 Distribuição dos agentes no Novo Modelo

Como visto na sessão 4.3, as empresas distribuidoras não poderiam negociar diretamente com as usinas geradoras, havendo a necessidade de uma fiscalização. O CCEE ficou responsável por toda a fiscalização da comercialização entre geração e distribuição no SIN. Os contratos passam por uma homologação ou registros feitos pela ANEEL.

## 4.5 Ambientes de Contratação no Novo Modelo

Com base em [1], o intuito do governo era expandir a oferta de energia com base na contratação de energia em dois ambientes, cada um com um perfil de consumidores, e ao mesmo tempo alcançar uma modicidade tarifária, garantindo condições de uso a qualquer potencial consumidor. Com isso, foram criados o ACR e o ACL que, em suma, são ambientes com diferentes tipos de consumidores contratando energia a determinados preços.

Com base na figura 20, o ACR proporciona a fixação de preços e condições de fornecimento com base em leilões regulamentados pela ANEEL. Abriga os consumidores ditos "cativos" atendidos apenas pelo distribuidor local. Ao mesmo tempo, o ACL abriga os consumidores "livres" que podem comprar energia de qualquer fornecedor, exceto dos distribuidores, do ACR e dos comerciadores (estes últimos podem comprar energia de qualquer fornecedor e vendê-la para qualquer comprador com exceção dos consumidores "cativos").



Figura 20 – Ambientes de Contratos. [10]

Com o novo modelo, notou-se uma maior transparência da atuação das distribuidoras. A necessidade de efetuar a competição via licitação estimulou o aumento da competitividade no mercado de energia elétrica. É importante ressaltar que independentemente do mercado, quanto maior for a competição na oferta, maior é o benefício para o consumidor (qualidade e preço).

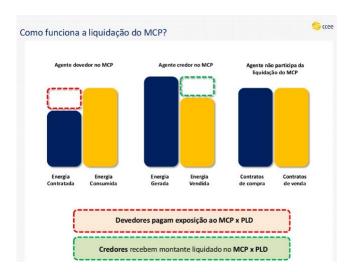


Figura 21 – Liquidação do Mercado de Curto Prazo.[10]

Todos os contratos são obrigatoriamente registrados na CCEE. Os contratos possuem vinculação de médio ou longo prazos, Sendo assim, o Mercado a Curto Prazo (MCP) fica caracterizado pela diferença entre montantes contratados e medidos. Vale lembrar que o MCP é fechado uma hora antes do tempo real. Assim como nos setores britânico e nórdico, conforme a figura 21, caso exista um déficit no consumo da energia contratada,

a mesma é vendida obrigatoriamente pelo Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). Em caso de existir um consumo acima do valor contratado, é cobrado um valor igual ao PLD.

#### 4.5.1 Ambiente de Contratação Regulada

Desde 2004, com a implantação do novo modelo, as distribuidoras não podem comercializar energia elétrica livremente com as usinas geradoras. Desde então, esta forma de comercialização é realizada via leilões. Estes leilões são efetuados no ACR, cujo consumo é formado pelas concessionárias de distribuição do SIN, atendendo mais de 61 milhões de unidades consumidoras.

Conforme a figura 22, as concessionárias de distribuição formam um pool de empresas que, por meio de leilões, irão comprar a energia das usinas geradoras de acordo com suas respectivas necessidades e planejamento a médio/longo prazo. Repassarão os respectivos custos aos seus consumidores "cativos".



Figura 22 – Leilões de Comercialização no ACR. [10]

Os leilões são programados anualmente pelo MME, juntamente com a ANEEL. A CCEE realiza o leilão e a ANEEL fixa o preço-teto (R\$/MWh), que estará previsto no edital de licitação. Após encerrados os leilões, são firmados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) individuais ,entre os distribuidores que comprarem e os vendedores que realizaram vendas.

Os agentes geradores que participam dos leilões no ACR são classificados em dois tipos:

- Energia Existente: São os empreendimentos que já tenham recebido a liberação para a geração de energia, ou seja, eles estão qualificados para a produção de energia elétrica, mesmo que não tenham sequer entrado em operação comercial. Existe apenas uma exceção em caso dos sistemas isolados, caso os mesmos não tenham entrado em operação comercial.
- Energia Nova: Ao contrário da classificação de energia existente, todo empreendimento que não recebeu liberação para geração de energia ou esteja em ampliação

da capacidade de geração (mesmo que tenha entrado em operação comercial), será considerado como energia nova.

Apesar de estranho essa divisão, o seu fundamento é bem simples: evitar que o preço já depreciado das usinas geradoras antigas atrapalhe a inserção de novas usinas geradoras no mercado; que, consequentemente, por serem novas, têm preço marginal maior. Com isso, preserva-se a modicidade tarifária. Com a mesclagem dos preços evita-se o preço exacerbado de energia para os consumidores "cativos" e também a falta de investimento em geração para atender à carga.

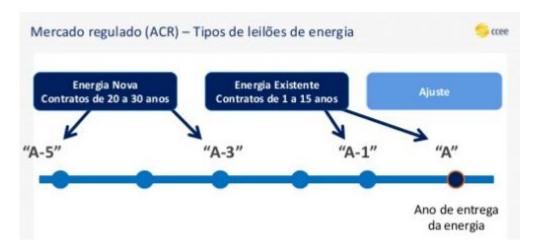


Figura 23 – Tipos de Leilões de Energia.[10]

Segundo a figura 23, pode-se ver que são vários tipos de contratação com seus respectivos prazos, como se pode ver a seguir:

- Contratação de energia nova (A-3 e A-5);
- Contratação de energia alternativa (A-1, até A-5);
- Contratação de energia existente (A-1);
- Contratação de ajuste (A-0) com energia existente;
- Contratação de energia distribuída (A-0).

#### 4.5.2 Ambiente de Contratação Livre

O ACL realiza as operações de compra e venda de energia por meio de contratos bilaterais livremente negociados entre fábricas, empresas, indústrias, usinas geradoras, comercializadores, dentre outros. Segundo a ANEEL, existem dois tipos de consumidores que fazem parte do ACL.

#### 4.5.3 Consumidores Livres



Figura 24 – Requisitos para se tornar um Consumidor Livre.[2]

Para fazer parte desse grupo, conforme a figura 24, o consumidor precisa ter uma determinada faixa de demanda. Caso a demanda contratada seja superior a 3000kW e o consumidor tenha sido ligado após a data de 08/07/1995, atende o requisito de consumidor livre, porém, se a data for inferior, caso a tensão seja maior que 69kV, também atenderá ao requisito de consumidor livre, caso contrário, o consumidor se tornará especial e poderá efetuar contratos bilaterais apenas com fornecedores de energia alternativa (biomassa, solar, eólica e etc).

#### 4.5.4 Consumidores Especiais



Figura 25 – Requisitos para se tornar um Consumidor Especial. [2]

Os consumidores especiais tem direito apenas a negociar contratos livremente com fornecedores de energia alternativa. Para se encaixar em tal grupo, é estritamente necessário ter uma demanda de energia maior que 500KW e menor que 3000KW, conforme mostra a figura 25. Deve ser observado que consumidores de baixa tensão não podem se enquadrar como Consumidores Especiais.

Os consumidores que fazem parte do ACL têm a vantagem de poder obter a energia a um preço muito menor do que no ACR, além do fato de estimular a competição e inserção de novas usinas geradoras. Um dado importante registrado pela ANEEL é que a maior dificuldade de fazer parte deste grupo de consumidores está na transição do contrato de ACR para ACL, devido a uma série de clausulas burocráticas.

#### 4.6 Análise do Novo Modelo

Com base em ([27],[1] e [25]), pode-se constatar a eficácia dos leilões no Novo Modelo, devido a uma série de fatores, como se segue:

- Com a criação dos ambientes ACR e ACL, é perceptível a transparência entre as negociações de geradores e distribuidores, tornando possível o planejamento futuro;
- Os contratos de energia nova proporcionam um incentivo ao aumento da oferta de energia elétrica;
- Com os leilões no ACR, há aumento da competitividade na Oferta, com um cenário favorável às distribuidoras que podem usufruir de um preço mais baixo; que repassam para os consumidores cativos;
- No médio prazo, o incentivo de contratação de energia existente torna-se favorável, beneficiando a modicidade tarifária sem afetar a expansão do sistema;
- O novo modelo foi capaz de proporcionar estímulos à eficiência econômica dos dois lados, tanto pelas usinas geradoras quanto pelos distribuidores;
- Com o mercado de curto prazo tem-se um mecanismo de equilíbrio no tempo real.

Em contrapartida o modelo *Pool* adotado em 1997, tinha tais pontos como principal desvantagem:

- Manipulação da quantidade de energia disponível afetando o preço;
- Desiquilíbrio entre oferta e demanda;
- Falta de planejamento futuro da quantidade total de energia disponível;
- Baixa confiabilidade.

# 5 Análise Comparativa dos Modelos em Estudo

Por fim, após todas informações contidas nesta monografia, utilizando os dados em gerais, desde matrizes energéticas, passando por regras de mercado e acrescentando algumas informações de preço de mercado com base nas referências, faz-se aqui uma abordagem comparativa dos conteúdos dos capítulos 2, 3 e 4.

A comparação foi subdivida em três temas, para que possa ter base sobre o funcionamento, qualidades, pontos positivos e negativos no intuito de conseguir efetuar uma comparação entre os modelos apresentados. Tem-se, então:

- Matrizes Energéticas;
- Modelos de Mercado;
- Preços da Energia.

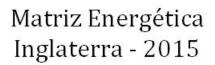
Com intenção de melhorar o entendimento, os conteúdos dos capítulos foram renomeados da seguinda forma:

- Modelo 1 = Conteúdo do Capítulo 2, Inglaterra e Países de Gales;
- Modelo 2 = Conteúdo do Capítulo 3, Países Nórdicos;
- Modelo 3 = Conteúdo do Capítulo 4, Brasil.

## 5.1 Matrizes Energéticas

Com base no capítulo 2, o modelo 1 ao início de 1990, apresentava forte predominância da energia termelétrica utilizando o carvão como principal combustível, inclusive esse número chegou a ser de mais de 70%, sofrendo grande influência política no processo de reestruturação do setor elétrico devido à quantidade de emprego gerada nas jazidas. Contudo, com o passar dos anos este número foi mudando e atualmente as matrizes de Inglaterra e País de Gales são representados pelas figuras 26 e 27 respectivamente.

Ao analisar as figuras 26 e 27, percebe-se que a energia predominante em ambos os países vem de termelétricas movidas a gás natural e carvão e de usinas nucleares. A Inglaterra, que nos últimos anos, adotou um investimento maior na parte de energias renováveis, hoje cerca de 25%. Sendo assim, há concentração em usinas termelétricas e nucleares que possuem uma dependência de combustíveis fósseis. Isto pode ser prejudicial no custo final, caso ocorra uma variação significativa nos preços dos combustíveis usados.



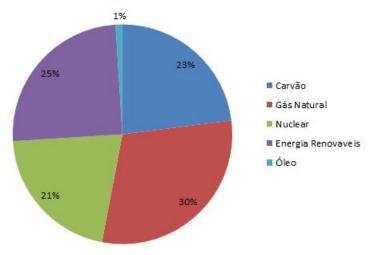


Figura 26 – Matriz Energética na Inglaterra. [28]

## Matriz Energética Países de Gales - 2011

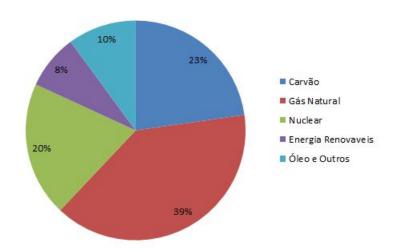


Figura 27 – Matriz Energética no País de Gales. [11]

O modelo 2, tem sua matriz energética dos países nórdicos mostrados na seção 2.1, figura 8 e arredondando os valores totais de energia produzida, pode-se ver que cerca de 50% da energia dos países nórdicos vem de usinas hidrelétricas, enquanto os outros 50% são divididos quase que em partes iguais entre usinas termelétricas e nucleares. O que mostra uma variedade na matriz energética muito maior que do modelo 1 já apresentado. Em teoria, o preço final deste modelo tende a ser mais barato devido à grande diversificação na área de geração de energia entre os países nórdicos.

E, por último o modelo 3, a matriz energética do Brasil, representada no capítulo 4 pela figura 16, possui cerca de 80% de geração hidrelétrica e 18% em termelétrica. Em período de seca, a alta dependência da geração hidrelétrica, pode sobrecarregar as usinas termelétricas, fazendo com que o país não atenda toda a demanda, com um consequente aumento considerável no preço. Em teoria, não é o modelo ideal de mercado para que ocorra o menor preço.

Uma breve comparação apenas entre as matrizes energéticas apresentadas neste capítulo, leva à conclusão de que, quanto maior a diversidade no tipo da geração, menor a dependência de um único tipo, sofrendo menor impacto de determinada usina e consequentemente não afetando tanto o preço da energia. O modelo 2, analisando apenas as matrizes energéticas, se encaixa mais no modelo do mercado ideal de energia elétrica.

#### 5.2 Características de Mercado

Os modelos 1 e 2, eram inicialmente compostos pela mesma estrutura de mercado descrito nos capítulos 2 e 3. As usinas geradoras eram despachadas por ordem de mérito mediante quantidade e preço e assim era formado o preço de mercado, porém apenas o modelo 2 obteve sucesso, devido a uma influência política correta. Como visto no capítulo 2, foi necessário criar o NETA para o modelo 1, que funcionava quase que da mesma forma, porém a usina geradora passou a receber com base em uma média ponderada dos preços declarados por todos geradores ao declararem a quantidade e preço de energia disponível. Com isso, o preço da energia teve uma considerável redução.

Enquanto no modelo 2, a estrutura inicial que não obteve sucesso na Inglaterra e Países de Gales funcionou perfeitamente neste modelo devido a um governo político bem estruturado e empresas visando um alto índice entre qualidade de energia e preço, tomouse forma para o mercado nórdico, conforme a figura 14. O mercado nórdico teve a divisão entre Elspot, Elbas e o TSO. Basicamente, foi efetuado tal divisão em função do tempo antes de se realizar contratos de compra de energia e estipula o preço baseado na demanda e oferta.

Já no modelo 3, no Brasil a sistemática do mercado é um pouco diferente, conforme a figura 20. O mercado brasileiro foi dividido em dois, o ACR e ACL, diferenciando os tipos de compradores e a quantidade de energia consumida, por fim, o mercado de curto prazo se torna uma liquidação das diferenças entre estes dois ambientes.

Vale ressaltar que a característica e estrutura do mercado, em tese, aquele com o menor preço e maior oferta seria o melhor modelo. Entretanto, na década de 90, como referido nos capítulos 2 e 3, o sucesso do mercado nórdico e ao mesmo tempo os preços do mercado britânico aumentando, ambos mercados usavam basicamente o mesmo modelo e mesmo assim a discrepância dos preços eram gigantes, devido à boa conduta política nos

países nórdicos. Ou seja, a característica de mercado, por si só, não define exclusivamente os preços da energia elétrica.

Outro exemplo é o modelo 3, brasileiro, que possui dois ambientes para efetuar contratos de energia. Em teoria se sai muito bem, mas além de ter sido prejudicado pela crise em 2001 causada por uma má administração política, com base em [26], o grande problema no Brasil é sua matriz energética com grande parte dependente de usinas hidrelétricas, com a combinação alto preço do combustível devido a impostos no próprio combustível e uma desorganização no gerenciamento político e financeiro, o preço de uma energia alternativa se torna muito acima da média, elevando drasticamente o custo da energia elétrica.

Ainda segundo [26], chega-se à seguinte conclusão sobre a reforma tributária: Pode-se afirmar que o maior problema a ser enfrentado no processo de tributação no Brasil está em fazer uma reforma tributária com maior profundidade, de modo a reduzir o custo dos produtos brasileiros de modo que o consumidor possa melhorar sua vida real pagando menos pelo preço dos produtos.

### 5.3 Preços da Energia

Por último, foi feita a comparação entre os preços dos modelos 1, 2 e 3. Os critérios utilizados foram os preços sem tarifas adicionais ou impostos, consumidores residenciais, durante o período do final de 2016 e início de 2017. Os preços da energia elétrica dos países europeus foram com base em [13] enquanto os preços do brasil foram com base em [12]. A média considerada pelo autor do euro em 2016/2017 foi que para cada 1R\$ = 0.30€.

Segundo [12], o preço médio da energia para um consumidor residencial (classe B1) é em torno de 0.55R\$/KWh. Utilizando a conversão adotada, o preço médio de energia elétrica em  $\in$ é de  $0.55*0.30 = 0.165 \in /KWh$ . Com base em [13], temos os dados da figura 28, comparando o preço da energia elétrica em  $KWh/\in$ .

Ao analisar a figura 28, nota-se uma pequena diferença entre os preços residenciais comparados, o Brasil chega a ter o preço mais barato quando livre de encargos e impostos da distribuidora, mostrando um ponto positivo no modelo brasileiro, apesar de quando adicionar os tributos e encargos o preço do Brasil, segundo [8], se torna um dos mais caros. Mas, é de suma importância avaliar certos pontos em relação ao preço:

- Brasil possui a maior % de geração hidrelétrica na matriz energética, com base em [2], menor custo de geração entre os principais tipos de geração
- Segundo a figura 8, os Países Nórdicos possuem um pouco mais de 50% proveniente de geração hidrelétrica.

• Inglaterra e País de Gales ficam com o preço um pouco acima por ter uma matriz energética proveniente de termelétricas e nucleares.

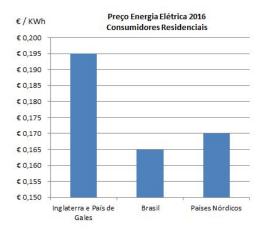


Figura 28 – Preço Médio de Energia Elétrica 2016. [12],[13]

# 6 Conclusão

Segundo o capítulo 5, foi montado a tabela 2 para auxiliar a discussão dos termos para associar qual deve ou não ser um bom modelo de mercado energético.

Tabela 2 – Vantagens e Desvantagens. Fonte:Autor.

Tabela de Comparaçãoes	
Vantagens	Desvantagens
Inglaterra e País de Gales	
Após a introdução do NETA	Não deu certo com
se tornou um modelo estável	a implementação do Pool
Matriz energética	Escassez em
moderadamente diversificada	geração hidrelétrica
	Maior preço
	entre os 3 modelos
Países Nórdicos	
Obtiveram sucesso na	
implementação do Pool	
Matriz energética com diversidade	
entre todos tipos de geração	
	Em épocas de hidrologia
Preço médio entre os 3 modelos	não favorável, sofre
	moderadamente
	com alteração
	no preço da energia
Brasil	
Maior % da geração em	Não obteve sucesso na
hidrelétrica, melhor	implementação do
preço livre de	modelo em 1997
impostos e cargas tributárias	modero em 1991
	Matriz dependente
	de recursos hídricos

A comparação dos preços é feita sem os impostos, mas segundo [8] e [30], ao exercer os valores de impostos, o preço de energia mais barato se torna do modelo 2, seguida pelo modelo 1 e por fim o modelo 3.

Portanto, foi possível concluir que diante da ótima atuação da sociedade nos países nórdicos e uma grande variedade de tipos de usina na geração, o NP tem o preço mais barato dentre os três modelos analisados. Vale a pena destacar além da atuação das empresas/sociedades que o apoio e planejamento da política governamental em relação a suas empresas geradoras foi extremamente importante para conscientização dos demais envolvidos e posteriormente o NP tornar-se um dos maiores e melhores mercados de Energia Elétrica do Mundo.

Em seguida, a Inglaterra e País de Gales, que tiveram dificuldades no modelo inicial, enfrentaram vários problemas em relação aos preços iniciais, algumas empresas declaravam uma oferta de energia menor do que de fato poderiam produzir apenas para elevar os preços da energia elétrica, até a implementação do NETA resolver de fato o problema. Outro ponto prejudicial refere-se as matrizes energéticas de ambos países dependerem da geração de usina termelétricas e nucleares.

Por último, com um preço mais caro fica o modelo 3. O preço da energia após a inserção das taxas e impostos demonstra o quão afetado negativamente é o Brasil em termos de política e taxas abusivas em cima da maioria dos produtos comercializados no mesmo. Poucos investimentos em gerações alternativas de energia, uma política governamental que aprovou um modelo considerado condenado na Inglaterra na década de 90, resultando em uma das maiores crises de energia elétrica do mundo, uma matriz energética que possui grande parte hídrica (geração com menor custo comparado a termelétricas e nucleares), mas que em períodos de hidrologia desfavorável sofre com preços muito voláteis, fazem com que o modelo brasileiro tenha o pior resultado em relação a preço, mesmo levando em conta de um baixo preço de produção de energia elétrica sem taxas. Porém, vale destacar que o modelo em si, não é digno de receber o pior lugar, o modelo brasileiro tem a característica de um bom modelo, a concepção se torna em forma de crítica diante de um passado marcado por erros e uma política governamental bastante preocupante.

## Referências

- [1] ALBUQUERQUE, A. R. Fluxo de Caixa em Risco: uma nova abordagem para o setor de distribuição de energia elétrica. PhD thesis, PUC-Rio, 2008.
- [2] ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília: Aneel (2008).
- [3] BARACHO, F. R. A. C. Generators Strategies In The Liberalised English And Welsh Electricity Market. (2001).
- [4] BARACHO, F. R. A. C. Mercado Nord Pool. 1–8.
- [5] BOWER, J. Why did Electricity Prices Fall in England and Whales? Market Mechanism or Market Structure? Oxford Institute for Energy Studies Working Paper (2002).
- [6] CAMARGO, I. M. T. Análise do processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro. (2005).
- [7] CAMPELO, R. M. F. Regulção de Mercados de Energia Elétrica: Estudo Dos Casos Britânico, Norueguês e Brasileiro. *Brasília*, *DF* (2006).
- [8] CASTRO, G. D. . A. As tarifas de energia elétrica no Brasil e em outros paises: o porque das diferenças. (2015).
- [9] CASTRO, N. As Tarifas De Energia Elétrica no Brasil e em outros Países: O Porque das Diferenças. (2015).
- [10] CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Setor Elétrico (2013).
- [11] DUKES. Electricity generation and supply figures for Scotland, Wales, Northern Ireland and England, 2008 to 2011. *URL https://www.gov.uk* (2012).
- [12] ECONOMIA. Tarifas da Classe de Consumo Residencial, http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/tarifaAplicada/index, 2016.
- [13] EUROSTAT. Half-yearly electricity and gas prices , http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/4/4f/Half-yearly\_electricity\_and\_qas\_prices.png, 2016.
- [14] FERNANDES, T. S. P. Um modelo de despacho ótimo de potência para sistemas multi-usuários. Florianópolis, SC (2004).

REFERÊNCIAS 45

[15] FIRME PEROBELLI, V. A. . F. S. O setor energético brasileiro: uma análise via indicadores de insumo-produto e o modelo híbrido para os anos de 1997 e 2002. Planejamento e políticas públicas, 39 (2012).

- [16] GREEN, R. Did English generators play Cournot? Capacity withholding in the electricity pool. The Energy Journal Special Issue on European. (2004).
- [17] KIRSCHEN, D. S. Fundamentals of power system economics electronic resource. 2004.
- [18] LOSEKANN, L. D. Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: Coordenação e Concorrência. Universidade Federal do Rio de Janeiro, PhD thessis (2003).
- [19] LUCENA PINELLI, A. L. Contribuição de Experiências Internacionais à Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro. (2002).
- [20] MARTINS, D. Metodologia para previão dos montantes de uso do sistema de transmissão por ponto de conexão com a rede básica. (2007).
- [21] NEWBERY, D. Electricity liberalisation in Britain: the quest for a satisfactory wholesale market design. The Energy Journal (2005), 43–70.
- [22] NORDPOOL. History of Nord Pool, http://www.nordpoolspot.com/Aboutus/History/, 2015.
- [23] NUNO LOUREIRO, R. . G. Estudo da alteração do diagrama de cargas devido à introdução dos veículos eléctricos. (2012).
- [24] RIBEIRO, S. A. Estrutura, organização e análise dos custos na indústria de energia elétrica brasileira. *Universidade Federal de Santa Catarina* (2004).
- [25] SAUER, I. L. A reconstrução do setor elétrico brasileiro. Editora UFMS, 2003.
- [26] SILVERIA, V. R. Impacto dos Impostos No Preço Final de Energia Elétrica. (2013).
- [27] TOLMASQUIM, M. T. Novo modelo do setor elétrico brasileiro. Synergia, 2011.
- [28] UK, E. Power stations expected to close before 2025. URL www.energy-uk.org.uk/energy-industry/electricity-generation.html (2013).
- [29] UTURBEY, W. A. O Comportamento De Escolha Do Consumidor De Energia: Uma Metodologia Bayesiana. (2010).

REFERÊNCIAS 46

[30] VEJA. Brasil piora em ranking e passa a ser o 6 com a energia mais cara do mundo. http://veja.abril.com.br/blog/impavido-colosso/brasil-piora-em-ranking-e-passa-a-ser-o-6-com-a-energia-mais-cara-do-mundo/ (2015).