

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
POLÍTICAS PÚBLICAS, ESTRATÉGIAS E DESENVOLVIMENTO

CARLOS AUGUSTO ARENTZ PEREIRA

ENERGIA COMO SERVIÇO: proposta de reestruturação do atendimento da
demanda incluindo externalidades

Rio de Janeiro

2014

CARLOS AUGUSTO ARENTZ PEREIRA

ENERGIA COMO SERVIÇO: proposta de reestruturação do atendimento da
demanda incluindo externalidades

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento, Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento.

Orientador: Carlos Eduardo Frickmann Young

Rio de Janeiro
2014

Ficha Catalográfica

P436e Pereira, Carlos Augusto Arentz.

Energia como serviço: proposta de reestruturação do atendimento da demanda incluindo externalidades / Carlos Augusto Arentz Pereira. – Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2014.

307 p. : il. color. ; 31 cm.

Tese (Doutorado) – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

Orientador: Carlos Eduardo Frickmann Young.

Bibliografia: p. 260-307.

1. Energia. 2. Sustentabilidade. 3. Externalidade. 4. Mudanças Climáticas I. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Instituto de Economia. II. Young, Carlos Eduardo Frickmann. III. Título.

CDD 333.79

CARLOS AUGUSTO ARENTZ PEREIRA

ENERGIA COMO SERVIÇO: proposta de reestruturação do atendimento da
demanda incluindo externalidades

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento, Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento.

Aprovado em:

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. Carlos Eduardo Frickmann Young – (Orientador)
PPED/IE/UFRJ

Prof. Dr. Nivalde José de Castro
PPED/IE/UFRJ

Prof. Dr. Ronaldo Goulart Bicalho
IE/UFRJ

Prof. Dr. Edmar Luiz Fagundes de Almeida
IE/UFRJ

Dra. Melissa Cristina Pinto Pires Mathias
ANP

Rio de Janeiro
2014

A meu pai, Augusto Alves Pereira Filho (in memoriam), que certa vez me disse, não importasse o que eu fizesse que sempre pensasse antes, porque a melhor herança que me deixaria estava na minha cabeça. Procuro sempre usá-la ao máximo.

A minha mãe, Elisabeth Maria Luisa Arentz Pereira, mais uma conquista com a qual espero honrar meus pais, lembrando que a maçã nunca cai longe da macieira, no caso, da Pereira.

AGRADECIMENTOS

Ao professor Carlos Eduardo Young pelo aprendizado, orientação da dissertação, compreensão em momentos difíceis vividos ao longo desta jornada, e principalmente pela confiança que demonstrou no meu trabalho.

A todos os professores do Programa de Políticas Públicas, Estratégia e Desenvolvimento (PPED/IE/UFRJ) pelas lições e compreensão com as necessidades de presença ou ausência de um estudante que trabalha.

À Profa. Ana Célia Castro, pelo acolhimento a um profissional de outra formação em processo de adaptação, pela paciência, apoio e condescendência num episódio crucial.

Ao pessoal da Secretaria da Pós-Graduação do IE pelo atendimento e a compreensão quando da necessidade das demandas urgentes e com prazos exíguos, em especial ao Flavio Lyra.

À Angelica Garcia Cobas Laureano, minha gerente direta ao longo de todo o período de curso e desenvolvimento desta tese, que me concedeu as permissões e flexibilidades necessárias para que eu conciliasse minhas obrigações de trabalho com a faina de doutorando, confiando que eu honraria ambas à plenitude. E como fiel escudeiro, assim o fiz.

Ao casal Mathias, Melissa Cristina Pinto Pires Mathias, com quem tive o privilégio de conviver como colega de trabalho e que me indicou o PPED como uma opção para que eu buscasse meu doutorado e ao João Felipe Cury Marinho Mathias, professor do Instituto de Economia da UFRJ e que me inscreveu por procuração no doutorado. Sem eles esta tese continuaria como um desejo.

Aos colegas Elisa Castilhos Silva e Paulo Tarso Fournier de Araújo, por terem aceitado dividir a autoria de um artigo fundamental a esta tese, trabalho que foi uma alavanca para o rumo final deste documento.

À Elisa, em especial, que me auxiliou a dirimir dúvidas técnicas, me ofereceu pontos de vistas alternativos em impasses e levantou questionamentos que me ajudaram a aprimorar conceitos.

Ao colega Rafael Resende Pertusier, pelas palavras de incentivo nos momentos difíceis, pela prontidão e disposição em discutir e esclarecer conceitos econômicos diversos e por me distinguir como colega na sua profissão.

Aos colegas da Gerência Executiva de Marketing e Comercialização do Gás e Energia da Petrobras, e em especial ao pessoal da Gerência Geral de Marketing pelo apoio, paciência, troca de ideias, que muito colaboraram para a manutenção de um equilíbrio razoavelmente sadio na vida dupla de estudante e profissional.

Ao colega Emerson Delair Bandeira da Silva, pelos dados do setor elétrico, sempre que necessitei.

Aos colegas Marcos João Costa da Silva e João Eudes Touma, que pacientemente me ouviram, leram e comentaram diversos trechos desta saga, me brindando com sugestões e comentários que me permitiram burilar melhor os conceitos.

À Olga Kehlman, que me propiciou um contato telefônico com o Prof. Nivalde de Castro, e ao próprio professor, que me esclareceu dúvidas sobre o processo de inscrição e o PPED, e mesmo sem me conhecer, incentivou a minha matrícula.

A Deus pela sua infinita compaixão e tolerância com minhas muitas imperfeições, que Lhe permite continuar a me conceder vitórias.

Sofremos muito com o pouco que nos falta e
aproveitamos pouco o muito que temos.

William Shakespeare

RESUMO

PEREIRA, Carlos Augusto Arentz. **Energia como serviço**: proposta de reestruturação do atendimento da demanda incluindo externalidades. Rio de Janeiro, 2014. 304 f. Tese (Doutorado em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento) - Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

Esta tese tem por objeto analisar qual forma de atendimento da demanda de energias, como “commodities” ou como serviço, pode conduzir a uma maior sustentabilidade, em termos de redução dos custos externos oriundos da oferta e consumo de energia. Inicialmente foi analisada a organização atual dos mercados das diversas formas de energia, a partir de uma perspectiva histórica, que culminou nas estruturas vigentes que tratam de energia como uma *commodity* sem qualquer tipo de interferência de política pública (inclusive de aspectos socioambientais). Também foram abordados os impactos que esta estrutura de mercado tem provocado como efeitos econômicos, que geram ciclos de sobre oferta ou escassez e as consequentes oscilações de preços associadas e efeitos socioambientais, como a poluição, destacando-se nos últimos anos as mudanças climáticas e as iniciativas para sua mitigação. Para abordar a hipótese de oferta de energia como serviço regulado, foram estudadas as características básicas da conceituação de serviço, o entendimento de sustentabilidade e suas características. Foi detalhada uma abordagem que postula a integração de serviço e sustentabilidade, o conceito produto-serviço, tendo sido analisada sua aplicação no que concerne à oferta de energia cujas características, fazem com que se enquadrem na chamada economia de rede, eletricidade e gás canalizado. Procedeu-se então uma análise comparativa dos enfoques, produto ou serviço, para o caso do mercado de energia elétrica brasileiro, investigando as tentativas de aumento da sustentabilidade pela inclusão das externalidades por meio de subsídios ou impostos específicos e seus efeitos. Utilizando dados históricos de um plano pregresso de aumento de oferta de energia elétrica, foi avaliado se a internalização de custos externos alteraria as decisões de investimentos no passado e calculado o custo social das opções realizadas. Esta análise demonstrou que a inclusão das externalidades mudaria as decisões, e valorações equivocadas dos potenciais custos sociais específicos por energético podem ter levado a custos totais ainda maiores para a sociedade. Por último, utilizando a mesma metodologia aplicada na avaliação do caso histórico (ex-post), foi realizada uma simulação para gerar a ordem preferencial de investimentos em acréscimos de oferta de energia, incluindo as externalidades, dentro da ótica de energia como produto ou serviço. Concluiu-se que a inclusão das externalidades pode alterar a opção energética preferencial, e que a visão de oferta de energia como produto, pode conduzir a custos sociais maiores no presente e no futuro. A oferta de energia como serviço, com a inclusão das externalidades, tende a incentivar a busca dos melhores resultados nas dimensões econômica, social e ambiental, desde que a remuneração e avaliação deste serviço contemplem o alcance do melhor resultado para a sociedade.

Palavras-chaves: Energia. Sustentabilidade. Externalidade. Mudanças climáticas.

ABSTRACT

PEREIRA, Carlos Augusto Arentz. **Energy as service**: proposal for restructuring of energy demand supply including externalities. Rio de Janeiro, 2014. 304 f. Tese (Doutorado em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento) - Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

The purpose of this thesis is to analyze which form of addressing energy demand, as “commodities” or as a service, can lead to greater sustainability, considering reduction of external costs due to energy supply and consumption. Initially, it was analyzed the current market organization for the various energy forms, from an historical perspective, that led to the present structures, dealing with energy as a commodity without any interference of a public policy (regarding social and environmental aspects). It was also addressed the impacts, that this market structure has provoked, like economic effects, such as surplus-shortage cycles, resulting in price oscillations and environmental effects, such as pollution and, in recent years, climate change and its mitigation initiatives. To ponder over the hypothesis of energy offering as a regulated service, basic features of service concept were studied and also the meaning of sustainability and its features. A detailed approach that postulates about service integration and sustainability, the product-service concept, it has been analyzed, regarding specifically energy supply whose characteristics fit the so-called network economy, namely, electricity and gas. A comparative analysis was carried out using both approaches, product or service, considering the case of Brazilian electric energy market, and investigating the attempts to increase sustainability by inclusion of externalities by means of subsidies or special taxation and its effects. Using historical data of a previous plan to increase electric power supply, it was evaluated whether the internalization of external costs would alter past investment decisions and the social cost of options taken was calculated. This analysis showed that the inclusion of externality costs would have changed decisions and that faulty appraisals of energy-specific social costs may have led to even greater total costs to society. Finally, using the same methodology applied in the evaluation of the historical case (ex-post), a simulation was performed to generate a preferential order of energy supply investments, including externalities, within the perspective of energy either as a product or as a service. It was concluded that the inclusion of externalities can change the preferred energy option and that the provision of energy supply as a product would lead to greater present and future social costs. The supply of energy as a service, with the inclusion of externalities, tends to encourage the pursuit of better results in economic, social and environmental dimensions, provided that the remuneration and evaluation of this service includes seeking of best overall results for society.

Keywords: Energy. Sustainability. Externality. Climate change.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Evolução da participação das fontes de energia na Terra	32
Figura 2.2 – Evolução histórica do consumo de combustíveis	33
Figura 2.3 – Crescimento populacional e consumo de energia nos últimos 8.000 anos (estimativa)	34
Figura 2.4 – Consumo dos principais energéticos nos Estados Unidos de 1635 a 2000	34
Figura 2.5 – Consumo comparado de lenha e carvão na Grã-Bretanha	36
Figura 2.6 – Preços comparados de lenha e carvão na Grã-Bretanha	39
Figura 2.7 – Uso comparado de energéticos em iluminação na Grã-Bretanha	44
Figura 2.8 – Números comparados da indústria de óleo de baleia e petróleo	47
Figura 2.9 – Aparelho para bombear água de Della Porta	52
Figura 2.10 – Eolípila – motor a vapor de Hero de Alexandria	52
Figura 2.11 – Turbina a Vapor de Giovanni Branca	53
Figura 2.12 – Máquina a Vapor de Papin	54
Figura 2.13 – Digestor de Papin e sua válvula de segurança	54
Figura 2.14 – A máquina a vapor de Savery	55
Figura 2.15 – A máquina a vapor de Newcomen	55
Figura 2.16 – Máquina a vapor de Watt	56
Figura 2.17 – Uso de vapor em teares mecânicos na Grã-Bretanha	56
Figura 2.18 – A primeira locomotiva comercial de George Stephenson - The Rocket	58
Figura 2.19 – Savannah	59
Figura 2.20 – Rising Star	59
Figura 2.21 – Carro de Cugnot	61
Figura 2.22 – Veículo de Gurney	61
Figura 2.23 – Motor de Lenoir	62
Figura 2.24 – Motor de Otto	62
Figura 2.25 – Triciclo de Daimler e Benz com motor Otto	63
Figura 2.26 – Motor de Diesel	63
Figura 2.27 – Extensão da rede ferroviária mundial	63
Figura 2.28 – Evolução da eficiência da máquina a vapor	64

Figura 2.29 – Substituição da forma de propulsão em navios nos Estados Unidos ..	65
Figura 2.30 – Substituição da forma de propulsão em navios na Grã-Bretanha	65
Figura 2.31 – Relação Potência/Peso de diversos tipos de motor	66
Figura 2.32 – Densidade energética comparada de diversos combustíveis	66
Figura 2.33 – Aumento da mobilidade individual por tipo de transporte na França em quilômetros percorridos por dia per capita	68
Figura 2.34 – Carro elétrico Lohner – Áustria	69
Figura 2.35 – Carro a vapor dos gêmeos Stanley, 1898	69
Figura 2.36 – Substituição de cavalos por automóveis nos Estados Unidos	71
Figura 2.37 – Charge da Revista Vanity Fair sobre o Baile de Comemoração das baleias em honra à descoberta de poços de petróleo na Pensilvânia.....	73
Figura 2.38 – Preços de petróleo nos Estados Unidos no final do século XIX.....	89
Figura 2.39 – Preços de petróleo entre 1950 e 1970	93
Figura 2.40 – Preços de petróleo entre 1900 e 2010	97
Figura 2.41 – Ciclo evolutivo de uso de uma fonte energética	117
Figura 2.42 – Trajetória de preços e produção de petróleo de 1965-2010.....	118
Figura 2.43 – Trajetória de preços e variação de estoque de petróleo	119
Figura 3.1 – Efeitos da poluição em Donora, 1948 e Londres, 1952.....	129
Figura 3.2 – Episódios de incêndios no Rio Cuyahoga, Ohio, Estados Unidos	129
Figura 3.3 – Emissões de gases de efeito estufa por principais setor - 2010	134
Figura 3.4 – Emissões de CO2 em Tg/ano do setor Transporte por modal	135
Figura 3.5 – Cunhas de Estabilização para Redução de Emissões de CO2.....	136
Figura 3.6 – Curva de redução de emissões de CO2	137
Figura 3.7 – Curva de redução de emissões de CO2 separada por maturidade e potencial de inovação ou incerteza das tecnologia	138
Figura 3.8 – Efeito da taxa pigouviana no equilíbrio de mercado.....	145
Figura 3.9 – Exemplo de tela do sistema de base de dados de Projetos de Energia e Gases do Efeito Estufa da BP	152
Figura 3.10 – Exemplo da metodologia de parametrização das reservas de petróleo	154
Figura 3.11 – Curva de custos de produção de óleo e energéticos	155
Figura 3.12 – Curva de custos de produção de energéticos atualizada.....	157
Figura 3.13 – Custos comparados de produção de diversos energéticos em ordem crescente pelo custo médio.....	158

Figura 3.14 – Previsão de consumo mundial de energia	158
Figura 3.15 – Curva de oferta de energéticos	159
Figura 3.16 – Curva de custos de produção de energéticos com as reservas do último recurso.....	161
Figura 3.17 – Detalhe da Curva de custos de produção de energéticos com as reservas do último recurso	162
Figura 3.18 – Curva de custos de geração eólica	163
Figura 3.19 – Curva de custos equivalentes de geração eólica variando de acordo com a região do Mundo.....	164
Figura 3.20 – Faixa de custos de produção de etanol variando de acordo com a região do Mundo e origem da matéria prima.....	164
Figura 3.21 – Faixa de custos de produção de biodiesel variando de acordo com a região do Mundo e origem da matéria prima.....	165
Figura 5.1 – Tarifa média de energia elétrica real e projetada a partir de 1995 pelo IPCA e IGPM.....	203
Figura 5.2 – Capacidade Instalada Prevista no PLANO 2010 X Ocorrida por Fonte	205
Figura 5.3 – Comparação do PIB Previsto no PLANO 2010 e Ocorrido	205
Figura 5.4 – Comparação do Consumo Previsto no PLANO 2010 e Ocorrido	206
Figura 5.5 – Comparação entre as Energias Disponível Prevista pelo PLANO 2010, Efetiva e o Consumo Ocorrido	207
Figura 5.6 – Energia Disponível Prevista pelo PLANO 2010 e Geração Ocorrida por Fonte.....	208
Figura 5.7 – Energia suprida originalmente por hidreletricidade pelo PLANO 2010 e substituída por outras fontes	208
Figura 5.8 – Explicação gráfica do conceito de Custo médio de geração (CMG) ...	210
Figura 5.9 – Custo adicional da externalidade extra da opção hidrelétrica com carbono valorado ao mercado europeu (€ 4,90 /t CO ₂ - R\$ 12,54/t CO ₂).....	220
Figura 5.10 – Custo adicional da externalidade extra da opção hidrelétrica com carbono valorado ao custo social de carbono médio (US\$ 48/t CO ₂ - R\$ 97,00/t CO ₂).....	221
Figura 5.11 – Custo adicional da externalidade extra da opção hidrelétrica com carbono valorado ao custo social de carbono 95% (US\$ 142/t CO ₂ -R\$ 287,00/t CO ₂).....	221

Figura 6.1 – Aumento do custo social do carbono entre as edições do estudo do Governo Norte-Americano.....	236
Figura 6.2 – Determinação da taxa de aumento do custo social do carbono.....	241
Figura 6.3 – Preferência de utilização de fontes de energia por CMG (\$/MWh) - Caso Base sem externalidades ou custo social	243
Figura 6.4 – Preferência de utilização de fontes de energia por CMG (\$/MWh) - Caso Base sem externalidades ou custo social - Taxa de desconto média.....	244
Figura 6.5 – Preferência de utilização de fontes de energia por CMG (\$/MWh) - Caso Base com Custo social.....	245
Figura 6.6 – Preferência de utilização de fontes de energia por CMG (\$/MWh) - Com internalização das externalidades (GEE e hidrelétrica)	246
Figura 6.7 – Comparação de custos entre as três opções energéticas preferenciais (\$/MWh)	247

LISTA DE QUADROS E TABELAS

Quadro 2.1 – Quadro sinóptico dos Ciclos Econômicos	116
Quadro 3.1 – Tecnologias de redução de emissões de GEE	149
Quadro 5.1 – Descrição de alguns Encargos da Tarifa do Setor Elétrico	196
Quadro 5.2 – Palavras relacionadas nas ameaças de extinção de espécies citadas no "Livro Vermelho da Flora do Brasil"	226
Quadro 6.1 – Impactos socioambientais das principais fontes de geração de eletricidade	227
Quadro 6.2 – Quadro comparativo das ordens de preferência das opções energéticas	248
Tabela 3.1 – Custos unitários de produção de óleo e energéticos	156
Tabela 3.2 – Custos unitários de produção de óleo e energéticos em barris de óleo equivalentes	156
Tabela 5.1 – Garantias Físicas Médias por Fonte	207
Tabela 5.2 – Balanço de Energia substituída 1987-2010	209
Tabela 5.3 – Dados de Custo Médio de Geração coletados para a análise	211
Tabela 5.4 – Cálculo do Custo de Substituição da Hidreletricidade	214
Tabela 5.5 – Emissões de GEE por fonte de geração de eletricidade	215
Tabela 5.6 – Balanço de Emissões Totais de GEE da Substituição	215
Tabela 5.7 – Cálculo da Externalidade GEE da Substituição Energética (R\$ milhão)	218
Tabela 6.1 – Parâmetros para estimativa dos custos de geração	239
Tabela 6.2 – Estimativas de custos externos (US\$/MWh)	241
Tabela 6.3 – Estimativas de custos externos de carbono (US\$/MWh)	242

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

Abradee	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
AC	Antes de Cristo
AIE	Agência Internacional de Energia
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
API	Instituto de Petróleo Americano
BEE	Bundesverbands Erneuerbare Energie - Federação Alemã para Energia Renovável
BEN	Balanço Energético Nacional
BM&FBOVESPA	Bolsa de Valores e Mercados Futuros de São Paulo
BNDE	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico, atual Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES).
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, antigo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE)
BP	British Petroleum
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCS	Carbon Capture and Storage (Captura e Armazenamento Geológico de Carbono)
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CEDIGAZ	ONG internacional dedicada a informações sobre gás natural criada pelo Instituto Frances de Petróleo
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CERES	Organização sem fins lucrativos, que advoga a liderança de sustentabilidade.
CFC	clorofluorocarbonos
CFURH	Compensação financeira pela utilização de recursos

	hídricos
CIDE	Contribuição de Intervenção de Domínio Econômico
CIMGC	Comissão interministerial de Mudança Global do Clima
CMG	Custo Médio de Geração
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNAEE	Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COFINS	Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social
COP	Conference of the Parties (Conferência das Partes) - reuniões periódicas dos países membros da Convenção do Clima.
COP 18	Décima oitava Conferência das Partes
DDT	Dicloro-difenil-tricloroetano (defensivo agrícola)
DJSI	Dow Jones Sustainability Index
DNAEE	Departamento de Águas e Energia Elétrica
DSM	Demand-side management (gerenciamento da demanda)
ECO 92	Conferência do Rio sobre o meio ambiente, em 1992
EER	Encargo de Energia de Reserva
EEX	European Energy Exchange (grupo europeu de comercialização de energias e de produtos derivados)
EIA	Energy Information Administration (Agência de Informações de Energia) do Departamento de Energia (DoE) dos EUA.
Eletrobrás	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
EOD	Entidade Operacional Designada
EPA	Environmental Protection Agency (Agência de Proteção Ambiental Norte-Americana)
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPRI	Electric Power Research Institute
ESCO	Energy Service company (Empresa de Serviço de Energia)
ESS	Encargo de Serviços do Sistema
EUA	Estados Unidos da América
FOB	“Free on Board” (modalidade de transporte)

FTSE4Good	Índice da Bolsa de Valores da Grã-Bretanha, equivalente ao Índice de Sustentabilidade Dow Jones
GCOI	Grupo Coordenador para a Operação Interligada,
GEE	Gases de efeito estufa
GHG	Greenhouse gas (Gás de efeito estufa)
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GNL	Gás Natural Liquefeito
GRI	Global Reporting Initiative
GTON	Grupo Técnico Operacional da Região Norte
IAEA	International Atomic Energy Agency (Agência Internacional de Energia Atômica)
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IEA	International Energy Agency – Agência Internacional de Energia
IGPM	Índice Geral de Preços do Mercado
IHS	Cambridge Energy Research Associates,
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
IPCC	Intergovernmental Panel for Climate Change (Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas)
IPVA	Imposto sobre Propriedade de Veículos Automotores
LCOE	Levelized Cost of Electricity (custo nivelado de energia)
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MCSE	Manual de Contabilidade do Setor Elétrico
MCTI	Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia do Brasil
NEA	Nuclear Energy Agency (Agência para Energia Nuclear)
O&M	Operação e manutenção
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development (Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico)

ONG	Organização não governamental
ONS	Operador Nacional do SIN
ONU	Organização das Nações Unidas
OPEP	Organização de Países Exportadores de Petróleo
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética
PCH	Pequenas centrais hidrelétricas
Petrobras	Petróleo Brasileiro S.A.
PIB	Produto Interno Bruto
PIS/PASEP	Programa de Integração Social do Trabalhador e de Formação do Patrimônio do Servidor Público
Plano SALTE	Saúde, Alimentação, Transporte e Energia.
PNUD	Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (UNDP em inglês)
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PSS	Product-services system (sistema produto-serviço)
RENCOR	Reserva Nacional de Compensação da Remuneração
RGR	Reserva Global de Reversão
RS	Sigla do estado do Rio Grande do Sul
SC	Sigla do estado de Santa Catarina
SI	Sistema Internacional
SIN	Sistema Elétrico Interligado Nacional
TCU	Tribunal de Contas da União
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
U.S.	EUA - Estados Unidos da América
U.S. Government	Governo Americano
UN	United Nations (Nações Unidas)
UNDESA	United Nations Department of Economic and Social Affairs
UNDP	United Nations Development Program
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change (Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima)
VP	Valor Presente

WBCSD	World Business Council for Sustainable Development
WEC	World Energy Council
WWF	World Wide Fund for Nature
WWF-Brasil	World Wide Fund for Nature - seção brasileira

LISTA DE SÍMBOLOS

\$	unidade monetária
€	Euro
bbl	barril, equivalente a 158,978.... litros
boe	barril de óleo equivalente
BTU	British Thermal Unit
CH4	gás metano
CO2	Dióxido de Carbono (gás carbônico)
gal	galão
GJ	Giga Joule
GW	Giga watt
h	Hora
HP	Horsepower – medida de potência
Hz	Hertz – medida de frequência elétrica
kg	Quilograma
km	quilometro
km ²	quilometro quadrado
kW	kilowatt
l	litro
m ³	metro cúbico
MJ	mega Joule
MMBTU	milhões de BTU
MW	Megawatt
MWh	megawatt hora
NOx	Óxidos de nitrogênio
ppm	parte por milhão
R\$	real
SO2	Dióxido de enxofre
Tg	Tera grama
toe	tonelada de óleo equivalente
TWh	terawatt hora
US cent	centavos de dólares norte americanos
US\$	dólares norte americanos

Y

Yen

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	24
1.1 METODOLOGIA.....	27
2 O ATUAL MERCADO DE ENERGIA.....	30
2.1 CONTEXTO HISTÓRICO DO USO DA ENERGIA	30
2.2 ORIGEM DO MERCADO DE ENERGIA	35
2.2.1 A formação do mercado de lenha combustível	35
2.2.2 Transição para o carvão mineral e o adeus à biomassa.....	37
2.2.3 A iluminação – Velas, baleias e a introdução dos derivados de petróleo	41
2.2.4 O papel da inovação tecnológica na intensificação do uso e no estabelecimento do mercado de energia	50
2.2.4.1 A inovação tecnológica da Revolução Industrial	51
2.2.4.2 A inovação crucial - o motor de combustão interna.....	59
2.2.4.3 A mobilidade individual, o automóvel e a hegemonia do petróleo.....	67
2.2.5 Os energéticos iluminantes e o advento da indústria de rede.....	74
2.2.5.1 O Gás Iluminante e O Surgimento do Monopólio Natural.....	74
2.2.5.2 A Eletricidade, O Magnetismo, O Mistério e O Fascínio.....	78
2.2.5.3 A Lâmpada Elétrica, O Dínamo e O Novo Negócio de Redes	81
2.3 O DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO DO MERCADO DE ENERGIA.....	87
2.3.1 O Mercado de Combustíveis Líquidos de Petróleo e a Burla da Lógica de Equilíbrio Oferta e Demanda.....	87
2.3.1.1 A Intervenção do Estado e a Aparente Recuperação do Poder do Livre Mercado.....	91
2.3.1.2 A Evolução da Estrutura de Mercado de Petróleo e Derivados.....	93
2.3.2 O Mercado de Eletricidade e a Ligação Direta Supridor Consumidor	98
2.3.2.1 O Mercado de Serviços - Eletricidade, Gás, Telefonia e similares - a Impossibilidade de Opção do Consumidor e o Poder da Economia de Redes	98
2.3.2.1 A Evolução da Estrutura de Mercado de Eletricidade e Redes Energéticas.....	103

2.3.3 Uma Breve Abordagem dos Mercados de Carvão, Gás Natural e Nuclear	109
2.3.3.1 O Mercado de Carvão	109
2.3.3.2 O Mercado de Gás Natural.....	110
2.3.3.3 O Mercado de Combustível Nuclear.....	111
2.3.4 Uma Estrutura Genérica para os Mercados de Energia?.....	113
2.3.5 Ciclos Econômicos e o Mercado de Energia	115
3 A ANÁLISE DA SUSTENTABILIDADE DO MODELO DO MERCADO ATUAL DE ENERGIA	121
3.1 O MERCADO DE ENERGIA COMO COMMODITY.....	121
3.2 SUSTENTABILIDADE, ENERGIA E EXTERNALIDADES	124
3.2.1 As Externalidades do Mercado de Energia	126
3.2.2 A Externalidade Negativa Ambiental - Poluição	128
3.2.3 A Externalidade Negativa de Impacto Global	132
3.2.4 A Reação do Mercado de Energia – Negação, Imagem e Mudança.....	138
3.2.5 A Atuação via Instrumento Econômico – Os Certificados de Emissão... 144	144
3.3 O POSSÍVEL ATENDIMENTO FUTURO DE ENERGIA SOB A ÓTICA DO EQUILÍBRIO COMPETITIVO.....	154
4 ENERGIA COMO SERVIÇO.....	166
4.1 ENERGIA - VISÃO, UTILIZAÇÃO E CONSEQUÊNCIAS	166
4.2 O CONCEITO DE SERVIÇO.....	171
4.3 O CONCEITO DE SUSTENTABILIDADE	176
4.4 O SERVIÇO EXPANDIDO PARA CONTEMPLAR SUSTENTABILIDADE.....	181
5 ANÁLISE COMPARATIVA ENERGIA COMO PRODUTO OU SERVIÇO E A SUSTENTABILIDADE	186
5.1 ENERGIA COMO PRODUTO E A SUSTENTABILIDADE	187
5.1.1 A Incorporação de Parâmetros de Sustentabilidade à Energia como Produto – Exemplo da Energia Elétrica no Brasil.....	187
5.1.1.1 Breve Histórico do Sistema Elétrico Brasileiro	187
5.1.1.2 Análise da Evolução do Sistema Elétrico Brasileiro sob a Ótica Produto e Serviço.....	191
5.1.2.1 A Tentativa de Incorporação da Sustentabilidade na Tarifa de Energia Elétrica – Os Encargos Setoriais	195
5.2 ENERGIA COMO SERVIÇO E A SUSTENTABILIDADE	201

5.2.1 A Incorporação de Parâmetros de Sustentabilidade à Energia como Serviço – Análise da Substituição da Hidreletricidade pela Termogeração no Plano 2010.....	201
5.2.1.1 Metodologia de Análise	203
5.2.1.2 Determinação das Substituições Energéticas e Quantidade de Energia Substituída.....	204
5.2.1.3 Cálculo dos Custos Internos das Fontes de Energia.....	209
5.2.1.4 Cálculo dos Custos das Externalidades das Fontes de Energia	212
5.2.1.5 Resultado da Análise.....	214
5.2.1.6 Constatações Ulteriores	222
6 METODOLOGIA DE CÁLCULO DE INCORPORAÇÃO DE SUSTENTABILIDADE À ENERGIA – COMPARAÇÃO ENTRE PRODUTO E SERVIÇO	227
6.1 EQUACIONAMENTO E PREMISSAS DE CÁLCULO	228
6.1.1 Cálculo do Resultado incluindo Externalidades	228
6.1.2 Externalidades, Ótimo Social e Resultado Intergeneracional	231
6.2 DEFINIÇÃO DE CENÁRIOS DE CÁLCULO E FORMA DE EQUACIONAMENTO DOS CUSTOS DIRETOS E EXTERNALIDADES ...	237
6.3 RESULTADOS, ANÁLISE DE SENSIBILIDADE E DISCUSSÃO.....	243
7 CONCLUSÕES E DESDOBRAMENTOS.....	249
7.1 CONCLUSÕES	249
7.2 DESDOBRAMENTOS	252
7.3 PROPOSIÇÃO DE POLÍTICA PÚBLICA PARA ENERGIA COMO SERVIÇO ..	255
REFERÊNCIAS.....	258

1 INTRODUÇÃO

De acordo com o Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD),

[...] a energia é essencial para que se atinjam os objetivos econômicos, sociais e ambientais inter-relacionados do desenvolvimento sustentável. Mas para alcançar essa importante meta, os tipos de energia que produzimos e as formas como os utilizamos terão de mudar. Do contrário, danos ao meio ambiente ocorrerão mais rapidamente, a desigualdade aumentará e o crescimento econômico global será prejudicado (UNITED NATIONS DEVELOPMENT PROGRAM, 2000, f. iii, grifo nosso).

Historicamente, as primeiras formas de energia, de importância econômica a serem comercializadas foram os combustíveis, quer de biomassa, como lenha, ou fóssil, como carvão e petróleo. Despontaram como mercados concorrenciais no qual vigorava o processo clássico de regulação econômica de oferta e demanda, que impactado pelas inovações tecnológicas, gerou ciclos de hegemonia entre cada uma delas. Consequências naturais deste tipo de mercado têm sido a flutuação dos preços e dos resultados dos investimentos ao longo do tempo, alternando períodos de retorno altamente positivos com outros negativos. O processo concorrencial também tem provocado ciclos de concentração econômica, com eventual prevalência de monopólios de fato ou oligopólios em regiões do Mundo por determinados períodos. Neste cenário, as questões dos impactos sociais, preservação dos recursos naturais e do meio ambiente foram normalmente tratadas como externalidades e, salvo obrigação legal, desconsideradas nas análises. Com o advento de novas tecnologias, como a energia elétrica, surge o conceito da indústria de rede, com necessidade de grandes investimentos de instalação e pouca ou nenhuma possibilidade de real concorrência. Devido aos altos custos e grande impacto social, este tipo de suprimento energético passa a ser altamente regulamentado e institucionalizado para garantir o atendimento e evitar o abuso de poder econômico.

Ao longo do tempo, passando a compreender a importância vital de qualquer forma de energia, conforme expressa na declaração da ONU citada, no que tange ao aspecto econômico, as instituições governamentais procuraram agir para garantir o suprimento energético dentro de parâmetros de segurança de abastecimento e

custos suportáveis pela sociedade. Estas ações variaram desde a intervenção direta estatal por meio de investimento público nas atividades de produção e distribuição de energia sob todas as suas formas até uma regulação mais restritiva e direcionadora de investimentos de terceiros. Estas opções não têm aparentemente garantido o atendimento da demanda de energia sob condições de equilíbrio no longo prazo, minimização de impactos ambientais e sociais ou a perpetuação da disponibilidade de recursos naturais do planeta. Assim, a interação do crescimento econômico, desenvolvimento social e o meio ambiente, dinamizado pelo consumo energético intensivo e concentrado, têm conduzido a efeitos nefastos, entre os quais destacamos poluição, desmatamento, desertificação e degradação do planeta. (TESTER *et al.*, 2005).

Dentre estes efeitos destacam-se as mudanças climáticas que têm dominado o noticiário nos últimos 20 anos e lançado uma série de incertezas quanto ao futuro. Apontada como consequência direta do aumento da concentração de dióxido de carbono na atmosfera, a liberação deste composto é devida à intensificação do uso da energia, principalmente oriunda de combustíveis fósseis, notadamente carvão e petróleo (HOUGHTON *et al.*, 2001).

Dentro deste diagnóstico, são propostas diversas formas de contornar ou mitigar este problema, visando reduzir, eliminar ou no mínimo postergar suas consequências, e dentre estes instrumentos destaca-se o Protocolo de Kyoto. Baseado numa metodologia que onera as emissões e institui o chamado crédito de carbono, procurar abordar o problema sob uma ótica de mercado concorrencial, tentando elevar este item ao de produto do catálogo de várias empresas. Contudo, a operacionalização efetiva deste mercado de carbono é altamente institucionalizada, dependendo de uma série de estruturas para garantir e certificar o valor deste bem. Apesar de aceito, o nexos da relação consumo energético, emissões e mudanças climáticas, e criado um mecanismo para minimizar os seus efeitos, as ações necessárias para atingir as metas propostas no Protocolo de Kyoto, ainda não foram adotadas de modo efetivo. Aparentemente nem a atuação por meio dos instrumentos de mercado concorrencial ou das instituições governamentais, parecem ter sido suficientes para garantir a continuidade do atendimento das demandas energéticas futuras, contemplando as necessárias metas de redução de mudanças climáticas acordadas (SMIL, 2003; KAMMEN, 2013).

Observa-se uma dicotomia de compreensão da energia, ora sendo considerada como uma mercadoria de concorrência comum *commodity* sem qualquer tipo de interferência de política pública (inclusive de aspectos socioambientais), ora como um serviço regulado. E esta mesma dualidade de abordagem se manifesta na própria metodologia de emissões de gases de efeito estufa (GEE), que tenta conciliar uma abordagem de equilíbrio de mercado a uma forte estrutura institucional.

Entenda-se *commodity* ou *commodities* como mercadorias que apresentam algumas características fundamentais. São bens fungíveis, equivalentes em termos de especificações estabelecidas, independentemente do produtor, cujo preço à vista é determinado pelo mercado em função do equilíbrio da oferta e da demanda em livre competição, conforme as definições da economia clássica e neoclássica (RUTHERFORD, 2002; ROMEU, 2014). Porém, além da homogeneidade dos produtos, outras condições deveriam ser atendidas para o funcionamento de um mercado dentro destes preceitos. Losekann (2003) os enumera, ao estudar o caso do setor elétrico brasileiro, citando a atomização do mercado, a livre mobilidade do capital, a condição estacionária da economia, a ausência de externalidades e a racionalidade perfeita e maximizadora da utilidade dos agentes.

Utilidade se refere ao conceito de medida de satisfação relativa de um agente da economia e que explica o seu comportamento quanto à tomada de decisões de produção ou consumo (SAMPAIO, 2008). Já a externalidade, ou efeito externo, ocorre quando decisões de um agente têm impacto, de forma não intencional, na utilidade ou resultado de outro agente sem haver compensação ou pagamento pelo gerador do impacto à parte afetada. Na prática, toda atividade econômica implica efeitos externos sob diversas formas (PERMAN, 2003).

As *commodities* energéticas são produtos complexos, que se apresentam em formas exclusivas (sólido, líquido, gasoso ou elétrons), sendo em muitos casos, tóxicos e perigosos, requerendo ativos específicos para sua manipulação e uso (VAN VACTOR, 2004). Portanto seu enquadramento como *commodity* já se torna questionável pela especificidade de ativos, o que por si reduz a mobilidade do capital e também cria barreiras aos participantes, reduzindo a atomização do mercado. Adicionalmente, como a concorrência perfeita supõe a ausência de externalidades e a formação de preços não considera estes custos na maximização de utilidade dos agentes envolvidos, parece difícil que seja atingido uma maior sustentabilidade ou

um ótimo social quando energéticos passa a ser commoditizados (LOSEKANN, 2003).

Neste cenário se formula a questão básica do tema desta tese - Qual a estrutura de mercado de energia que mais favorece a sustentabilidade para a sociedade?

A hipótese principal é que uma estrutura de atendimento da demanda de energia como serviço poderia incorporar as externalidades e propiciar a sustentabilidade nas dimensões econômica, social e ambiental levando a um custo ótimo social. O conceito de sustentabilidade, neste trabalho, é entendido, como a utilização racional e viável dos recursos naturais finitos, e muitas vezes não renováveis, de modo que possam servir à produção atual e também às gerações futuras (LUSTOSA; CÁNEPA; YOUNG, 2010). A aplicação deste conceito para a energia será detalhada no capítulo 4.

1.1 METODOLOGIA

Utilizaremos da seguinte metodologia para problematizar a questão, abordar os aspectos relevantes e elaborar uma resposta:

- a) avaliação histórica dos mecanismos de formação dos atuais mercados de energéticos;
- b) análise dos resultados nas dimensões econômica, social e ambiental que vêm sendo obtidos dentro da estrutura de mercado de energia vigente,
- c) proposição de uma estrutura de mercado que potencialmente consiga obter resultados melhores e
- d) análise comparativa através de uma simulação dos resultados obtidos com as estruturas atual e proposta considerando as decisões de geração no sistema elétrico brasileiro.

No capítulo 2 foi desenvolvida uma análise histórica da evolução técnica, científica, econômica e social que conduziu às estruturas vigentes ou que vigoram nos mercados das diversas formas de energia, constatando-se que em todos predominou uma organização que mescla processos de negócios basicamente regidos por princípios da economia institucional e complementados dentro das premissas do equilíbrio concorrencial. Esta forma de mercado, contudo, somente a contempla a sustentabilidade econômica, desconsiderando os aspectos

socioambientais, o que acaba por promover desequilíbrios cíclicos e transições energéticas que não necessariamente apontam para uma maior sustentabilidade.

No capítulo 3 foi investigada a forma de tratamento das questões externas à sustentabilidade econômica, em especial, o impacto ambiental devido à poluição atribuída ao consumo de energia e suas consequências sobre a cadeia de suprimento. Foi feita uma análise específica para as mudanças climáticas e os processos de mitigação propostos por meio de instrumentos econômicos, concluindo que em mercados de energia ofertada como produto, pode não ocorrer o favorecimento à aplicação dos energéticos mais sustentáveis.

No capítulo 4 foi examinada a percepção da energia sob a ótica do consumidor considerando as estruturas de mercado apresentadas e suas externalidades. Sendo ainda discutidos os conceitos de serviço e sustentabilidade e sua aplicação aos mercados de energia, concluindo-se que a proposta de suprimento de energia como serviço pode vir a propiciar uma maior sustentabilidade. E que a aplicação deste conceito de serviço regulado para energia se adéqua de modo mais consistente às formas de energia distribuídas em rede, como eletricidade e gás natural.

No capítulo 5, considerando todas as deduções e inferências dos capítulos anteriores, focando no mercado de energia elétrica no Brasil, foi realizada uma análise histórica do processo de desenvolvimento deste sistema, enquadrando este processo na visão produto ou serviço e como têm sido tratadas as externalidades. Em seguida, foi efetuado um cálculo comparativo entre planejado e realizado na oferta de geração de energia elétrica entre 1987 e 2010, avaliando os diferenciais de custos diretos e externos destas decisões. Esta análise comprovou que a forma de oferta da energia e a internalização dos custos externos influencia criticamente as opções energéticas e os custos totais para a sociedade.

No capítulo 6 se propõe um modelo de cálculo de avaliação do negócio de energia que contemple o atendimento das demandas deste consumidor como produto ou serviço incluindo as externalidades e lançando mão da mesma metodologia de cálculo utilizada no capítulo anterior e premissas de um cenário de acréscimo de demanda foi realizado um cálculo de simulação de escolha de energéticos preferenciais ao atendimento deste aumento de consumo. Esta simulação comprovou que a oferta de energia como serviço muda a opção

preferencial de elevação de oferta comparada à oferta de energia como produto, e que esta alteração depende da forma de internalização das externalidades.

No capítulo 7 foram apresentadas as conclusões que indicam que os mercados de energia apresentam formas de organização que propiciam sua oferta como serviço e que dependendo de quais e como sejam internalizadas as externalidades, a opção do atendimento da demanda de energia como serviço pode conduzir a uma condição de maior sustentabilidade.

2 O ATUAL MERCADO DE ENERGIA

2.1 CONTEXTO HISTÓRICO DO USO DA ENERGIA

Energia em suas diversas formas tem sido um bem fundamental ao crescimento econômico e é indiscutivelmente um dos pilares da civilização. Mesmo compreendendo que o conceito de energia é difícil de expressar de forma simples (COELHO, 2007), para esta abordagem foi classificado seu consumo em dois grandes grupos – energia somática necessária à manutenção da vida em si, ou seja alimento, e energia extrassomática (PRICE, 1995), um bem acessório, não fundamental a vida mas que proporciona conforto ou facilidade na execução de tarefas. Energia como alimento tem sido produzida e transacionada desde o alvorecer da humanidade, sob diversas formas de organização e mercados cujos comportamentos foram utilizados como objeto de estudo e fundamentação da ciência econômica. Em particular, podemos citar o mercado do milho, que influenciou o trabalho de Adam Smith e David Ricardo, sendo o termo milho “corn” citado 232 vezes na obra de um (SMITH, 1937) e 278 na do outro (RICARDO, 1821)¹. Este trabalho se concentra na investigação do estabelecimento do mercado de energia como bem acessório.

Os usos de energia extrassomática, aqui chamado **bem acessório**, podem ser distinguidos conforme sua destinação, a saber:

- Trabalho ligado diretamente a movimentos físicos como
 - Transporte e
 - Transformação física como moagem de grãos
- Iluminação
- Aquecimento utilizado para
 - Cocção de alimentos
 - Condicionamento de ambientes e

¹ Estimativa do autor, obtida da consulta às obras citadas utilizando ferramenta de busca do software Adobe Reader X.

- Transformação física & química como na extração e moldagem de metais

A evolução tecnológica aliada à expansão da ocupação do planeta pela raça humana colaborou para um aumento na sofisticação do uso final da energia. Houve aumento na necessidade transporte com deslocamentos a maiores distâncias de cargas mais pesadas, concomitantemente com a utilização de construções mais altas, cujo próprio soerguimento passou a exigir maior energia. A necessidade de maior aproveitamento do tempo do dia para execução de tarefas passou a requerer iluminação alternativa à luz solar, com uma qualidade de luz mais próxima da luz natural diurna, aumentando a demanda por combustíveis iluminantes. O espalhamento da humanidade pela superfície terrestre também passou a implicar condicionamento de ambientes, primeiramente para aquecimento e a posterior para refrigeração. A própria diversificação e refinamento da produção de bens passou a consumir mais energia quer na agricultura, pecuária ou indústria.

Este aumento de complexidade na demanda energética provocou uma natural evolução nas fontes de energia utilizadas para seu atendimento. Historicamente, podemos observar que as fontes históricas iniciais de energia eram basicamente biomassa sob todas as formas, como lenha para queima provendo aquecimento e iluminação e tração animal para as demandas ligadas a trabalho (Figura 2.1). Nesta última categoria, além dos tradicionais animais de carga, a própria força humana e infelizmente e inevitavelmente a escravidão. Não podem ser esquecidas a utilização da energia hidráulica e eólica nos processos de moagem, bombeio de água e até de transporte, sendo o principal representante, o barco a vela. As contribuições destas fontes, apesar de significativas em termos dos efeitos que geraram, são de estimativa difícil e sua participação relativa foi pequena. Estima-se que moinhos de água chegaram a representar até 2% do consumo de energia no Egito a cerca de 3.000 anos AC, em Roma no ano 200 e na China no ano 500. Moinhos de vento também responderam por até 3% do consumo de energia de alguns países da Europa da época medieval até a idade moderna (SMIL, 1994).

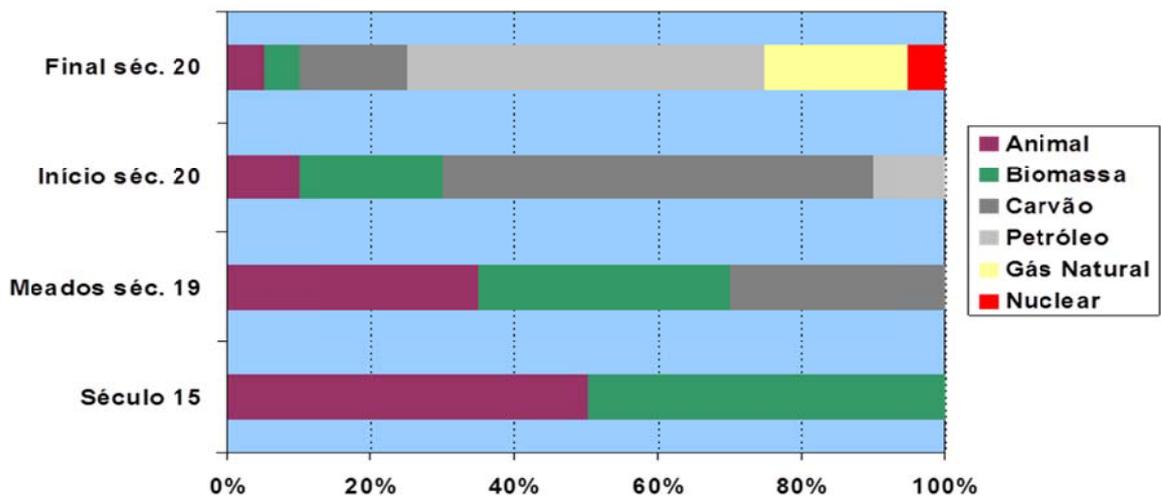


Figura 2.1 – Evolução da participação das fontes de energia na Terra
 Fonte: Adaptação de RODRIGUES, c2014.

De posse destes dados, caso fosse abordado o potencial mercado da energia utilizada para trabalho ou potência, poderia ser considerado que o comércio de escravos ou a criação e comércio de animais de tração tenham sido formas de mercado de energia. O comércio de escravos, em particular, contou inclusive com um razoável nível de organização e um número significativo de firmas e instituições envolvidas, e a atividade de criação animal foi básica ao fornecimento de energia para atividade agrícola, porém nenhum destes mercados nunca se assumiu como sendo de uma “forma de energia” e efetivamente suas estruturas não aparentam ter influenciado os atuais mercados de energia (MALANIMA, [2007?]; BATOU, 2011).

Assim, parece que deve ser procurada a gênese dos mercados de energia nos outros usos nos quais, antes do invento da máquina térmica ou máquina a vapor, não havia contribuição à demanda de potência. Entre estes usos destaca-se por larga margem, o consumo de combustíveis, principalmente os oriundos de biomassa na maior parte da história abrangida, conforme Figura 2.2 (SMIL, 1994).

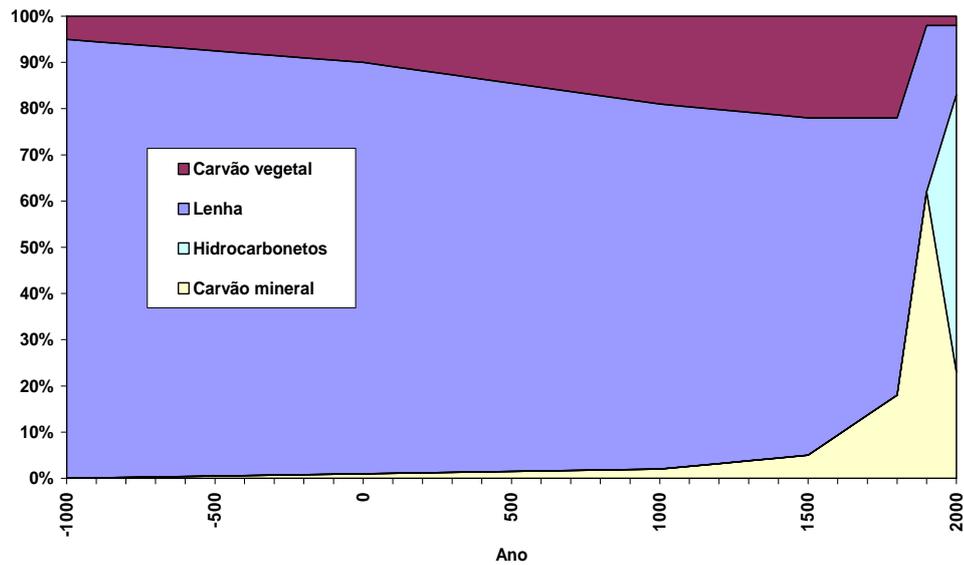


Figura 2.2 – Evolução histórica do consumo de combustíveis
 Fonte: Adaptação de SMIL (1994).

Destaca-se claramente o papel fundamental da energia da lenha na evolução histórica, tendo sido substituída pelos chamados combustíveis fósseis somente nos últimos duzentos anos. Há de se ressaltar contudo, que adicionalmente à maior participação percentual, ocorreu ainda um salto gigantesco em termos de consumo absoluto neste mesmo período. Este aumento dramático é facilmente demonstrado pela Figura 2.3, que apresenta uma estimativa do crescimento da população e do consumo da energia na Terra (SOTIROPOULOS, 1994) no qual nestes duzentos anos, enquanto a população mundial cresceu 12 vezes, o consumo de energia cresceu 10 milhões de vezes.

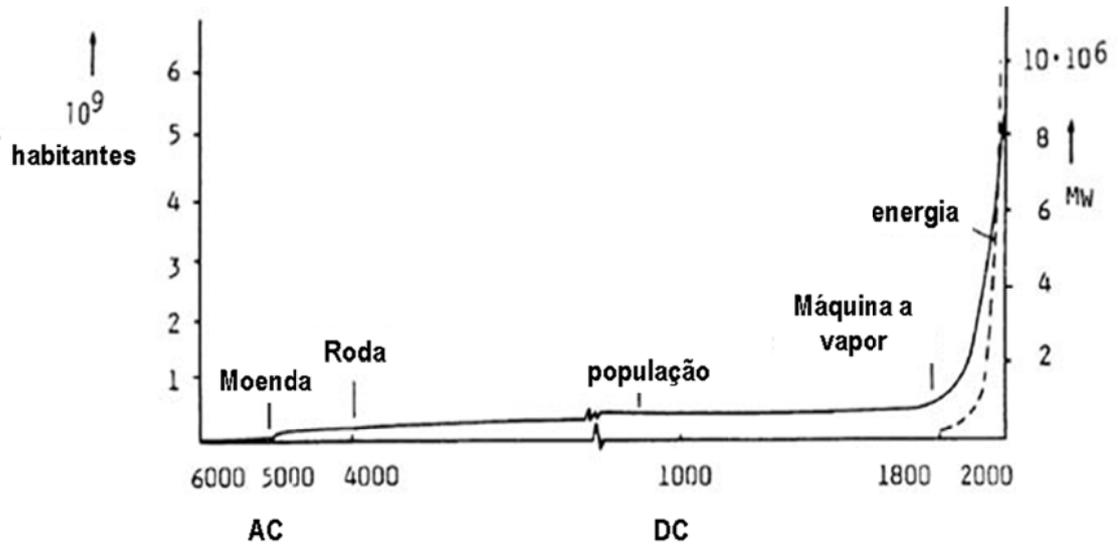


Figura 2.3 – Crescimento populacional e consumo de energia nos últimos 8.000 anos (estimativa)
 Fonte: Adaptação de Sotiropoulos (1994).

A Figura 2.4 apresenta uma estatística de consumo de energéticos dos Estados Unidos desde 1635, sendo este país o maior consumidor absoluto de energia no Mundo atual. De um valor próximo a zero, na escala do gráfico (em quadrilhões de BTU por ano) a um total de cerca de 100 quadrilhões de BTU por ano, vemos que a escalada é de proporções espetaculares.

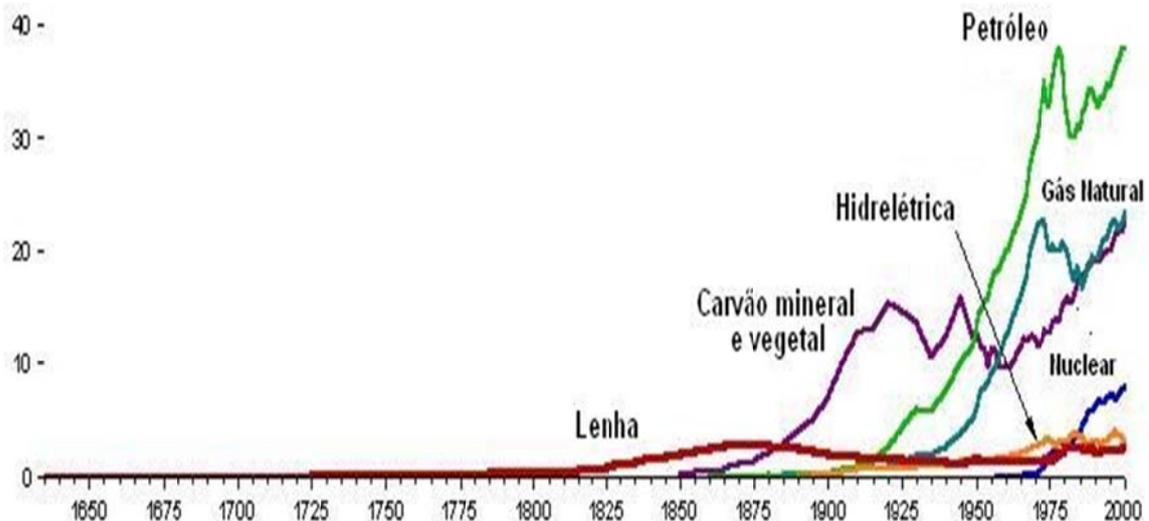


Figura 2.4 – Consumo dos principais energéticos nos Estados Unidos de 1635 a 2000
 Fonte: Adaptação de ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2001).

Esta sequência de dados evidencia a participação da biomassa, em especial a lenha, como um produto relevante para aquecimento, e que pode ter sido o precursor de um mercado de energia.

2.2 ORIGEM DO MERCADO DE ENERGIA

2.2.1 A formação do mercado de lenha combustível

Para corroborar esta avaliação inicial, devemos investigar como se dava o suprimento de lenha combustível para aquecimento. Consideradas as utilizações para aquecimento de espaço e cocção, a obtenção primordial se dava num simples passeio à floresta mais próxima e a coleta de galhos, gravetos e outros resíduos ou o efetivo abate de uma ou algumas árvores, para prover uma residência ou conjunto de moradias, de combustível para um período variável, dependendo somente da estação do ano. Esta é a descrição simples de um processo artesanal de produção para uso doméstico, ainda longe de um estágio similar ao estabelecimento de um mercado ou de uma organização similar a uma firma para executá-lo.

Pode-se afirmar que houve um efetivo mercado de lenha para combustível na Roma antiga (WALL, 2009) e outro na Grã-Bretanha antes do século XIII (FOUQUET; PEARSON, 1998). Neste país, o custo da lenha variava por região, dependendo do tamanho, facilidade de acesso e proximidade das florestas, bem como o tipo de madeira encontrada, se compatível para a demanda como combustível ou para fins não-energéticos. Chegaram a ocorrer registros de crises de suprimento e picos de preços da lenha (THOMAS, 1986; LEWIS, 1981).

Apesar destes fatos, antes de qualquer consideração sobre o estabelecimento de um mercado específico de energia em torno deste energético, o crescimento da população e da atividade econômica na Grã-Bretanha provocaram a ocupação das terras de florestas circunvizinhas às cidades. Havia maior valor no desmatamento para permitir o uso desta terra para cultivo, levando a um ponto em que a oferta de lenha excedeu a demanda máxima de combustível, ao ponto desta tornar-se inelástica. Assim, o problema consequente não foi a disponibilidade de suprimento, mas sim o transporte, uma vez que a lenha tinha de vir de regiões mais distantes. As estradas à época eram precárias, à exceção de algumas poucas vias construídas pelos romanos, mas que não haviam sido projetadas para cargas de maior porte. A forma mais eficaz de transporte de lenha para os centros de consumo das grandes cidades, e principalmente Londres, era através das hidrovias. Aliás, esta era uma das principais formas de abastecimento de produtos de grande massa para a

cidade. Este simples aspecto propiciou a entrada do carvão mineral em substituição da lenha ao longo do tempo. Como o custo de transporte passou a ser semelhante e o carvão mineral fornecia mais energia por massa transportada, rapidamente deslocou a lenha (HUMPHREY; STANISLAW, 1979). Em 1650, ainda antes da invenção da máquina a vapor, o consumo de carvão mineral igualou o de lenha e 50 anos depois já o superava pelo dobro. A introdução da máquina a vapor provocou que em 1800, a lenha representasse somente 10% do consumo de combustível do país (Figura 2.5) (FOUQUET; PEARSON, 2003).

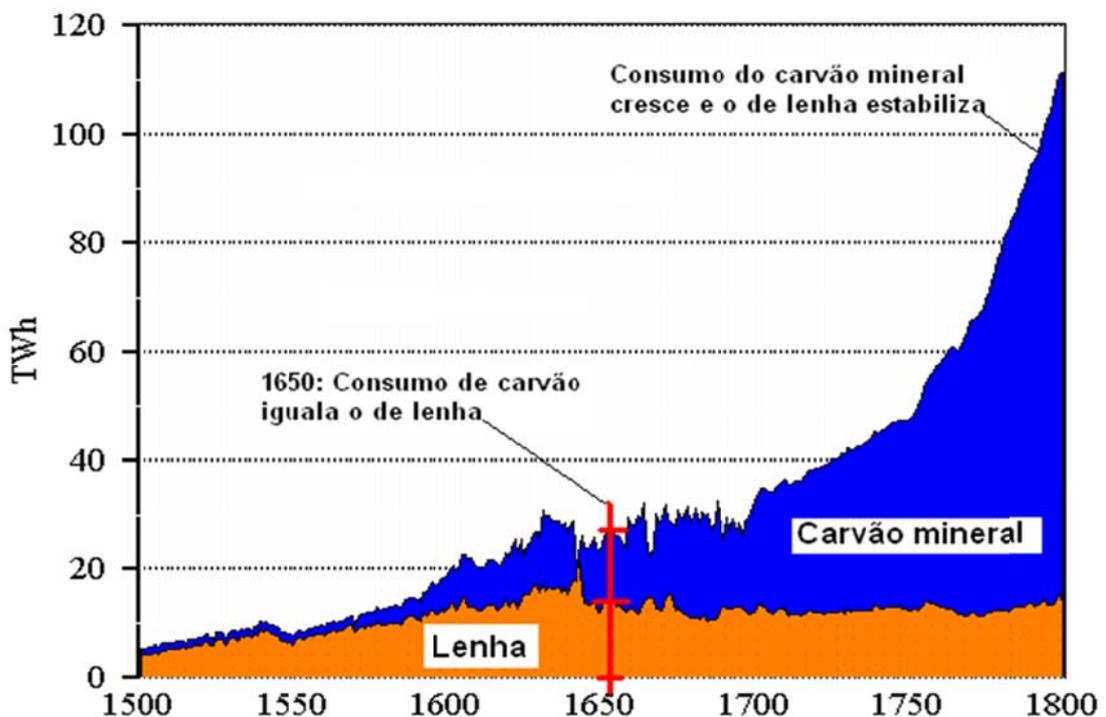


Figura 2.5 – Consumo comparado de lenha e carvão na Grã-Bretanha
Fonte: Adaptação de Fouquet e Pearson (2003).

Há que se registrar também que o avanço tecnológico na metalurgia passou a exigir um combustível mais estável que a lenha, porque seu alto teor de umidade não permitia atingir as temperaturas necessárias a obtenção do aço de qualidade. A lenha então era transformada em carvão vegetal como atividade acessória da indústria metalúrgica, descaracterizando esta atividade como um mercado estabelecido de energia, mas somente uma etapa do mercado de metais ou aço.

Adicionalmente, mesmo nos Estados Unidos, objeto da estatística detalhada citada na Figura 2.4, pelos mesmos motivos de ocupação territorial, o desflorestamento provocou fenômenos semelhantes aos observados na Grã-

Bretanha do Século XIII. Diversamente, a abundância relativa de madeira chegou a gerar algum atraso na adoção de novas tecnologias no transporte e na indústria, provocando que a lenha permanecesse como energético de maior utilização do país até cerca de 1900 (WILLIAMS, 1982). Mesmo assim, praticamente nenhuma instituição ou mercado específico foi estabelecido para ordenar o fluxo monetário entre produtor e consumidor. O produtor de lenha combustível era o mesmo que produzia madeira para construção de edifícios, navios ou cercas e uma efetiva distinção mercadológica para este produto como energia foi praticamente inexistente (COLE, 1970).

Conclui-se que esta trajetória não conduziu ao surgimento de mercados exclusivos de energia. Porém a lenha deixou um legado de estrutura de mercado que, como já citado, ajudou a promover uma grande transição de energéticos.

2.2.2 Transição para o carvão mineral e o adeus à biomassa

A partir dos fatos narrados, parece óbvio que o próximo energético candidato a estudo da formação dos mercados originais de energia é o carvão mineral. Ficou explicitado o papel do carvão mineral como um substituto da lenha, previamente à sua função de energia motriz da Revolução Industrial (HATCHER, 1993). O processo de entrada do carvão mineral, substituindo o consumo de lenha, ocorreu inicialmente de forma marginal, impulsionada pelo custo relativo mais baixo, apesar de apresentar características menos atraentes do que a lenha no consumo (RHODES, 2007). Ressaltem-se, mais uma vez, a questão da escassez regional de lenha e da importância do custo de transporte (HUMPHREY; STANISLAW, 1979) que propiciou a competitividade do carvão mineral frente à lenha. Como ambos atendiam ao mesmo consumo final e utilizavam as mesmas estruturas logísticas de suprimento, pelo menos na distribuição final àqueles consumidores, a diferença de custo residia no processo de exploração dos energéticos. A atividade de exploração da lenha era basicamente a mesma em qualquer lugar, o processo de derrubada das árvores. O aumento do custo da quantidade ofertada era função da extração ocorrer em áreas cada vez mais distantes dos centros de consumo, e, por conseguinte, com custo de transporte maior. Já o carvão se concentrava num mesmo local, logo com um custo de transporte invariável em relação ao mercado de

consumo. Porém o custo de produção de carvão variava conforme a dificuldade de sua mineração.

Antes de 1700, a maioria das minas de carvão era pequena, sendo explorada pela família do dono da terra para consumo próprio, ou atendimento de um mercado local próximo para aquecimento doméstico ou uso na pequena indústria, como fabricação de tijolos, vidro, curtumes e ferraria. Os primeiros sistemas de mineração consistiam na remoção superficial do carvão, que ocorria em afloramentos ou em pedreiras já abertas. Depois que todas estas ocorrências eram exauridas, prosseguia-se cortando o morro lateralmente, acompanhando as eventuais falhas geológicas existentes, mas ainda a céu aberto. Esta forma de mineração não necessariamente propiciava um aumento de produção. Para obter maior extrativismo, passou-se à escavação de minas cada vez mais profundas, seguindo os veios mais ricos em carvão.

Neste ponto, a extração de minério deixou de ser uma atividade artesanal, executada por um pequeno grupo de pessoas usando pás de madeira, picaretas de pedra e o carvão sendo transportado em sacos no lombo de animais ou nas costas dos homens para fora da mina. A necessidade de aprofundamento das minas e o aumento da demanda, num estágio tecnológico estático, passou a exigir proporcionalmente mais pessoal e investimentos, e neste ponto da cadeia de suprimento ocorreram as maiores transformações.

A primeira é quanto à propriedade do minério. Na Grã-Bretanha do século XIII havia consenso que os afloramentos pertenciam ao proprietário da terra ou aos habitantes da região, mas os veios subterrâneos geraram controvérsias de justiça entre o Rei e os proprietários das terras. A decisão foi favorável aos senhores de terra, que exploravam o carvão com seus próprios meios ou concediam o direito de exploração a mineiros especializados, tendo como contrapartida o recebimento de um *royalty* em função da quantidade minerada. Identifica-se aqui um princípio de organização de mercado com uma espécie de firma, uma evolução do estado artesanal da mineração, no qual se faz valer um nível de especialização técnica para executar uma atividade que demandava uma equipe grande e organizada para viabilizar uma produção eficaz e eficiente. A produção obtida era vendida aos mesmos mercadores que transportavam lenha para as cidades, sendo que o maior custo do carvão ao consumidor permanecia sendo o do transporte, o que o mantinha competitivo à lenha (FREEMAN, 1980).

Registre-se ainda, talvez como curiosidade, que esta decisão sobre o direito da propriedade do subsolo levou anos mais tarde o Rei Henrique VIII a tomar as terras da Igreja, cujos dignitários, bispos e cardeais, não encorajavam a extração de carvão. As terras confiscadas foram vendidas aos mercadores de lenha e carvão, que rapidamente iniciaram a extração do minério. Este pode ser classificado como um ato primordial visando regulação de mercado, procurando garantir maior acesso aos recursos energéticos (HUMPHREY E STANISLAW, 1979).

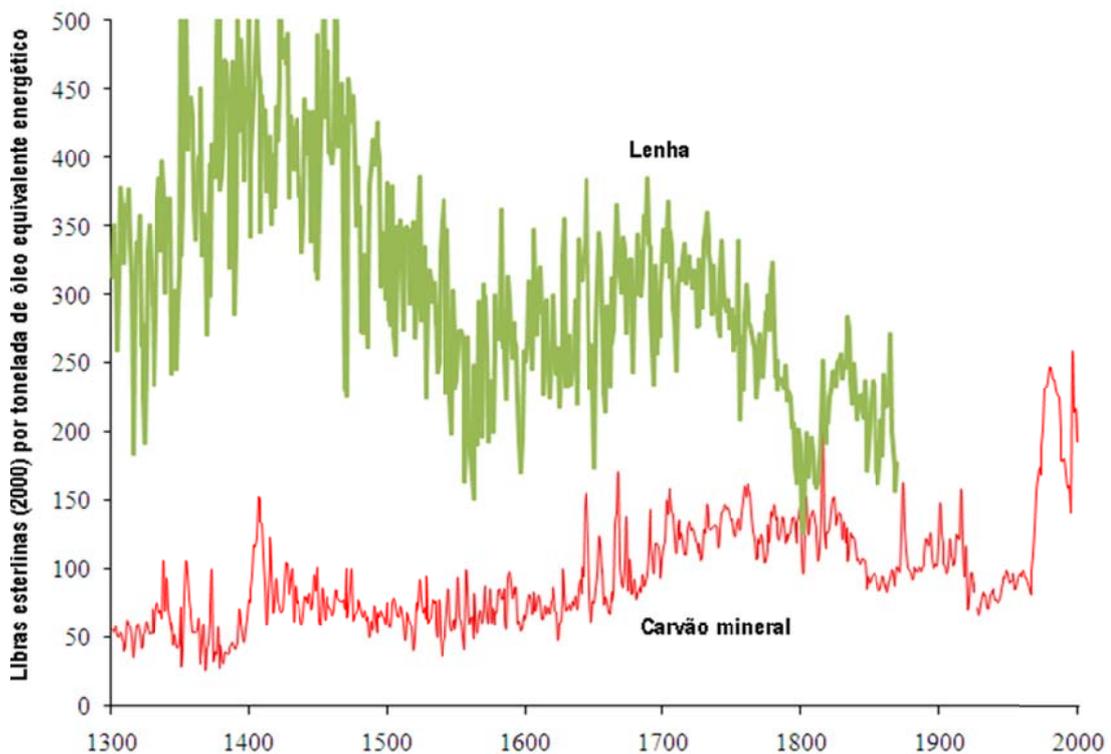


Figura 2.6 – Preços comparados de lenha e carvão na Grã-Bretanha
Fonte: Adaptação de Fouquet (2010)

Com preços menores (Figura 2.6), o uso de carvão tornou-se generalizado em Londres, alarmando os cidadãos quanto a questões de saúde, por se acreditar, com razão, que a fumaça do carvão produziria doenças nos pulmões. Não havia até então chaminés nas casas, porque antes se considerava que os fumos da lenha eram benéficos à saúde. Foi solicitada ao Parlamento a proibição da queima de carvão por ser um incômodo insuportável. Assim em 1280, as Câmaras dos Lordes e Comuns do Parlamento, reunidas representando os cidadãos de Londres, queixaram-se ao Rei Eduardo I, pedindo a proibição do uso de carvão. O Rei acatou, emitindo uma proclamação proibindo a queima de carvão em Londres e arredores,

ordenando às pessoas que as lareiras para aquecimento utilizassem somente lenha. Os ferreiros eram isentos desta proibição devido às exigências de sua profissão. Este édito foi ignorado, apesar de uma segunda queixa do Parlamento e a nomeação de uma Comissão Real, com ordens de punir todos os infratores com multas, e destruir todos os fornos que queimassem carvão (NEF, 1932). Ao longo de centenas de anos seguintes, protestos, reclamações, éditos reais e leis tentam restringir o uso do carvão. Há registros que damas requintadas da sociedade londrina do século XVII se recusavam a entrar em ambientes aquecidos por carvão ou a ingerir alimentos cozidos com ele. Contudo, as forças de mercado, movidas pelos preços menores, foram mais fortes que as proclamações reais e o carvão não só continuou a ser usado, como acabou encontrando o seu caminho para o Palácio Real, que passou a utilizar aquecimento a carvão em cerca de 1680 (BANK, 1883).

No início dos anos de 1700, dois acontecimentos foram determinantes para a disparada da demanda por carvão. Em 1709, Abraham Darby descobriu que carvão mineral calcinado poderia ser utilizado para produzir ferro em substituição ao carvão vegetal e, em 1712, Thomas Newcomen desenvolveu um motor a vapor para bombear água das minas e este foi rapidamente adotado, porque inundação era um problema comum às profundas minas de carvão. Em verdade, o motor de Newcomen era muito ineficiente e levou muito tempo para que o método de Darby pudesse ser amplamente utilizado, mas estas invenções lançaram as bases para a grande expansão da demanda por carvão. Ambas permitiram ampliar a utilização do carvão mineral no espectro de consumo energético, a tecnologia de Darby aumentando a substituição de lenha ou carvão vegetal e a máquina a vapor, permitindo a substituição da tração animal (FOUQUET, 2010a).

É curioso observar que o mercado do carvão mineral, num primeiro momento foi implantado sobre a égide de uma renda ricardiana, uma vez que o processo de extração da lenha em regiões mais distantes tornou este o recurso marginal, comparável a terra menos fértil que, porém, determinava o preço do produto. Esta primeira vantagem promoveu a expansão do mercado com a substituição da lenha. Já num segundo momento, o carvão passa a angariar uma renda schumpeteriana, porque com o advento da máquina a vapor ocorre uma renda de eficiência e diversificação de uso, ampliando sua demanda em fatias de mercado de energia não ocupadas pelos combustíveis até então. Estes fatores somados aparentam ter colaborado de forma decisiva à perpetuação do mercado do carvão, que

praticamente relegou a um segundo plano longínquo a utilização da biomassa como energético de significância no desenvolvimento econômico por alguns séculos. A tal ponto chegou esta substituição que em meados do século XIX, a utilização intensa e indiscriminada do carvão mineral chegou a fazer alguns estudiosos levantarem preocupações sobre uma potencial exaustão das reservas na Grã-Bretanha e o impacto deste evento no progresso da nação (JEVONS, 1866).

O mercado de carvão energético floresceu desde o século XVIII e permaneceu como dominante no cenário de energia até o início do século XX. Entre os diversos legados além da infraestrutura de consumo de energia em patamares jamais alcançados na história da humanidade, uma das instituições marcantes talvez seja a de um forte sindicato de trabalhadores. Esta organização surgiu devido a fatores como o perigo da atividade, da necessidade do trabalho coletivo e do enorme poder do empregador, dono da terra explorada, da casa em que viviam e da única loja de suprimentos da região. Avaliações atuais indicam que os sindicatos tiveram pouco impacto sobre os salários dos mineiros, mas sua contribuição na promoção da segurança e da política de compensação para os trabalhadores acidentados nas minas ou debilitados por doenças ocupacionais lançaram as bases para as políticas de previdência social existentes em muitos países (JAFFE, 1991). Aliás, não pode ser esquecida que as condições de trabalho dos mineiros também inspiraram Karl Marx na elaboração dos pensamentos expressos na sua maior obra, em que diversos exemplos desta indústria são citados na questão da exploração da mão de obra pelo capital (MARX, 1867).

Do final do século XIX em diante, o petróleo se consolida como o principal energético do planeta, deslocando o carvão mineral de sua posição, porém sem substituí-lo totalmente e esta hegemonia se mantém até hoje. Porém como o petróleo, um combustível líquido, se estabeleceu num mercado de energia dominado pelo combustível sólido e sem substituí-lo totalmente ou em grande parte conforme havia ocorrido no caso da troca da lenha pelo carvão?

2.2.3 A iluminação – Velas, baleias e a introdução dos derivados de petróleo

Observando-se os atuais mercados de energéticos, constata-se que todos, sem exceção, guardam forte relação com petróleo e seus derivados. Há óbvias variações de custos e liquidez dependentes de sazonalidades, questões políticas,

sociais, ambientais etc. Porém é clara a correlação de todas estas forças influenciando o equilíbrio de mercados caracterizados por instituições de porte e idades variáveis, com papéis e atividades bem definidos. Será que na origem da exploração deste energético de uso atualmente globalizado e diversificado deve ser procurado o estabelecimento das bases do atual mercado de energia? Por mais que haja citações a cerca da utilização de petróleo desde tempos bíblicos, uma vez que a Arca de Noé foi impermeabilizada com petróleo que aflorava na região (Genesis 6:14), parece pouco provável considerar uma atividade tão complexa e intensiva em termos de investimentos e tecnologia como tendo evoluído historicamente de uma forma artesanal para a formação de mercados.

Na realidade, historicamente constata-se que o petróleo estabeleceu-se como energético substituto a um mercado previamente estabelecido. Curiosamente este mercado foi criado em torno de uma utilização energética de menor relevância em termos de consumo absoluto, mas de profundo impacto na vida diária – iluminação.

Perdida nos primórdios da humanidade, a descoberta do fogo foi fundamental para a perpetuação da raça humana. O fogo serviu, além de cozinhar alimentos e aquecer os abrigos, como fonte de luz. A luz artificial provia segurança à noite, afastando os perigos e medos noturnos e ainda propiciava maior aproveitamento das horas do dia, aumentando a produtividade do trabalho. Contudo, a luz emitida das lareiras era bruxuleante e concentrada em torno daquele ponto, enquanto tochas e archotes eram convenientes para iluminar ambientes grandes, mas geravam também uma luz trêmula e provocavam muita sujeira. A primeira invenção que permitiu a iluminação de forma controlada foi a vela.

Há registro da produção de velas desde 3.000 AC no Egito, onde eram feitas com cera de abelha. Velas de gordura de baleia foram feitas pelos chineses durante a dinastia Qin (221-206 AC) e na mesma época produziam-se velas com cera de insetos e sementes, embrulhadas em papel de seda no Japão e com resina de canela para rituais em templos na Índia. No século I utilizou-se óleo extraído do cozimento do peixe marlim nas ilhas do Pacífico Noroeste para fazer velas rudimentares.

Na Roma antiga eram usadas velas feitas de sebo animal, material de fácil obtenção e de fabricação bem simples. O sebo era derretido em um caldeirão e derramado em moldes de bronze. O pavio feito de qualquer fibra como miolo de junco era pendurado de uma barra horizontal sobre o molde. Apesar de gerarem

muita fumaça e exalarem um cheiro desagradável na queima, produziam uma luz estável e de boa qualidade, fazendo que os romanos esquecessem estes aspectos e que estas velas fossem usadas por todas as partes do Império por centenas de anos.

Esta tradição também se manteve na Grã-Bretanha, antiga colônia romana e em torno do século XIV, os artesãos que fabricavam velas iam de casa em casa, vendendo suas próprias velas ou fazendo velas para os proprietários a partir de rejeitos de gorduras da cozinha. Apesar de muitas pessoas fabricarem suas velas em casa, o processo desagradável fazia com que muitos preferissem comprá-las prontas, sendo um item de muita procura nas feiras medievais, feitas por fabricantes de velas itinerantes. Os nobres, banqueiros, igrejas e mercadores abastados preferiam as velas de cera de abelha, de odor mais agradável e menos fumarentas, que sendo produzidas de material mais escasso e por meio de um processo manual - moldadas a mão - custavam mais caro.

A "Companhia de Fabricantes de Vela de Cera" foi criada por Decreto Real em 1358, restringindo o comércio de velas de cera de abelha dentro de Londres apenas às corporações de ofício a ligadas esta instituição (ARMITAGE, 1918). Realce-se que o termo "companhia" à época significava um grupo de pessoas de mesma atividade, uma confraria, não uma empresa. O Rei Eduardo IV concedeu uma Carta Régia para "Venerável Companhia de Fabricantes de Vela de Sebo" em 1462, permitindo que a "Venerável" pudesse definir o preço pelo qual as velas de sebo poderiam ser vendidas e estes passaram a controlar este mercado, tanto dentro quanto fora da cidade de Londres. A produção semiartesanal e a grande e contínua necessidade fizeram com que os fabricantes se apropriassem de uma renda praticamente monopolística (MCKAY *et al.*, 2006).

A fabricação de velas permaneceu neste estágio por muitos anos e somente foi modernizada com a introdução da parafina de petróleo em meados do século XIX. Por ser mais rija e menos gordurosa que o sebo, tornou-se o ingrediente primário das velas. Contudo, em 1814 na Grã-Bretanha, o gás de carvão passou a ocupar o espaço da vela na iluminação, mantendo-se como a principal fonte de luz por mais de cem anos, sendo superado somente após o primeiro quarto do século XX pela luz elétrica (Figura 2.7). A trajetória da utilização do gás e da energia elétrica será abordada mais adiante, pelo fato destes energéticos terem inaugurado a economia de redes.

Nos Estados Unidos, a história da iluminação seguiu um caminho diverso, parcialmente relacionado à persistência do uso de lenha e derivados como principal energético até 1900. Este fato retardou a exploração de carvão e provocou um descompasso tecnológico em relação aos estágios de desenvolvimento de sua utilização.

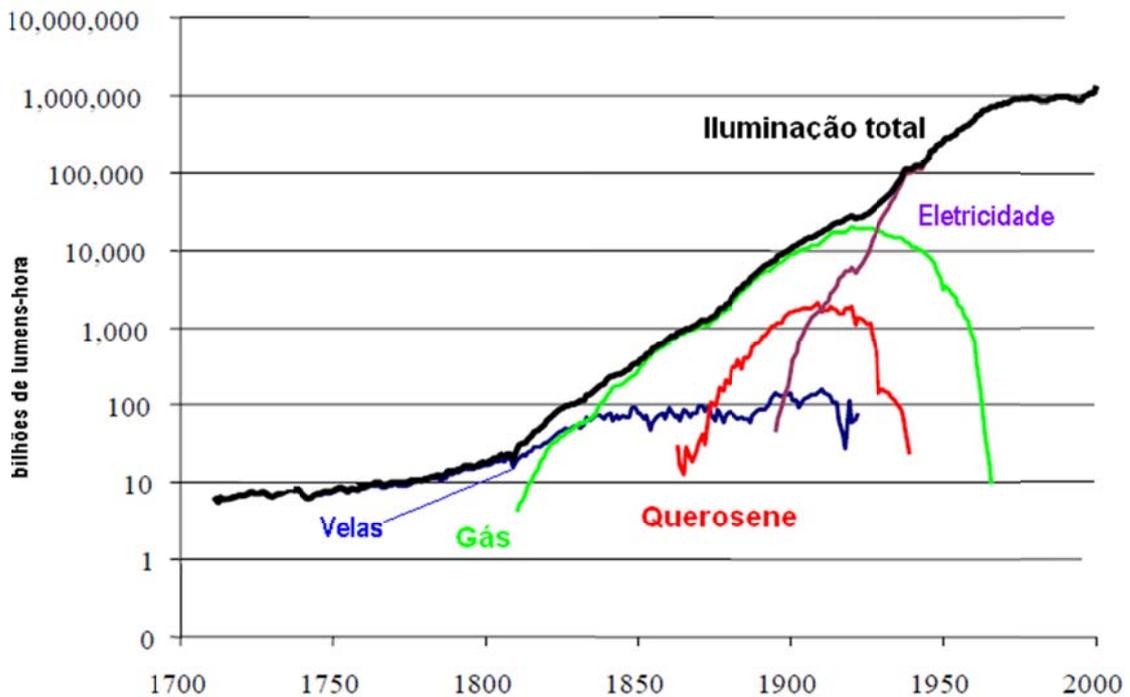


Figura 2.7 – Uso comparado de energéticos em iluminação na Grã-Bretanha

Fonte: Adaptação de Fouquet e Pearson (2006).

As primeiras descobertas de carvão mineral nos Estados Unidos datam de 1669 no atual estado de Illinois, mas os primeiros registros de exploração deste minério em terras americanas ocorreram somente em 1750. Até 1800, foram consumidas cerca de 110 mil toneladas de carvão, sendo a maior parte importado, uma quantidade bem modesta. Como comparação, nos anos de 1770 a 1780, a produção anual da Grã-Bretanha chegava a cerca de seis milhões de toneladas anuais. Esta demora da entrada do carvão mineral na matriz energética norte-americana também acaba por negar a potencial utilização do gás de carvão como iluminante, permitindo a prevalência de outra fonte nesta utilização (BANK, 1883).

Quanto à iluminação, de mesma forma que na Europa, as velas eram fabricadas com a mesma tecnologia e dominavam o mercado nos Estados Unidos. E as velas de sebo também não eram as favoritas entre os consumidores americanos.

A alternativa ao uso do sebo animal para uma vela de melhor qualidade, no entanto não era a cera de abelha, mas um recurso local cuja extração surgira muitos anos antes.

Por centenas de anos, nativos americanos pescavam baleias nas costas de Long Island e Cape Cod. Após a retirada da carne, a gordura era fervida e o óleo assim obtido era usado como conservante de couros e na cocção de milho e feijão. Os primeiros colonos europeus passaram a utilizá-lo desta forma até perceberem que quando queimava, este óleo de baleia produzia uma luz excelente, de qualidade muito superior às velas de sebo. Adicionalmente este óleo encontrava outros usos como lubrificante para ferramentas e equipamentos agrícolas, detergente e até cosmético (VICKERS, 1983; TERTZAKIAN, 2006).

Com este mercado para o óleo, a pesca de baleias aumentou. Quando as baleias eram avistadas de terra, botes com seis homens se lançavam a perseguição. Com um pouco de sorte, eram capazes de arpoar a baleia, amarrá-la e arrastá-la a terra. Potes de latão esperavam para ferver a gordura de baleia e transformá-la em óleo. De início qualquer tipo de baleia servia como as baleias piloto e corcunda que ocasionalmente vagavam muito perto da costa eram capturadas. A pesca de baleias francas foi valorizada por um período devido ao simples fato que o osso de sua barbatana podia ser utilizado como um aro rígido, porém flexível, necessário à confecção de espartilhos, acessório de moda popular na época.

Apesar de ocorrência rara em águas rasas, eventualmente algumas baleias cachalotes eram pescadas. O óleo produzido a partir da gordura amarelada que se acumula sobre a mandíbula superior desta espécie, conhecida com espermacete, quando queimado produzia uma luz suave e limpa exalando um cheiro especialmente perfumado. Isto chamou a atenção de um comerciante chamado Jacob Rodriguez Rivera, que havia emigrado da Espanha e conhecia a arte de fabricação de velas. Conhecedor do requerimento de qualidade do mercado e com domínio da técnica de fabricação de velas, o uso do óleo de espermacete lhe daria uma vantagem competitiva muito grande. As velas assim produzidas eram mais caras, porém muito superiores aos produtos feitos de sebo disponíveis no mercado. Tal era esta diferença que, a chama branca brilhante da vela de espermacete passaria a ser o padrão de medição de qualidade e intensidade de luz. Este padrão perdura até hoje, a unidade de medida física de intensidade de luz do SI (Sistema Internacional) é a candela, vela em latim. Originalmente, representava a intensidade

de luz emitida por uma vela feita de óleo de espermacete de baleia cachalote queimando a uma taxa especificada em grãos (unidade de massa) por hora. Posteriormente com o advento da luz elétrica, esta definição foi substituída por uma definição em termos de luz produzida pelo filamento de uma lâmpada incandescente. Todos os fabricantes de velas o imitaram, querendo apenas o óleo de espermacete como matéria-prima (TERTZAKIAN, 2006).

Deste modo começou a corrida à baleia cachalote em 1751 em Newport, Rhode Island. Impulsionada pela demanda deste óleo, a indústria da pesca da baleia cresceu. Mais uma transição de escala de atividade e começo de firmas ocorreu. Esta pesca passou de um processo artesanal feito por poucos homens e recursos, a ter que ser executada com um investimento de porte significativamente maior, incorrendo em um nível elevado de risco. O objeto de exploração, a baleia cachalote, era maior que as baleias normalmente capturadas próximo da costa, ocorrendo em maior abundância em águas profundas e mar aberto. Ou seja, além da necessidade de navios maiores, havia mais chance de falha na caça e de acidentes na própria empreitada em si. Cada viagem passava a ser vista como um negócio por si. A tripulação se tornou especializada com um alto nível de organização de tarefas e uma estrutura salarial condizente. Os compromissos entre as partes envolvidas na pesca, o investidor e dono do navio e a tripulação, passam a ter de ser regidos por instrumentos contratuais mais complexos, com provisões adequadas ao risco e prêmio de cada um no negócio (GIFFORD JR, 1993; HILT, 2008). Para poder ser avaliado o real nível de risco, Herman Melville inspirou-se em incidentes reais ocorridos com navios baleeiros, para escrever sua obra máxima “Moby Dick”. Enquanto exalta em seu livro, romanticamente o caçador de baleias que “busca o alimento da luz e, portanto vive na luz.” narra a dura realidade dos perigos da profissão. Um dos motivos do sucesso imediato do livro no seu lançamento foi um acidente ocorrido no mesmo ano de 1851, onde um baleeiro foi afundado pela baleia que caçava (MELVILLE, 1851).

Mesmo com todas estas características, o negócio da pesca da baleia que já estava estabelecido na região desde o século XVII (VICKERS, 1983) disparou atingindo números astronômicos. A indústria de construção de navios baleeiros passou por uma expansão estupenda. No auge dos negócios, somente no ano de 1841, foram lançados 75 navios, e em torno de 1850, a frota mundial de baleeiros somava aproximadamente 900 embarcações, das quais cerca de 700 eram de

bandeira norte-americana. A produção de todos os óleos de baleia atingiu seu pico histórico em 1851, com mais de 100 milhões de galões no ano, ao mesmo tempo em que os preços seguiam subindo, devido ao aumento incessante da demanda de velas, conforme demonstrado na Figura 2.8.

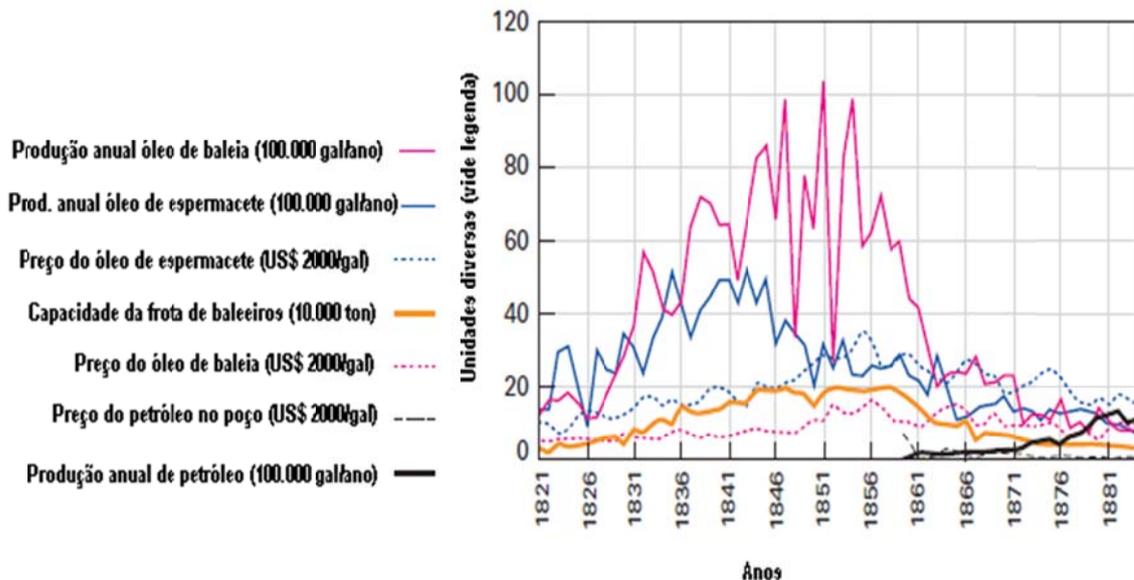


Figura 2.8 – Números comparados da indústria de óleo de baleia e petróleo
Fonte: Adaptação de Lovins (2004).

Concomitantemente com a demanda por velas aumentando, o número de produtores de vela também se expandia com vários novos entrantes, em particular no ramo da vela de espermacete. A competição por esta matéria-prima diferenciada se acirrou, contrapondo os donos de baleeiros e os fabricantes de vela, todos pretendendo captar as maiores margens possíveis em torno deste precioso recurso.

Numa tentativa de melhor gerir a situação para si, os oito principais fabricantes de vela da Nova Inglaterra, incluindo a firma de Jacob Rivera, se uniram para formar um cartel chamado de **União das Companhias de Fabricantes de Velas de Espermacete**, visando compartilhar informações sobre o mercado. Pretendiam por meio de uma estrutura oligopolista, fixar o preço máximo de espermacete e preço piso para a venda de velas. Na hipótese de que os preços do óleo de espermacete viessem a se elevar muito ameaçando seus negócios, consideravam a possibilidade de investir em conjunto no negócio de caça às baleias. Queriam ainda evitar a entrada de novas empresas no negócio de fabricação de velas. Consideravam ainda vir a adquirir toda a produção de espermacete da indústria de pesca baleeira americana como um volume único adquirido em conjunto

por meio de agentes da União de Companhias, que seria dividido entre as empresas do cartel em proporções previamente acordadas. O cartel não funcionou porque o mercado de óleo de baleia era muito volátil e competitivo, com os fabricantes de vela, comerciantes do óleo e baleeiros jogando entre si o tempo todo. Um comerciante de óleo chegou a tentar montar uma cadeia de negócio integrada, assumindo os papéis de investidor no navio baleeiro e fabricante de velas, mas não conseguiu lograr êxito devido à complexidade e diversidade de atividades envolvidas (TERTZAKIAN, 2006).

É curioso observar tentativas de implantação de um cartel de energia e da verticalização do processo produtivo no mercado de velas, cerca de 200 anos antes de estas práticas serem efetivamente adotadas na indústria de petróleo.

Eventualmente o óleo de baleia passou a ser queimado diretamente em candeeiros desenhados para este fim, simplificando o atendimento ao mercado e barateando parcialmente o custo. Esta simples adaptação tecnológica permitiu a entrada de outros combustíveis alternativos. Adicionalmente, nem tudo evoluiu favoravelmente ao negócio do óleo de baleia. Após o pico de produção de 1851 se seguiu uma grande retração da oferta, por que quantidade de baleias capturadas diminuiu, causando escassez de matéria-prima, com consequente aumento de preços, o que abriu espaço para combustíveis líquidos concorrentes.

A produção de álcool de milho, o popular “whiskey” gera como subproduto, álcool etílico, que era transformado em um fluido combustível iluminante conhecido como camfeno, quando misturado com terebentina, óleo obtido da destilação de resina extraída de pinheiros e algumas gotas de cânfora para produzir um cheiro agradável, que lhe dava nome. Este fluido iluminante alternativo era mais barato que o óleo de baleia e largamente consumido pela população de renda mais baixa, mas se tratava de um fluido instável, altamente inflamável e sujeito a explosões. Tão significativo era este aspecto, que o jornal “The New York Times” publicou em 23 de julho de 1852 uma estatística de ocorrências de acidentes no período dos 12 meses anteriores. São reportados 55 eventos, com um total de 62 pessoas queimadas seriamente e 14 mortas, sendo que a maioria dos fatos abrangia Nova Iorque e Brooklin (STATISTICS..., 1852).

Ao mesmo tempo, a evolução técnica decorrente da Revolução Industrial, com a introdução das máquinas, demanda produtos lubrificantes de maior qualidade e em maior volume que as opções de produção de existentes, como a do óleo de

baleia, conseguiam suprir. Outros fatos pareceram conspirar contra a indústria da caça à baleia.

Em 1849, Abraham Gesner, médico e geólogo canadense, conseguiu destilar carvão betuminoso e petróleo para produzir um óleo que chama de querosene, “*kerosene*” em inglês. Há controvérsias quanto a razão deste nome e alguns autores afirmam ter sido uma forma de facilitar sua colocação no mercado já acostumado com o termo camfeno, “*camphene*” em inglês. Outros afirmam que o nome se origina do grego “*keroselaion*”, ou luz da cera, referência da parafina ser um subproduto da destilação (SWINTON, 1976). O querosene revelou-se um iluminante novo e adequado, apresentando uma queima tão limpa quanto à do óleo de baleia, embora seu cheiro não fosse tão agradável. Gesner montou negócios em torno deste produto que, apesar de mais barato que o óleo de baleia, ainda era mais caro que o camfeno. Porém a Guerra de Secessão Americana favoreceu o querosene.

Cerca de 1860, nos Estados Unidos, o óleo de baleia custava aproximadamente US\$ 1,3 a 2,5/gal, enquanto o recém chegado querosene chegava nos seus menores preços a US\$ 0,60/gal e o camfeno a um máximo de US\$ 0,50/gal. Durante a Guerra de Secessão, a indústria baleeira foi ameaçada de perseguição pela frota confederada, ao mesmo tempo que os marinheiros foram convocados para guarnecer a marinha de guerra nortista, fazendo com que a pesca praticamente parasse. Além disso, a caça à baleia nos anos precedentes levou à redução crítica da população de cachalotes, tornando seu custo mais elevado. Com a eclosão da guerra, a convocação para os exércitos passou a ser compulsória e os soldados, afastados de suas terras natais e colocados em situação de risco iminente de vida buscavam consolo na bebida, o “whiskey”. Controlar uma tropa ébria era uma tarefa quase impossível e, visando reduzir o consumo, o Governo Americano taxou a produção de álcool de milho, mas não especificou se a bebida ou o combustível. Isto aumentou o preço final do camfeno, dando espaço para que o querosene se estabelecesse como o iluminante mais barato, propiciando aos seus produtores vantagem competitiva e uma renda ricardiana, por ter passado a ser a opção de menor custo (TERTZAKIAN, 2006).

No entanto, não foi somente a introdução de um combustível alternativo descoberto por um médico. Nem o fato deste ter tido sua competitividade impulsionada por efeitos colaterais de uma legislação, que visava propiciar melhores condições de comando em batalha. Estes eventos fortuitos contribuíram

efetivamente para o estabelecimento do atual mercado de energia, mas se somaram ao grande processo que de acordo com Schumpeter (1939) inexoravelmente muda a economia, a inovação tecnológica.

2.2.4 O papel da inovação tecnológica na intensificação do uso e no estabelecimento do mercado de energia

Toda a inovação tecnológica relevante influencia criticamente a trajetória do desenvolvimento da humanidade. Desde a simples utilização de pedras lascadas como o sílex ou a obsidiana para a fabricação de ferramentas, passando pela descoberta do fogo, a invenção da roda até a tecnologia dos computadores, toda inovação provocou mudanças na vida do homem e por consequência, alterações no ambiente. Contudo nenhuma tem sido tão marcante como o uso de energia (TAKÁCS-SÁNTA, 2004).

O processo de substituição da chamada energia animada ou tração animal por máquinas térmicas, capazes de converter a energia química liberada sob forma de calor em trabalho, foi um dos fundamentos da chamada Revolução Industrial. A possibilidade desta forma de conversão abriu caminho para níveis de produtividade impossíveis de serem alcançados anteriormente com a utilização das formas tradicionais de trabalho (LANDES, 1994). Estes níveis podem ser mensurados em termos de capacidade total e velocidade de liberação, porque animais de carga ou mesmo a força humana não podem disponibilizar os níveis de potência atingidos pelas máquinas.

Desde então, os padrões de consumo de energia têm mudado dramaticamente, quer em termos de forma quanto de quantidade. Essas mudanças, chamadas “transições energéticas” (SMIL, 2003), têm sido frequentes, provocadas pelas inovações tecnológicas e sua difusão e podem ser descritas a partir de uma perspectiva histórica (KANDER; MALANIMA; WARDE, 2008). A importância deste tipo de mudanças originadas pelas inovações e sua difusão, é reconhecida como crítica ao processo econômico mundial, no conceito dos “ciclos de Kondratieff”, na “destruição criativa” de Schumpeter e por Marx, que atribuiu às inovações a responsabilidade pelas alternâncias nos modos de produção e sistemas econômicos (TUMA, 1987). Normalmente estas transições têm sido iniciadas nos países

industrializados, difundindo-se nos demais países, alavancando o crescimento econômico e o consumo de energia.

2.2.4.1 A inovação tecnológica da Revolução Industrial

Um dos temas mais recorrentes da história da economia é a Revolução Industrial na Grã-Bretanha, suas causas e consequências para o desenvolvimento econômico do Ocidente. Um aspecto usualmente abordado é a análise das razões que propiciaram esta eclosão, naquele local e período (GOLDSTONE, 2002). A junção e iteração dos fatores que contribuíram para este evento, notadamente, capacidade de investimento, disponibilidade de mão-de-obra, existência de mercados e inovações tecnológicas tem merecido uma série de trabalhos de cunho histórico (PARKER, 1961), econômico (STOKEY, 2001), matemático-estatístico (OXLEY; GREASLEY, 1998) e multidisciplinar (HOMER, 1982).

O termo “Revolução Industrial” aparece pela primeira vez por volta de 1820 em livros franceses, que desejavam enfatizar a importância da mecanização para a evolução da indústria algodoeira francesa (CAMERON, 1982). Porém passou a ser sinônimo da maior mudança econômica da humanidade, após o trabalho de Arnold Toynbee, “*Lectures on the Industrial Revolution of the Eighteenth Century in England*” de 1884 (TOYNBEE, 1908). Historiadores e economistas separaram-na em diversos períodos, chamando de Primeira Revolução Industrial a da mecanização da indústria têxtil com a utilização da força hidráulica e eólica e de Segunda, aquela caracterizada pela introdução da máquina térmica, especificamente a máquina a vapor (MOKYR, 1998).

Sem dúvida, a invenção mais famosa da Revolução Industrial foi a máquina a vapor. Esta inovação, apesar de revolucionária quanto às possibilidades que abriu para o aumento de produção e produtividade, não deve ser considerada como fruto de um desenvolvimento exclusivamente local. Ela foi o resultado de uma série de inovações e desenvolvimentos realizados, principalmente na Europa continental, no século XVII.

Dentre as inovações tecnológicas relevantes para o desenvolvimento da máquina a vapor, podem ser destacadas as descobertas sobre pressão atmosférica, pneumática e vácuo, de Evangelista Torricelli na Itália em 1643, Blaise Pascal na

França em 1644, Otto Von Guericke na Alemanha em 1654 e Robert Boyle na Inglaterra, cerca de 1665 (SUPRINYAK, 2009).

Quanto ao potencial de uso do vapor d'água para movimento, Giambattista della Porta, cientista e acadêmico napolitano com diversos interesses entre eles, ótica, agricultura, engenharia militar, farmacologia e ocultismo, publica em 1606, um livro no qual descreve um aparelho para bombear água utilizando vácuo gerado pela condensação de vapor (Figura 2.9). Este trabalho foi baseado nos escritos de Hero de Alexandria que havia concebido no século I, um aparelho para medir os ventos, chamado **Eolípila** (Figura 2.10), que era um motor a vapor. Além deste artefato de demonstração, Hero ficou famoso por projetar um autômato, um robô, programável por sistemas de cordas. Ainda no ramo da utilização do vapor, concebeu sistemas de automação de templos, utilizando vapor para abertura automática das portas. Della Porta traduziu e publicou os trabalhos de Hero em italiano (AINGER, 1829).

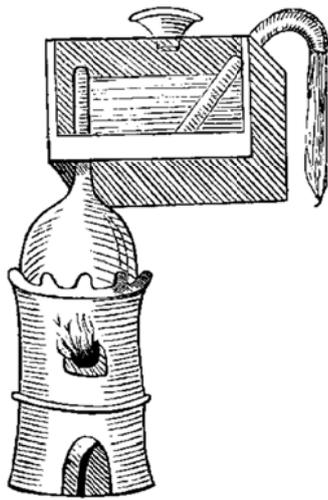


Figura 2.9 – Aparelho para bombear água de Della Porta
Fonte: Thurston (1902).



Figura 2.10 – Eolípila – motor a vapor de Hero de Alexandria
Fonte: Løvland (2007)

A partir deste trabalho de Della Porta, diversos esforços são empreendidos no intuito de construir uma máquina a vapor que gerasse movimento de forma efetiva. Salomon de Caus, arquiteto e engenheiro hidráulico francês, publicou em 1615 um livro no qual teoriza sobre uma bomba d'água de desenho similar àquela de Della Porta. Como arquiteto, notabilizou-se como projetista de jardins, tendo feito vários trabalhos pela Europa. Trabalhou na França para o Rei Luis XIII, na Alemanha, onde

projetou os Jardins do Palatinato, na Inglaterra, os jardins do palácio do Príncipe de Gales e do Duque de Worcester. De Caus chegou a desenhar chafarizes para seus jardins utilizando vapor como força motriz (ROBERTS, 2000). Paralelamente, em 1629, outro engenheiro renascentista de Loreto, Itália, Giovanni Branca, tem seus trabalhos publicados num livro chamado “Le machine”. Nele aparece uma série de desenhos de aparatos mecânicos idealizados anos antes, entre os quais consta uma rudimentar turbina a vapor (Figura 2.11) que ele sugeria poderia ser utilizada para “acionar pilões, moendas, elevar água e cortar madeira” (KERKER, 1961).

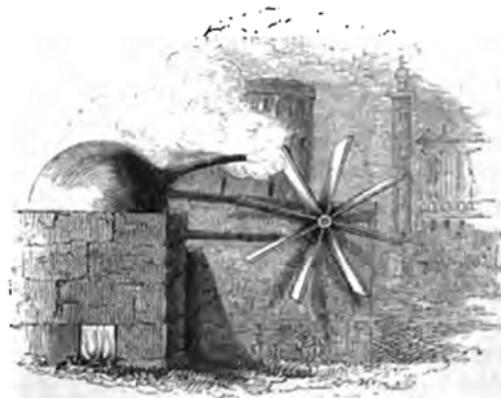


Figura 2.11 – Turbina a Vapor de Giovanni Branca
Fonte: Kerker (1961).

O primeiro protótipo de motor a vapor foi construído por um médico francês chamado Denis Papin em 1690 (Figura 2.12). Papin trabalhou com o físico holandês Christiaan Huygens e o matemático alemão Gottfried Leibniz em Paris, com os quais aperfeiçoou seus conhecimentos nas áreas específicas de conhecimentos de cada um durante o ano de 1673. Huygens chegou a propor uma máquina térmica movida a pólvora, e a partir desta ideia, Papin após alguns experimentos com pólvora, concebeu o uso de combustão e vapor. Entre 1675 e 1676 trabalhou com o físico químico britânico Robert Boyle em Londres. Durante este período, Papin projetou e construiu um digestor a vapor, uma espécie de autoclave para utilização em medicina. Para evitar explosão neste aparelho, inventou uma válvula de segurança, cuja concepção é basicamente a mesma aplicada até os dias de hoje nas válvulas de segurança modernas (Figura 2.13).

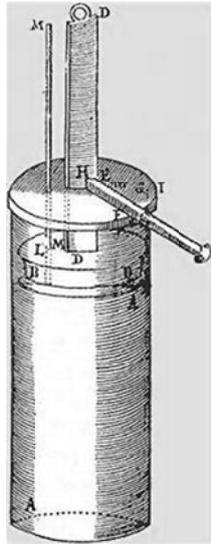


Figura 2.12 – Máquina a Vapor de Papin
Fonte: Valenti (1979).

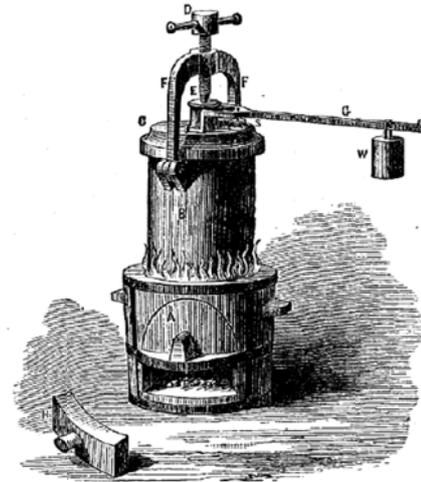


Figura 2.13 – Digestor de Papin e sua válvula de segurança
Fonte: Thurston (1902).

Ainger (1829) cita Edward Somerset, o Segundo Marquês de Worcester, como o primeiro inventor de uma máquina a vapor prática. Somerset publicou em 1663 o livro “The Century of Inventions” no qual consta uma máquina a vapor de desenho muito próximo àquela de Della Porta e De Caus, atribuída a ele mesmo. Deve ser ressaltado aqui o contato que Somerset teve com De Caus, que trabalhou em projeto dos jardins do palácio dos Worcesters. Um protótipo a partir da descrição de Somerset, para elevar água, foi montado por Samuel Moreland em 1675 (BEKAR; LIPSEY, 2002). Apesar de terem sido concedidas patentes tanto a Worcester quanto a Moreland, aparentemente nenhuma destas máquinas foi adotada de forma prática ou teve seu uso difundido (FURFEY, 1944).

A aceleração da exploração de minérios como carvão e cobre tornou as minas mais profundas, o problema de inundação passou a ser mais comum, e dispositivos para drenagem de água proliferaram. Assim, Thomas Savery, um engenheiro militar, idealizou a primeira máquina a vapor realmente prática, a partir dos trabalhos de Papin, Torricelli e Della Porta. Em 2 de julho de 1698 obteve uma patente deste projeto e chegou a apresentar a concepção à Royal Society de Londres em 1699. Sua patente não possuía ilustrações ou sequer uma descrição detalhada, mas em 1702 ele a descreve no livro “The Miner’s Friend”, sendo usada para bombear a água das minas de carvão, utilizando a condensação de vapor para criar vácuo que provocava o deslocamento da água pela pressão atmosférica. Esta ideia seguia os princípios exatos do projeto de Della Porta (FRENKEN; NUVOLARI, 2004). Este invento chegou a ter aplicação prática e a ser difundido em quantidades

tímidas para o uso específico de bombeio de água em minas de carvão. Até o final do século XVIII, 33 máquinas a vapor do tipo Savery (Figura 2.14) foram instaladas (KANEFSKY; ROBEY, 1980).

Mas não há dúvida de que a primeira máquina a vapor útil foi construída em 1712 por um mecânico da Cornualha chamado Thomas Newcomen. Este aparelho também foi projetado para bombear água do fundo das minas de carvão. A máquina de Savery tinha limitação à altura de elevação da água por operar somente com o diferencial de pressão atmosférica. Newcomen suplantou esta restrição utilizando um pistão que recebia a pressão do vapor e pressurizava a água (Figura 2.15). Este desenho aumentou a possibilidade de transferência de potência ampliando os níveis de altura para elevação da água. Apesar de barulhenta e pouco eficiente, a máquina de pistão de vapor foi muito difundida até o final do século XVIII. Cerca de dois terços das máquinas a vapor construídas na Grã-Bretanha até 1800 eram do tipo Newcomen (KANEFSKY; ROBEY, 1980).

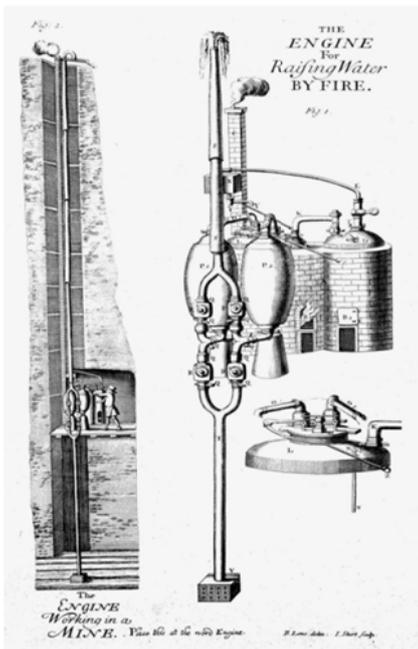


Figura 2.14 – A máquina a vapor de Savery
Fonte: Valenti (1979).

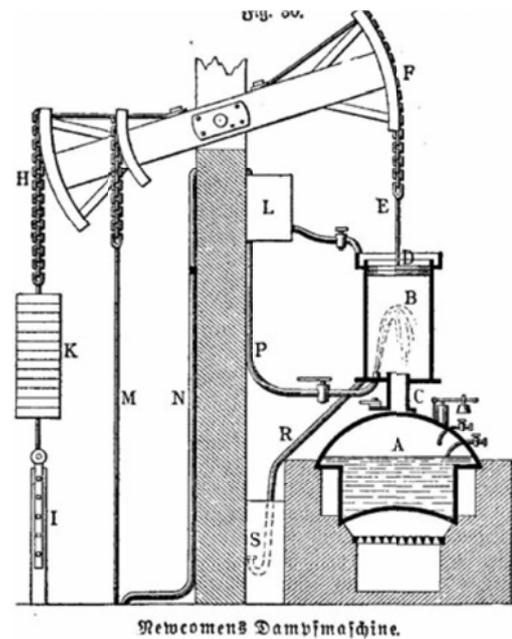


Figura 2.15 – A máquina a vapor de Newcomen
Fonte: Smil (2008).

Contudo, a conversão da máquina a vapor em uma fonte de energia industrial foi obra do engenheiro e inventor escocês James Watt. Ele propôs uma série de melhorias ao então já famoso motor a vapor de Newcomen, como um condensador separado e o regulador de massas girantes que patenteou em 1769 (Figura 2.16).

Estas adaptações praticamente dobraram a eficiência energética do aparelho, reduzindo o consumo e custo de combustível, o carvão (NUVOLARI, 2004), bem como propiciaram sua propagação a outras aplicações, como teares mecânicos na indústria têxtil (Figura 2.17), substituindo o uso de energia hidráulica.

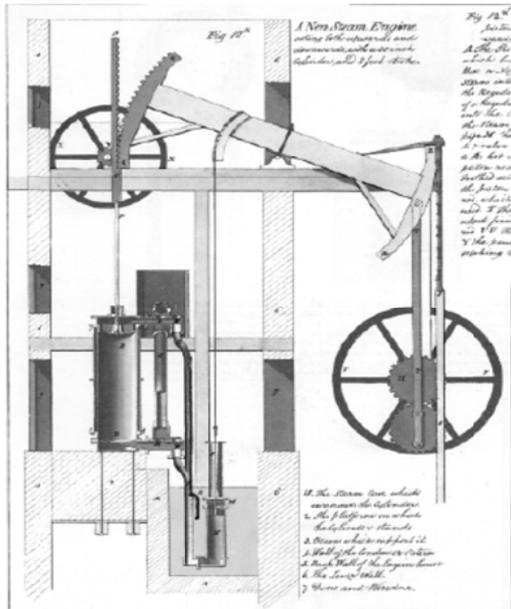


Figura 2.16 – Máquina a vapor de Watt
Fonte: Smil (2008).

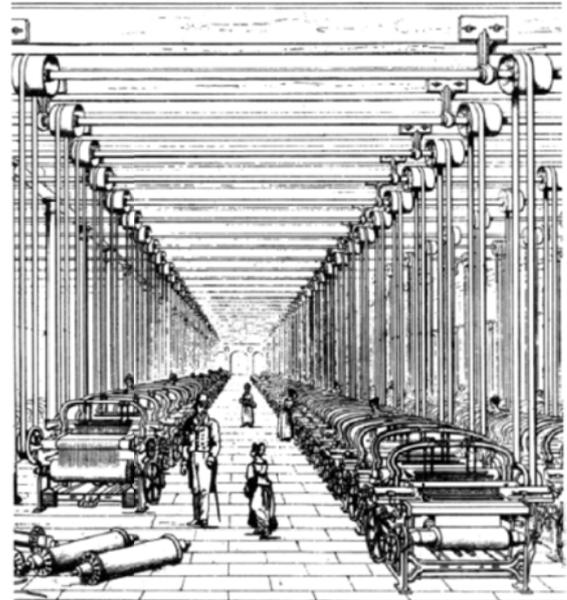


Figura 2.17 – Uso de vapor em teares mecânicos na Grã-Bretanha
Fonte: Smil (2008).

Esta substituição liberou a indústria da necessidade de instalar-se próximo a cachoeiras e quedas d'água, o que permitiu mudar a lógica de seleção de locais de implantação de parques industriais, e ao longo do tempo propiciou a dispersão da instalação de indústria e difusão geográfica do uso da máquina a vapor. Watt associou-se a Matthew Boulton, comerciante e investidor, e começou a fabricar e comercializar esta máquina aperfeiçoada e cerca de 470 foram instaladas na Grã Bretanha até 1800 (KANEFSKY; ROBEY, 1980). A fábrica Boulton & Watt recebeu cerca de 110 pedidos entre 1775 e 1825 de mais de 20 países diferentes, a maioria europeus, mas também Estados Unidos, Canadá, Índia, Congo, México e Brasil. Apesar de máquinas Newcomen também terem sido exportadas, as máquinas de Watt são consideradas por alguns autores como as principais responsáveis pela difusão do uso de vapor e do desenvolvimento de outras tecnologias pelo Mundo, a partir de processos de adaptação e imitação (TANN; BRECKIN, 1978).

Além da difusão para o estrangeiro, a utilização de vapor como energia motriz efetivamente se espalhou para a indústria. De cerca de 2.200 motores a vapor instalados na Grã-Bretanha até o fim do século XVIII, 40% foram em indústrias (KANEFSKY; ROBEY, 1980). Mas as inovações não pararam e o próprio uso das máquinas Boulton & Watt as provocavam, como o motor a vapor de Richard Trevithick, que aperfeiçoou a concepção de Watt, num sistema de maior pressão, menor e mais leve, ideal para aplicação no transporte.

O sistema de transporte de carga mais utilizado na Grã-Bretanha à época eram os canais (HUMPHREY E STANISLAW, 1979), mas que eram mais lentos que as estradas e ainda sofriam paradas no período de inverno por causa do congelamento. Tanto nos canais como nas estradas, as barcas ou as carroças eram movidas por tração animal e o advento de um transporte movido a vapor abria perspectivas de redução de custos (FREEMAN, 1980). Este aspecto provocou a experimentação da adaptação da máquina a vapor aos transportes. E mais uma ideia veio do fundo das minas de carvão, os trilhos nos quais rodavam os carrinhos que transportavam o minério até a superfície (RHODES, 2007). O uso de trilhos ou sulcos para controle da direção de rodas de carroças já era conhecido, tendo sido aplicado até na Roma antiga. Trevithick aplicou sua invenção em algumas carruagens sem cavalos, que apresentavam custo proibitivo frente à quantidade de carga que levavam. Construiu então a primeira locomotiva operacional que chegou a rodar num circuito de trilhos circular para demonstração em Londres em 1808. Mas nunca chegou a um estágio comercial. Coube a George Stephenson a efetiva instalação e operação comercial de uma locomotiva a vapor (Figura 2.18). Ele projetou inicialmente locomotivas para retirar carvão de minas em 1814 e depois estendeu estas ideias para o transporte de cargas e passageiros em 1825. É atribuída a ele a invenção da locomotiva e a seu filho Robert, a expansão de seu uso. No entanto, diversos inventores idealizaram concepções semelhantes na mesma época (EVANS, 1981).



Figura 2.18 – A primeira locomotiva comercial de George Stephenson - The Rocket
Fonte: Thurston (1902).

Processo similar também se passou quanto à navegação, diversos experimentos em motorização de barcos com vapor estavam sendo feitos quase simultaneamente na Grã-Bretanha, França e Estados Unidos. Em 1787, John Fitch concebeu um barco a vapor e obtém o direito exclusivo de navegação no Estado de Nova Iorque. Apesar de diversas demonstrações e efetiva construção de quatro embarcações, não conseguiu levar o negócio adiante e foi à falência. Em 1807 Robert Fulton conseguiu construir o primeiro barco a vapor economicamente viável e inaugurou a primeira linha regular de transporte em barcos a vapor de passageiros num rio, passando a ser reconhecido como inventor do barco a vapor (DORFMAN, 1944). Simultaneamente, a adaptação de barcos de longo curso também ocorre e em 1819, o SS Savannah (Figura 2.19), se torna o primeiro navio a vapor a cruzar o Atlântico, dos Estados Unidos para a Inglaterra e o Rising Star (Figura 2.20), repete o feito no percurso contrário em 1822. Estas primeiras viagens não foram feitas exclusivamente na força do vapor, a principal força motriz foi o vento. Ainda havia grande incerteza quanto à resistência e segurança do uso contínuo do vapor nas condições de viagem em alto mar e assim somente 10% do percurso foram cumpridos a vapor, justamente os momentos de calmaria. A viagem do Savannah não se provou econômica e ele foi reconvertido para velas somente (GEELS, 2002).

Primeiros navios a vapor a cruzar o Atlântico

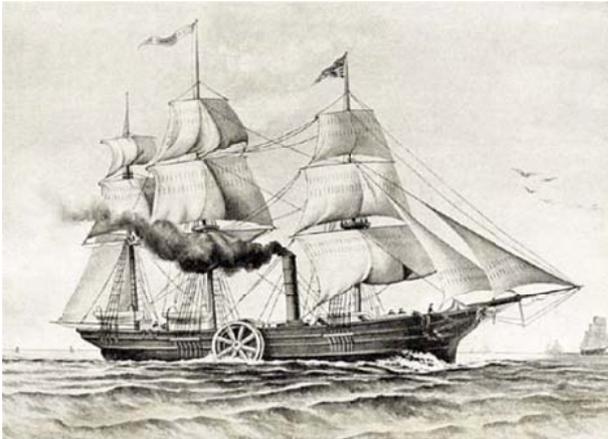


Figura 2.19 – Savannah
Fonte: Løvland (2007)

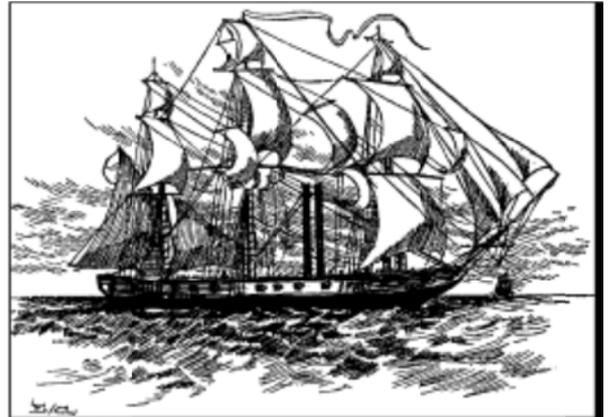


Figura 2.20 – Rising Star
Fonte: Geels (2002).

Fica claro que a inovação da utilização do vapor motriz se deveu a uma série de desenvolvimentos, em diversos países e épocas, cuja difusão levou vários inventores também em regiões dispersas a proporem soluções semelhantes, utilizando as mesmas bases científicas e técnicas. De qualquer forma, o advento da máquina a vapor na Grã-Bretanha impulsionou a produção nas minas de carvão, somando-se aos efeitos já citados de substituição da lenha. A introdução da máquina a vapor provocou este aumento adicional de consumo, principalmente na indústria, porque a maior produtividade gerada por esta energia incentivava a instalação de fábricas maiores (ATACK; BATEMAN; MARGO, 2008).

Além da substituição de biomassa por combustível fóssil, a máquina a vapor potencializou e aumentou muito o consumo de carvão. Sua difusão por outros países passou a incentivar também o aumento do consumo de energia fóssil, inaugurando pelo Mundo a busca pelo carvão mineral e seu consumo em taxas crescentes.

O próximo passo para o aumento do uso dos combustíveis fósseis foi sua difusão a outras aplicações, e em particular, a substituição do meio de transporte terrestre mais utilizado ao longo dos séculos – o cavalo.

2.2.4.2 A inovação crucial - o motor de combustão interna

Desde os primórdios da civilização até há cerca de 200 anos atrás, a energia necessária ao deslocamento e transporte de carga por via terrestre era oriunda de tração animal ou dos músculos dos homens. O transporte de carga e passageiros

foram atividades fundamentais ao desenvolvimento da civilização, desde a migração em busca de regiões mais prósperas ao assentamento humano, até o estabelecimento de relações comerciais e rotas de suprimento. A invenção da roda ocorreu há mais de 5000 anos, resultando na proliferação da utilização de carroças e carruagens, o que ampliou a utilização da tração animal e capacidade de carga. Porém a velocidade do transporte e da comunicação ainda ficava dependente dos animais e o tempo de viagem restrito pela rota escolhida. O uso de hidrovias (canais) foi muito importante para barateamento de custo na Primeira Revolução Industrial na Grã-Bretanha, ao mesmo tempo em que facilitou o caminho para substituição da lenha pelo carvão. Mas as hidrovias apresentavam restrições topográficas e sazonais, que não se verificavam no mesmo grau nas estradas utilizando rodas (FREEMAN, 1980).

A necessidade de maior capacidade de transporte e menor tempo de viagem para reduzir custos e garantir mercados, gerou a necessidade de construção de estradas. Uma das mais antigas estradas foi encontrada na Grécia, pavimentada com pedra e construída, provavelmente, 1500 anos antes de Cristo. Estradas foram fundamentais à coesão administrativa do Império Romano (EVANS, 1981). Também foram encontrados vestígios de antigas estradas, na América Central e do Sul, construídas pelas civilizações maias, astecas e incas. A Grã-Bretanha herdou da ocupação romana uma rede abrangente de estradas para carroças, que foi sendo mantida e razoavelmente ampliada até o século XVIII. Esta herança revelou-se um importante ativo estruturante para auxiliar a Revolução Industrial, facilitando o transporte terrestre e estimulando a adoção de opções mais modernas e de maior velocidade (EVANS, 1981).

Em 1769, o capitão Joseph Nicolas Cugnot, oficial do exército francês construiu o que muitos consideram ser o primeiro automóvel, projetado para mover peças de artilharia. Era movido a vapor, tinha três rodas e podia transportar até quatro pessoas, atingindo uma velocidade máxima de 3,2 km/h (Figura 2.21). Sua grande limitação era a necessidade de parar a cada 20 minutos para recuperar pressão de vapor. Em 1825, Sir Goldsworthy Gurney outro cientista multidisciplinar da Cornualha, projetou um transporte de passageiros a vapor, após conhecer a carroça sem cavalos de Richard Trevithick. Este carro não fez sucesso, devido ao receio dos passageiros, que ficavam sentados diretamente acima da caldeira de alta pressão. Ele aperfeiçoou este desenho, separando o compartimento dos

passageiros do motor. Em 1829 este carro viajou, ida e volta de Londres a Bath, a uma velocidade média na volta de 15 km/h (Figura 2.22). Reivindica-se a este percurso o título de primeira viagem longa realizada por um veículo mecanizado a uma velocidade autossustentada. No entanto, por quase todo restante do século XIX, o veículo automotor que se difundiu pelo Mundo foi a locomotiva a vapor.

Primeiros automóveis a vapor



Figura 2.21 – Carro de Cugnot
Fonte: Løvland (2007)



Figura 2.22 – Veículo de Gurney
Fonte: Dell; Moseley; Rand (2014)

As tecnologias e ideias embutidas no desenvolvimento do motor a vapor, como os pistões, alta pressão e eixos estimularam diversos inventores quanto a outras possibilidades. A ideia do motor a explosão surgiu com Christian Huyghens em 1680, que criou um mecanismo que movimentava alavancas após a explosão de pólvora num aparato semelhante a um canhão. Esta tentativa inspirou Papin, que desistiu da pólvora e começou suas experiências com vapor. O inglês Robert Street obteve em 1794 uma patente para um motor de explosão a gás, aproveitando a concussão para movimentar um pistão, que chegou a ser usado para bombear água. Em 1799, Phillipe Lebron, engenheiro francês considerado o idealizador do uso do gás de carvão para iluminação, patenteou um motor de explosão a gás (CARLTON, 1955). François Isaac de Rivaz, um inventor suíço, concebeu e construiu o primeiro motor de combustão interna a funcionar com êxito em 1806 utilizando uma mistura de hidrogênio e oxigênio (KHAJEPOUR; SABER; GOODARZI, 2014). Enquanto isto em 1820, o Reverendo W. Cecil de Cambridge apresentava um trabalho sobre um motor de explosão movido a hidrogênio para produzir movimento, que nunca chega a ser construído. Em 1862, Alphonse Eugène Beau de Rochas, engenheiro francês,

estabelecia princípios para o funcionamento de motores de combustão interna e patenteava o motor de cilindros de quatro tempos. O engenheiro belga Joseph Etienne Lenoir, partindo dos princípios de Cecil, projetou um motor fixo de explosão a gás de dois tempos, com um ciclo de funcionamento similar ao motor a vapor de Watt, que patenteou em 1860 (Figura 2.23). Em 1863 construiu um triciclo movido por um motor com o mesmo princípio em escala menor, que queimava gás de carvão ou óleo leve de xisto ou alcatrão vaporizado em um carburador primitivo, gerando apenas 1,5 HP (AYRES, 1990; BRYANT, 1966).

Primeiros motores de combustão interna

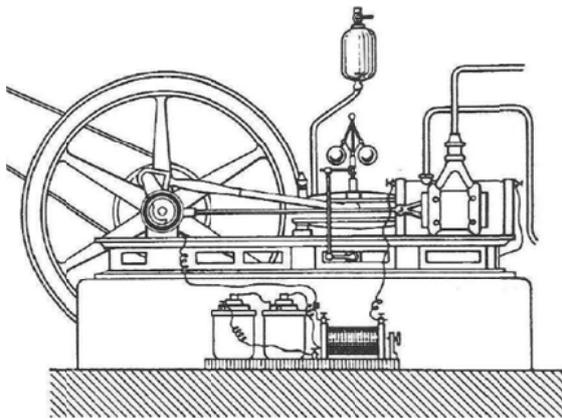


Figura 2.23 – Motor de Lenoir
Fonte: Stone (1999)

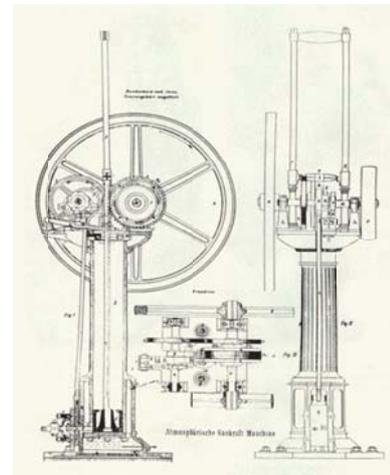


Figura 2.24 – Motor de Otto
Fonte: Stone (1999)

Em 1860, Nicolaus August Otto, um caixeiro viajante sem treinamento técnico, aprendeu sobre o motor de Lenoir, tema comum na literatura especializada da época. Conseguiu que um mecânico construísse para ele um modelo em escala, no qual, começou a experimentar nas horas vagas e descobriu a solução do problema principal de seu funcionamento, como controlar a mistura explosiva. Otto desenvolveu sobre o motor de Lenoir, introduzindo a pré-mistura de combustível e ar e o ciclo de quatro tempos (Figura 2.24). Construiu e patenteou o seu motor em 1876 (BRYANT, 1966). Gottlieb Daimler e Karl Benz usaram o projeto de motor estático de Otto para construir um veículo motorizado em torno de 1885 (Figura 2.25), que se torna a data mais comumente aceita como de nascimento do automóvel (WAL, 2007). Paralelamente, o engenheiro Rudolf Christian Karl Diesel também projetava um motor a combustão interna com pistões (Figura 2.26),

explorando a explosão que naturalmente ocorre quando óleo é injetado num recipiente com oxigênio (BRYANT, 1976).

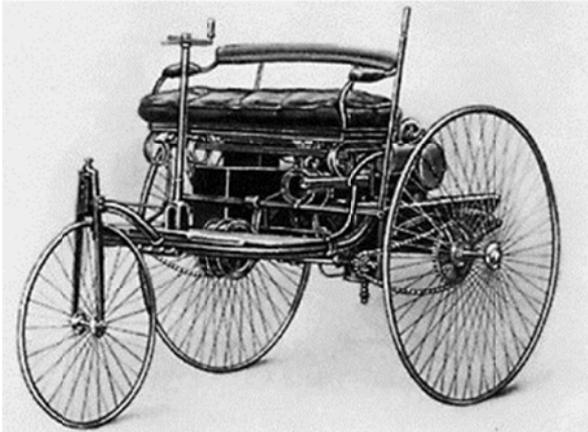


Figura 2.25 – Triciclo de Daimler e Benz com motor Otto

Fonte: Dell; Moseley; Rand (2014)

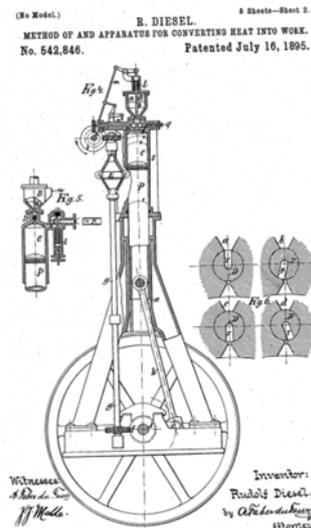


Figura 2.26 – Motor de Diesel

Fonte: Diesel (1895).

Mas, enquanto o motor de combustão ainda era uma inovação em andamento, a locomotiva a vapor se consagrava como o grande meio de transporte terrestre, com uma rede de ferrovias que se ampliou ao longo dos anos seguintes à Revolução Industrial (Figura 2.27).

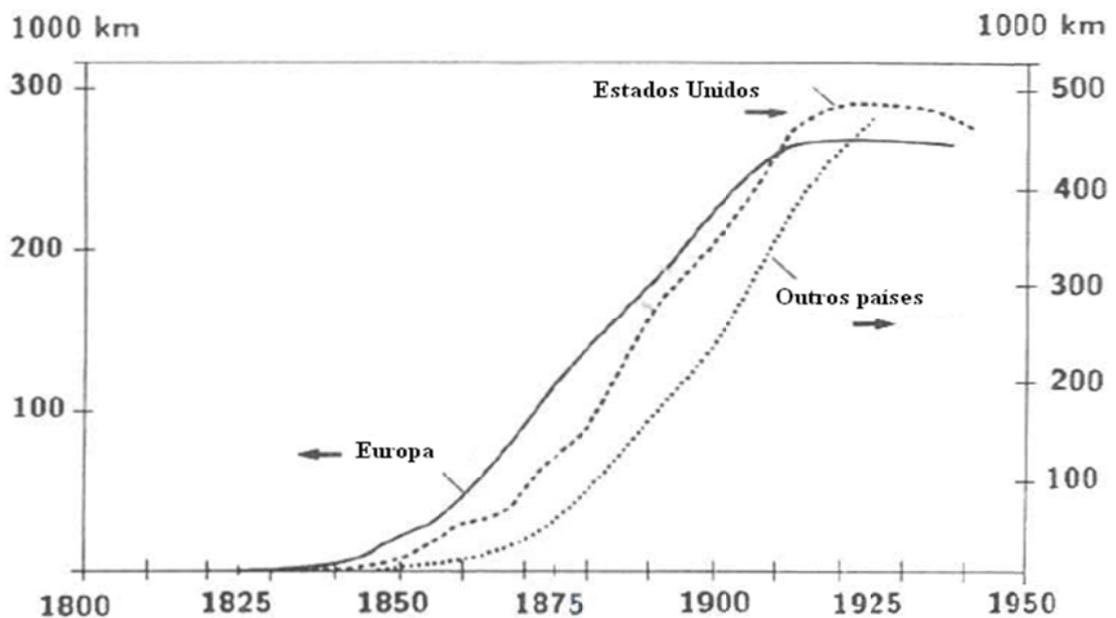


Figura 2.27 – Extensão da rede ferroviária mundial

Fonte: Adaptação de Grübler, Nakicenovic and Schafer (1993).

O trem apresentava a vantagem de carregar grandes quantidades de carga e passageiros a longas distâncias e custos apreciavelmente menores que os meios anteriores. Porém sua mobilidade era restrita ao caminho dos trilhos e a eficiência energética do motor a vapor era sofrível, menos de 10% da energia liberada na combustão podia ser efetivamente transformada em energia útil ao trabalho proposto (Figura 2.28).

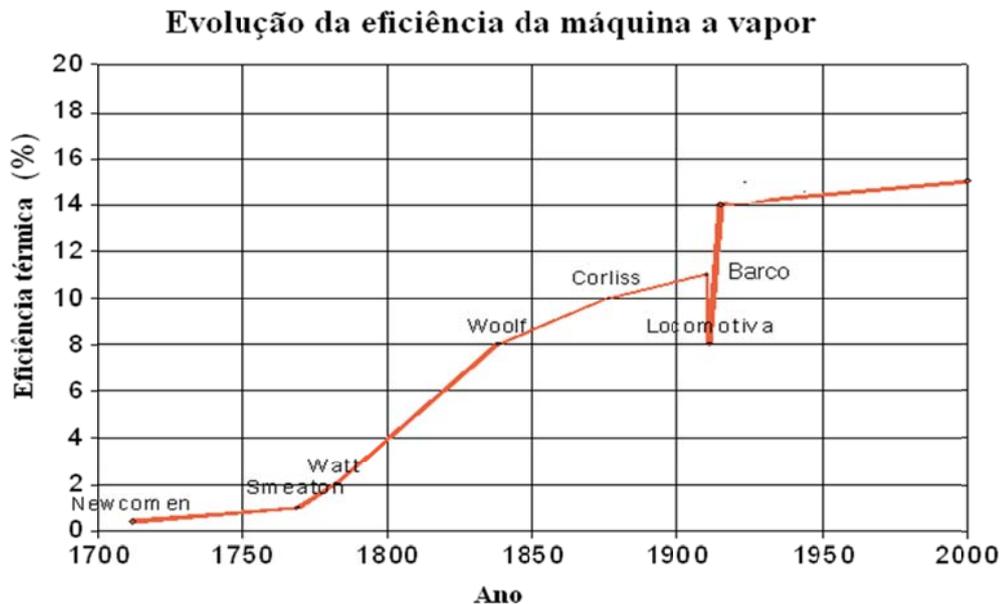


Figura 2.28 – Evolução da eficiência da máquina a vapor
Fonte: Adaptação de Lienhard (1979).

A substituição dos navios a vela em sequência por motores a vapor e depois a combustão interna (Figura 2.29 e 2.30) representou muito mais que a mera utilização de um energético mais eficiente ou maior potência. É óbvio que a maior potência aumentava a capacidade de carga e gerava um conseqüente ganho de escala, que agregado a uma maior eficiência implicava menores custos por massa transportada. Mas além destes ocorria um conjunto de reduções de custos adicionais.

Primeiro, a motorização reduziu a incerteza quanto a datas de chegada das cargas, ao eliminar-se o fator calma. Isto passou a propiciar uma maior possibilidade de utilização da capacidade de carga num período mais longo. Este aumento de previsibilidade do tempo de viagem reduziu também o risco de perda parcial da carga por deterioração de qualquer espécie. Diminuiu também a exposição da tripulação às insalubridades do ambiente, como doenças. Permitiu ainda que, com mais viagens sendo cumpridas em menos tempo, um tripulante se

tornasse mais rapidamente apto e treinado nas suas funções. Podemos concluir que a difusão da tecnologia de motores no negócio do transporte marítimo aumentou significativamente o potencial de economicidade do investimento, permitindo eventual redução de preços e maior competitividade numa mesma rota. Isto reduziu o nível de risco do negócio, salvo a questão de eventuais acidentes, como naufrágios (FOULKE, 1963).

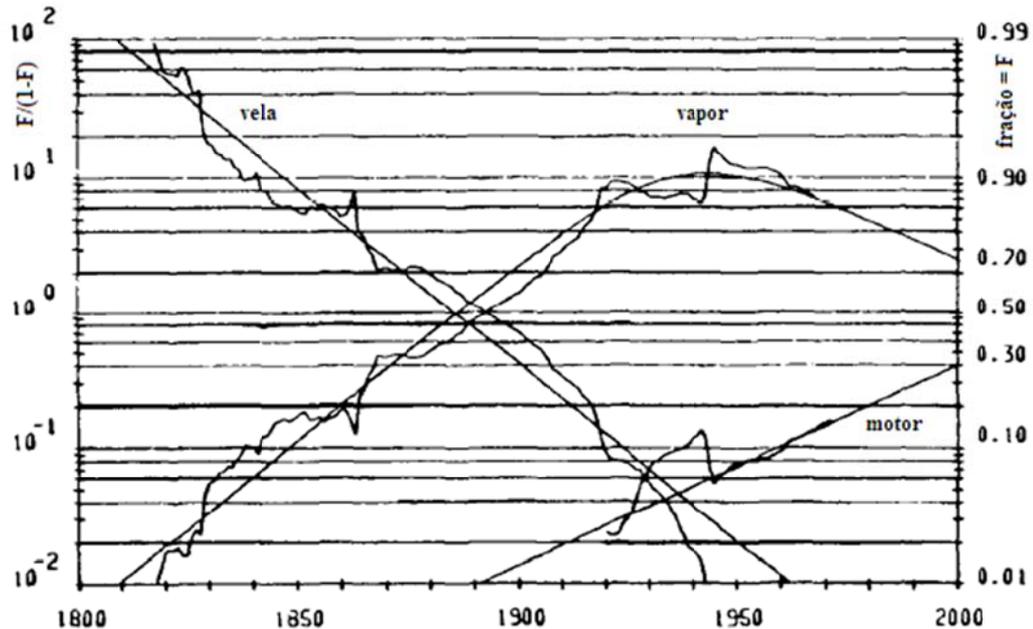


Figura 2.29 – Substituição da forma de propulsão em navios nos Estados Unidos
Fonte: Adaptação de Nakicenovic (1986).

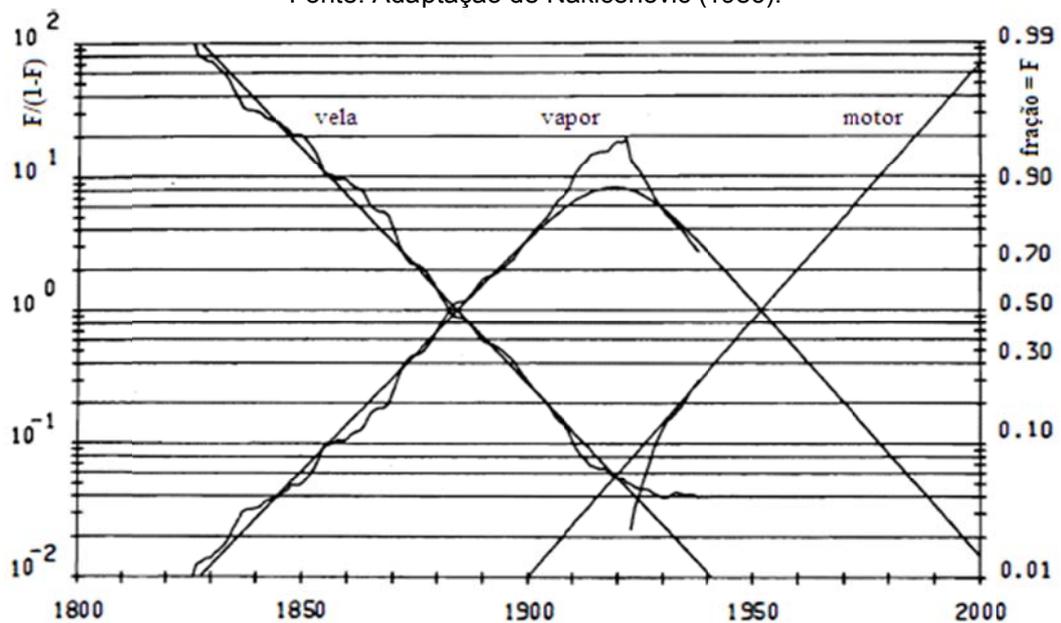


Figura 2.30 – Substituição da forma de propulsão em navios na Grã-Bretanha
Fonte: Adaptação de Grübler e Nakicenovic (1991).

Mesmo considerada a evolução demonstrada na Figura 2.28, os motores a vapor não superavam a eficiência térmica do motor de combustão interna, muito menos a sua proporção peso/potência. Os motores de combustão eram mais compactos que os a vapor de mesma potência (Figura 2.31). Além disto, a densidade energética do carvão é menor que a dos combustíveis utilizados nos protótipos de motores de combustão interna (Figura 2.32). Estes fatores concorreram para uma maior economicidade do uso do motor de combustão interna tornando, em conjunto de outras circunstâncias, esta opção a preferencial de conversão energética nos anos que se seguem.

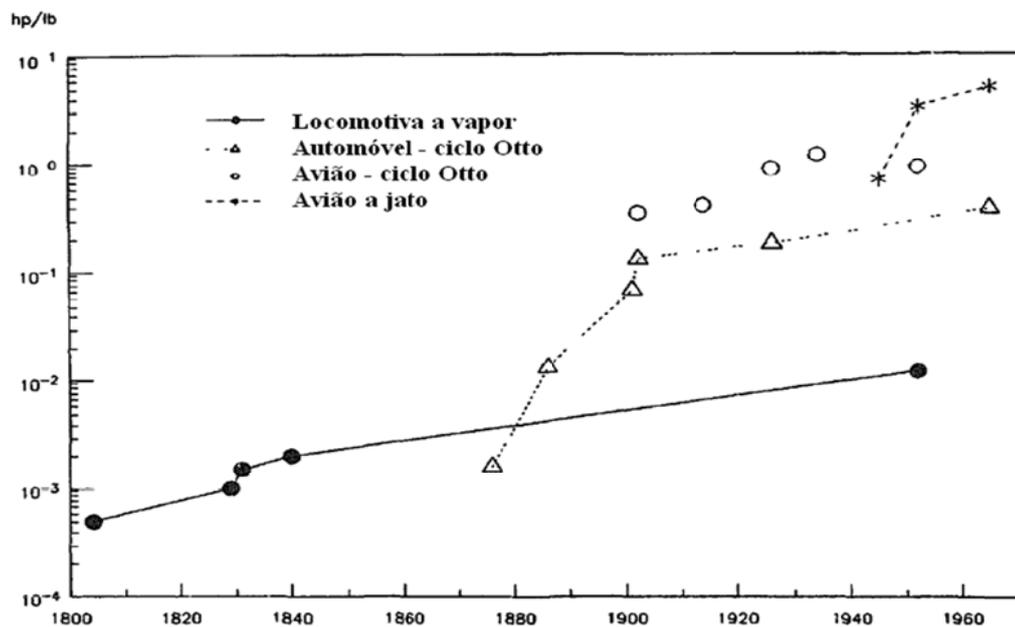


Figura 2.31 – Relação Potência/Peso de diversos tipos de motor
Fonte: Adaptação de Ayres (1990).

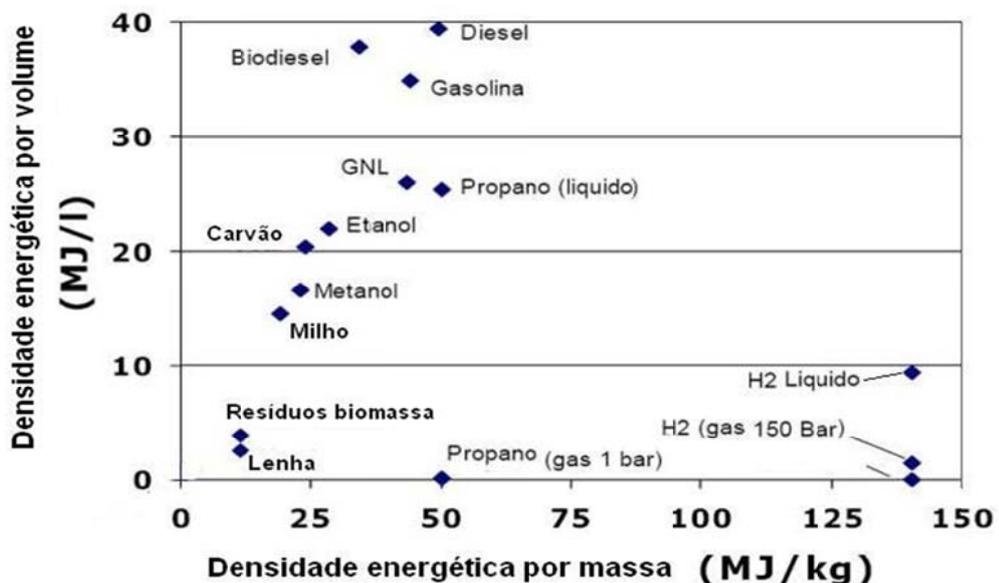


Figura 2.32 – Densidade energética comparada de diversos combustíveis
Fonte: Adaptação de Energy... ([2013?]).

2.2.4.3 A mobilidade individual, o automóvel e a hegemonia do petróleo

A invenção do motor a vapor propiciou a efetiva difusão da locomotiva e da ferrovia, mas não eliminou o uso do cavalo. Em verdade, locomotivas, cavalos e carroças conviveram e se complementaram em termos logísticos por um período de mais de cinquenta anos depois do início da difusão da ferrovia. O trem se tornou o meio preferencial para transporte de cargas e em distâncias maiores, relegando a cavalos e carroças, as pequenas e médias distâncias, o que já provocou uma primeira onda de substituição do cavalo, freando sua expansão (Figura 2.33). Mas outros fatores contribuíram para a gradual substituição da força animal (GRÜBLER, NAKICENOVIC E SCHAFER, 1993)

O desenvolvimento econômico e a aglomeração de meios de produção e da população de trabalhadores que viviam em torno das fábricas, aceleraram a urbanização. Mas o transporte urbano, coletivo ou individual, baseado em cavalos ou outros animais apresentava diversos problemas. Primeiramente, a utilização de animais no meio rural em estradas não pavimentadas desconsiderava a questão dos dejetos animais, que podem ficar pelo caminho sendo agregados a terra. Já, a presença de excrementos pelas ruas pavimentadas em concentrações urbanas agravava questões ligadas à salubridade e propagação de doenças. Outros problemas se somavam, como falta de segurança no controle dos animais em meio às pessoas, uma vez que ainda não havia praticamente espaços reservados nas ruas para pedestres e veículos e o alto custo de manutenção de tropas de cavalos, considerando área de estábulos, alimentação e limpeza (NAKICENOVIC, 1986). Negócios como a concessão de bondes urbanos movidos a cavalos apresentavam resultados muito ruins por conta destas condições (WHITE JR., 1986).

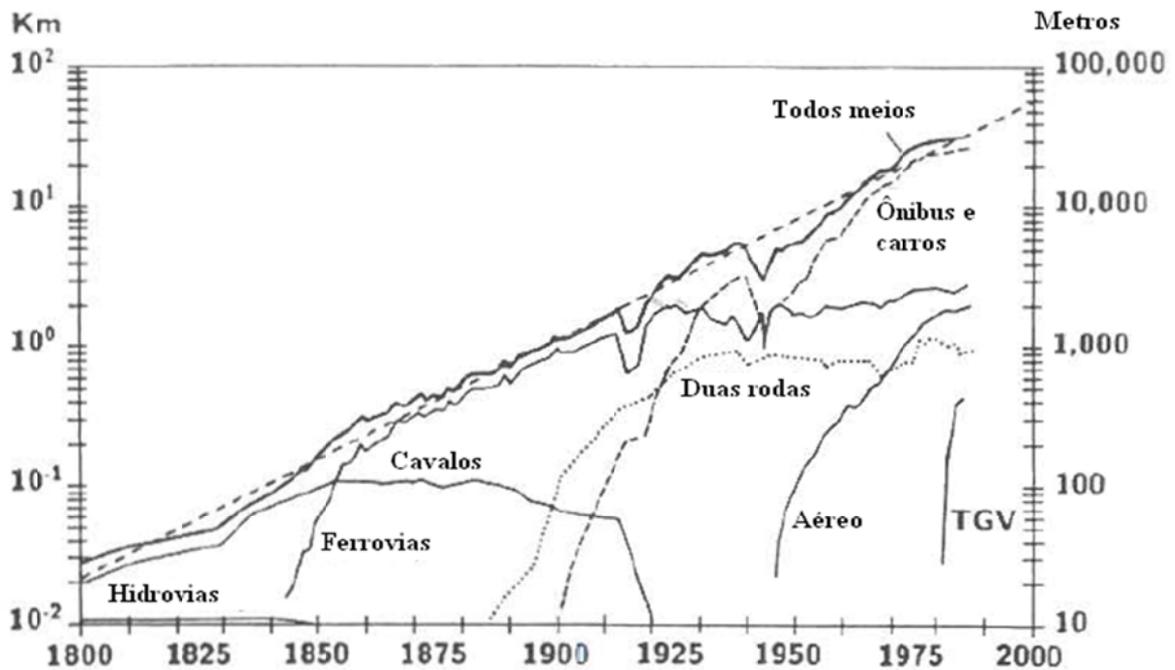


Figura 2.33 – Aumento da mobilidade individual por tipo de transporte na França em quilômetros percorridos por dia per capita

Fonte: Adaptação de Grübler, Nakicenovic e Schafer (1993).

As inovações surgidas em torno da máquina térmica fizeram emergir uma série de alternativas potenciais de transporte urbano, como as “carruagens sem cavalos” ou bondes a vapor ou elétricos, a bicicleta - que data de cerca de 1840 – e os automóveis a vapor, elétricos e finalmente os de motor a combustão interna. O final do século XIX viu surgirem carros experimentais elétricos e a vapor (Figuras 2.34 e 2.35). Esta primeira onda de veículos automotores ainda não foi caracterizada pelo processo de substituição, mas um nicho próprio para consumo de exibição e lazer. Eram equipamentos caros, consumidos somente pela classe rica como forma de afirmação de seu padrão social elevado (GEELS, 2005).

Há de se destacar o papel que a bicicleta desempenhou em atrair a classe mais abastada, ao enaltecer o transporte próprio e individual para lazer, abrindo ainda caminho para novos segmentos de utilização – turismo e corridas. A explosão na utilização de bicicletas em alguns centros urbanos em torno dos anos de 1890 levou a necessidade de regulamentação da forma de circulação, fazendo surgir as primeiras leis de trânsito, que mais tarde seriam aplicadas aos automóveis. Ocorreu também a intensificação da vida em sociedade com a criação de clubes e até a mobilização política popular, com movimentos reivindicatórios dos ciclistas por ruas

de pavimentação mais lisa e uniforme (GRÜBLER; NAKICENOVIC; SCHAFER, 1993).

As tecnologias de motorização elétrica foram aplicadas em bondes e táxis, e em alguns modelos de carros nos últimos anos da década de 1890. Até uma tentativa de monopolização e proteção do mercado de automotores para o veículo elétrico chegou a ser tentada em Nova Iorque, porém sem sucesso (RAE, 1955). Paralelamente bondes a vapor circulavam e diversos fabricantes comercializavam automóveis a vapor nos Estados Unidos e Grã-Bretanha. Carros a vapor chegaram a dominar dois terços do mercado norte-americano até os anos de 1910, e outro terço pertencia aos veículos elétricos. Neste período, a marca Stanley era sinônimo de carro a vapor naquele país (BARKER, 1985).

Exemplos de carros pioneiros



Figura 2.34 – Carro elétrico Lohner – Áustria
Fonte: Khajepour; Saber; Goodarzi (2014)



Figura 2.35 – Carro a vapor dos gêmeos Stanley, 1898
Fonte: Russell (1959)

Mas ambos os veículos elétrico ou a vapor apresentavam deficiências, além da questão já citada de eficiência térmica muito mais baixa. A autonomia do carro elétrico era baixíssima e apresentava imensas dificuldades de circulação em vias não pavimentadas e irregulares. O modelo a vapor requeria um tempo grande para geração inicial de vapor antes de poder começar a andar. E exigia ainda, quando em marcha, atenção a uma quantidade grande de instrumentos para garantir seu bom funcionamento, como pressão do vapor, nível da caldeira, pressão da água de alimentação entre outros, tornando sua dirigibilidade muito complexa. Para “ligar” o “Stanley Steamer” (Stanley a vapor) era necessário acionar mais de treze comandos entre alavancas, válvulas, acionadores e bombas (VOLT, 1996). Além disto, havia a própria questão básica do combustível. O veículo precisava carregar seu

combustível e esta quantidade determinava sua autonomia e quantidade de carga útil que conseguia transportar. O carvão mineral apresenta uma densidade energética menor que diversos outros energéticos entre eles, os líquidos obtidos da destilação do carvão mineral e do petróleo. Além disso, havia a necessidade de manipulação direta de carvão para a alimentação das caldeiras, que per si é um processo insalubre. Assim, os próprios carros a vapor passaram a utilizar combustíveis líquidos.

Neste momento, a oportunidade criou o espaço para os combustíveis de petróleo. A renda obtida com o querosene iluminante devido a uma demanda crescente e não atendida pela escassez do óleo de baleia, agregada a condições regulatórias, favoreceram a competitividade deste energético em particular nos Estados Unidos, onde passou a ser a opção de menor custo, propiciando aos seus produtores uma renda ricardiana (TERTZAKIAN, 2006). Esta renda era tão significativa que estimulou a exploração de petróleo em Oil Creek, literalmente **riacho do óleo**, próximo de Titusville, Pensilvânia exclusivamente para produção de querosene.

Diversas frações inicialmente consideradas de pouco valor por serem muito explosivas e inadequadas ao uso iluminante, como a gasolina e o diesel, eram descartadas nos rios, gerando sérios problemas ambientais (MCCARTHY, 2001). Estes combustíveis passaram a encontrar seu lugar primeiramente no veículo a vapor e em seguida nos motores de combustão interna, que vinham sendo desenvolvidos à época. Originalmente o motor ciclo Otto utilizava etanol de beterraba e o Diesel, óleo de amendoim. Estes biocombustíveis foram deslocados por estes produtos alternativos de petróleo, produzidos abundantemente e que como não tinham destinação de mercado, eram vendidos a preços muito baixos (SONGSTAD, 2009). Álcool de milho chegou a ser usado, mas apresentava o dobro do preço da gasolina no início do século XX nos EUA.

O primeiro automóvel completo movido a motor de combustão interna só foi construído em larga escala na Europa entre os anos de 1919 e 1921, o primeiro totalmente feito de metal em 1924 e a carroceria monobloco somente a partir de 1932. O cavalo e a carruagem começaram a ser efetivamente substituídos pelo automóvel no âmbito do deslocamento das regiões rurais aos centros urbanos para comércio, ampliando o raio de alcance, a potencial clientela e a capacidade de carga. E esta substituição somente passou a acontecer após a introdução dos

modelos mais competitivos construídos por Henry Ford, a partir de 1908 (Figura 2.36) (NAKICENOVIC, 1986).

Assim a difusão do motor de combustão interna se verifica no advento e crescimento sem precedentes do automóvel como meio de transporte substituto do cavalo.

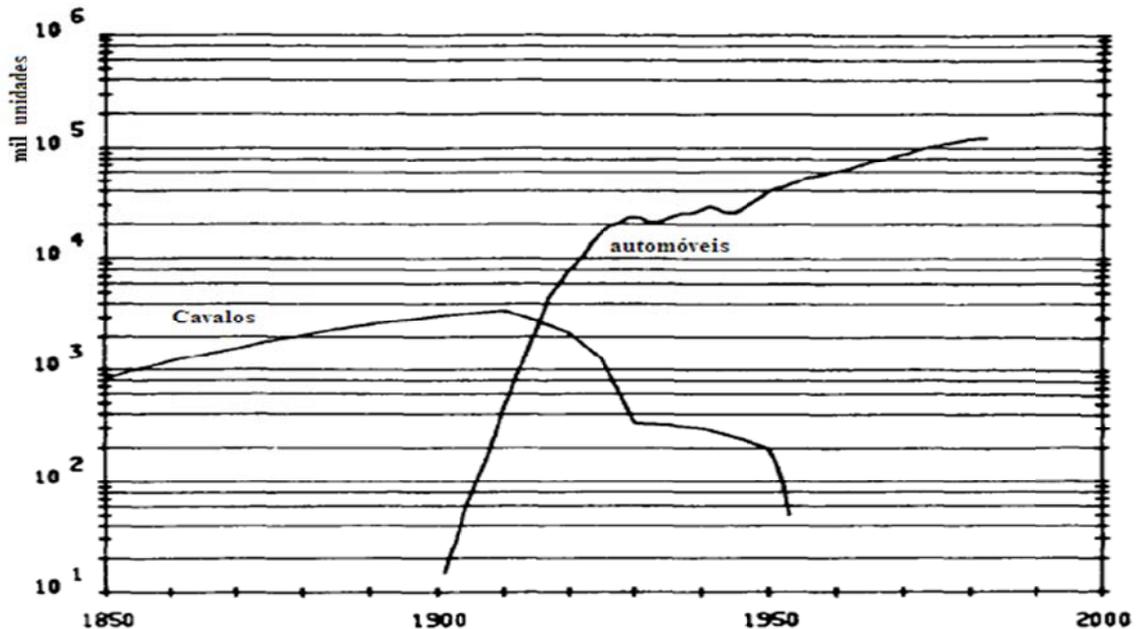


Figura 2.36 – Substituição de cavalos por automóveis nos Estados Unidos
Fonte: Adaptação de Nakicenovic (1986).

Uma sequência de fatos em torvelinho muda criticamente o cenário, lança as bases para o estabelecimento do mercado de energia de combustíveis líquidos, como o conhecemos atualmente. A utilização de querosene iluminante abre caminho para a fundação da grande empresa de petróleo, enquanto a empresa de pesca da baleia como energia foi levada ao fim de forma incrivelmente rápida, quando se descobriu que o querosene pode ser extraído e refinado do petróleo, um betume que escorria do subterrâneo desde tempos imemoriais em diversas regiões do Mundo. O Coronel Edwin Laurentine Drake foi contratado por um grupo de investidores para liderar no campo, a extração deste óleo, visando a produção de querosene iluminante. Ele trouxe a ideia da torre de perfuração usada para na extração de sal, movida por um motor a vapor. Era uma aventura, uma vez que tal operação nunca havia sido concebida, mas quando ele descobriu petróleo a cerca de 20 metros abaixo da superfície, foi capaz de bombeá-lo manualmente até que este transbordou. Este fluxo de petróleo gerou uma corrida de exploração na Pensilvânia.

E alguns dos baleeiros desempregados, já acostumados ao trabalho organizado em equipe, sob condições adversas, abraçaram esta nova atividade, considerando que os riscos aparentes eram menores que os da caça à baleia em alto mar².

A influência da indústria do óleo de baleia cachalote continuou marcante no negócio do petróleo. Quando John D. Rockefeller começou a vender querosene iluminante, teve a preocupação de nomear sua empresa de *Standard Oil*, Óleo Padrão, para transmitir aos clientes a preocupação com a qualidade do seu produto comparada à do óleo de baleia iluminante. Ainda, similarmente ao óleo de baleia, o petróleo também apresentava um amplo espectro de utilização, tendo substituído também os lubrificantes produzidos de óleo de baleia, além de outras aplicações não contempladas. Nestas se achavam as frações inicialmente consideradas de pouco valor, como a gasolina e o diesel, que ao encontrarem seu lugar nos motores a explosão, substituem os biocombustíveis originais e passam de rejeitos a produtos de maior agregação de valor da cadeia produtiva.

Apesar da escassez em 1865, o preço do óleo de baleia caiu a um quarto do seu valor de pico. Em 1870, a indústria de pesca de baleias foi reduzida a dimensões menores e praticamente desapareceu nos Estados Unidos (STARBUCK, 1878). O domínio do óleo de baleia no mercado de iluminação que durou cerca de 100 anos, sucumbiu às forças da competição. Este aspecto trouxe ao petróleo a fama de salvador das baleias, fato marcado em revistas da época (BLACK, 2000). Efetivamente pode ser considerado que as populações de baleia remanescentes tinham sido salvas pela inovação tecnológica e a procura da maximização de lucro pelos capitalistas.

² É curioso observar a similaridade do trabalho dos baleeiros, isolados por longos períodos de tempo, e com tarefas especializadas para fazer a bordo, com outro ponto atual da cadeia do petróleo, a perfuração offshore e plataformas de produção.



Figura 2.37 – Charge da Revista Vanity Fair sobre o Baile de Comemoração das baleias em honra à descoberta de poços de petróleo na Pensilvânia
Fonte: Black (2000).

Porém a hegemonia do querosene como iluminante foi ainda mais efêmera, fortemente impactado pelo avanço tecnológico. Em 1873, o gás de carvão já atendia a maioria das casas de Nova Iorque para iluminação e com o aumento da produção de petróleo, o querosene começa a ter seu preço reduzido, devido à maior oferta e a concorrência com o gás. Em 1880, Thomas Alva Edison criou a primeira lâmpada elétrica e somente dois anos depois as primeiras iluminações elétricas públicas foram instaladas em Londres e no ano seguinte em Nova Iorque. A última década do século XIX assistiu ao desaparecimento do querosene como combustível iluminante nos Estados Unidos. Esta predominância de mercado durou somente 40 anos. (CLARK, 1916).

Podemos concluir que este mercado de energia apresentava uma feição de forte competição e substituição influenciada pelas mudanças tecnológicas. Preços, produção e consumo foram resultantes da interação da oferta e demanda dos energéticos substitutos. Claramente os agentes procuraram maximizar seu resultado para obter maior renda e menores custos, conforme os fatores produtivos e informações disponíveis no curto prazo. Todos estes aspectos caracterizam um estágio inicial de mercado estilo clássico ou neoclássico. No entanto, não deve ser

esquecido que este mercado rapidamente evoluiu em alguns anos para uma estrutura oligopolista ou quase monopolista de fato.

Paralelamente a estes acontecimentos, as inovações tecnológicas que tanto contribuíram para a formação de um mercado de energia competitivo, geraram condições para que se estabelecessem outras estruturas mercadológicas. E mas uma vez, foi a luz que indicou este caminho.

2.2.5 Os energéticos iluminantes e o advento da indústria de rede

Já citamos a importância socioeconômica da iluminação artificial como fator de desenvolvimento humano, por propiciar mais horas de trabalho útil num dia, afastar a escuridão e os medos que esta traz, e ampliar a possibilidade de ocupação da terra, aumentando os recursos disponíveis. Desde os primórdios de sua utilização, quer em fogueiras, archotes, fogareiros ou lamparinas, a luz era alimentada por um suprimento autônomo e finito de energia iluminante usualmente uma biomassa de origem animal ou vegetal, como lenha, gordura ou óleo. Lamparinas a óleo são consideradas a forma mais antiga e duradoura de iluminação doméstica, tendo sua utilização predominado durante quase oito mil anos (COULSON, 1953). A aquisição e disponibilização desta energia iluminante era muito similar ao processo de distribuição dos outros bens de então, como alimentos. Aliás, não havia nenhuma diversidade em termos de mercado, como já descrevemos no caso da lenha na Grã-Bretanha nos séculos precedentes à Revolução Industrial.

2.2.5.1 O Gás Iluminante e O Surgimento do Monopólio Natural

As primeiras organizações que se compuseram ao redor de um mercado com características rudimentares, mas específicas, de consumo de energia foram as corporações de ofício ou companhias de fabricantes de velas. A vela reinou soberana por cerca de 17 séculos, desde os tempos do Império Romano como forma básica e única de iluminação clara e confiável aos ambientes fechados. Esta predominância somente começou a ser ameaçada no final do século XVIII, com a revitalização do uso das lamparinas a óleo e a introdução do gás de carvão na Grã-Bretanha.

Enquanto a Revolução Industrial caminhava, o principal papel do carvão neste processo era alimentar as máquinas geradoras de vapor, motrizes da mesma. Mas, William Murdoch, engenheiro e inventor escocês, vislumbrou outros usos para este energético. Murdoch trabalhava na firma Boulton & Watt, a mesma da máquina a vapor, aperfeiçoando os produtos e introduzindo inovações. Desenvolveu bombas a vapor, inventou um veículo a vapor e obteve patentes para produção de corantes a partir de piche e um método para extrair tinta de carvão. Em 1792 destilou carvão, obtendo um gás que gerava uma luz clara e forte, mais estável que as das velas da época. Neste mesmo ano instalou em sua residência na Cornualha um sistema de iluminação, com tubulações a partir do jardim, no que pode ser considerada a primeira rede de iluminação a gás do Mundo. Causou espanto na vizinhança quando atravessou as charneças da região, à noite, numa carruagem iluminada a gás. Em 1802, uma fábrica da empresa em Soho teve duas lâmpadas externas a gás instaladas e acesas, sendo que, em pelo menos uma ocasião neste ano, a fábrica toda foi iluminada a gás (FALKUS, 1982). Quase simultaneamente na França, Philippe Lebon destilava um gás de madeira aquecida em 1799 e no ano de 1801, iluminava em demonstração o Hotel de Seignelay de Paris com gás, utilizando sua invenção que chama de “termolâmpada” (PERIMAN, 2004).

Apesar dos trabalhos em paralelo, é no Reino Unido que a invenção ganhou corpo e recebeu um arcabouço de negócio. A Pall Mall, famosa rua na cidade de Westminster, em Londres, epicentro da cena das belas artes, recebeu iluminação a gás como demonstração. Após algumas tentativas é fundada em 1810 a primeira companhia de gás do Mundo, a Gas Light and Coke Company que construiu a primeira rede de distribuição de gás em Londres, que se tornou a primeira cidade iluminada a gás em 1814. O engenheiro chefe era Samuel Clegg, também ex-empregado da Boulton & Watt e inventor do primeiro medidor de gás (WORLD GAS CONFERENCE, 2006).

Graças a uma política pública que estimulava a concorrência, as velhas lanternas a óleo, que iluminavam algumas ruas e eram mantidas pelas municipalidades, foram substituídas e a luz a gás se espalhou rapidamente na Grã-Bretanha. Somente Londres contava com mais de 54.000 postes de luz a gás consumindo aproximadamente de 1.000 m³/dia, fornecido por nove companhias diferentes que o distribuía através de cerca de 1600 km de rede (CHUBB, 1876). Samuel Clegg afirmou em 1841, que naquela data praticamente não havia cidade

relevante no Reino Unido que não fosse iluminada por gás (FALKUS, 1967). Em 1851, já havia mais de 480 companhias de gás na Grã-Bretanha. O desenvolvimento ocorreu de forma semelhante nos Estados Unidos onde entre 1816 e 1875 de 300 a 400 companhias instalaram redes de distribuição de gás (TARR, 2004).

A competição permitida pelos legisladores na Grã-Bretanha era totalmente irrestrita quanto à área de suprimento, forma de produção, preço e até a qualidade do gás suprido. Pretendendo garantir um real equilíbrio entre os agentes do mercado, uma concorrência efetiva existiu por um tempo considerável, mas somente resultou em caos nas ruas, dispêndio excessivo de capital e grande desperdício devido a construção em paralelo de conjuntos de redes de distribuição de empresas competidoras nas mesmas ruas. Isto conduziu a uma guerra de preços que num primeiro momento beneficiou o consumidor, mas levou diversas empresas à falência.

A consequência foi um aumento de preços para compensar os custos de recomposição e as perdas das supridoras sobreviventes. Este processo se repetia em diversos lugares e logo em 1823, alguns ajustes de regulação procuraram minorar estes efeitos. Foi estabelecido por lei, para companhias novas, uma separação de áreas de suprimento, mas a ausência de qualquer forma de controle pelas autoridades acabou por criar monopólios. Em 1842, visando acabar com este poder das empresas de gás, o princípio da livre concorrência foi reestabelecido, o que levou as companhias a se organizarem em cartéis, dividindo Londres em distritos de influência entre elas. Estas ações levaram à municipalização deste serviço, a exemplo do que já acontecia então com a distribuição de água e coleta de esgoto. Neste ínterim, as companhias que já estavam trabalhando em conluio começaram se aglutinar e as 15 companhias que atuavam em Londres, antes de 1870, foram reduzidas a três em 1885, totalmente separadas umas das outras em distritos (ASHLEY, 1906).

O negócio de distribuição de gás também apresentava outras consequências negativas. O processo de geração do gás produzia rejeitos tóxicos que eram despejados nos esgotos e rios (TOMORY, 2012). Havia outros aspectos ligados à segurança e saúde, como os vazamentos, que além de provocarem perdas significativas nos volumes entregues, podiam provocar explosões e envenenar as pessoas em ambientes confinados (CHUBB, 1876; TARR, 2004). Não deve ser esquecido que havia uma grande dificuldade por parte dos consumidores em contestar cobranças de consumo, algumas vezes absurdas e indevidas. É

importante frisar que até os anos de 1870, o gás era praticamente usado somente para iluminação. A maior parte da demanda de gás no século XIX era das oficinas, indústrias e iluminação pública, sendo o uso doméstico o de menor monta (GOODALL, 1993). É inegável que o sistema liberal de competição promoveu uma rápida expansão das redes de distribuição de gás, incentivando a inovação tecnológica e o desenvolvimento econômico acelerado, mas as companhias apresentavam lucros classificados como “excessivos” (MATTHEWS, 1986). A observação desta forma de administração dos negócios de rede na Grã-Bretanha no meio do século XIX, levou John Stuart Mill, em 1848, (MILL, 1996) a criar o conceito de “monopólio natural”. Considerou que teriam sido criados pelas circunstâncias e não pela lei, com alto investimento de capital, produzindo ou agravando a remuneração dos diversos tipos de trabalhos envolvidos, obtendo assim taxas de lucro acima das usuais da economia. Mill cita textualmente o caso da distribuição de gás em seu famoso texto.

Todos estes fatos se somaram gerando insatisfação e provocando reações dos consumidores, população e legisladores. Até associações de consumidores surgiram, uma das primeiras vezes na história que tal forma de organização pelo lado da demanda se manifestou. Uma série de atos legislativos tentou propiciar às diversas instâncias do Estado maior controle sobre este serviço (CHATTERTON, 1972). Ao longo do tempo, a legislação específica sobre o gás foi se tornando mais robusta e efetiva. O aumento do poder de controle de forma geral das municipalidades, a compreensão da importância deste tipo de serviço para as comunidades e a maior facilidade de financiamento, fez que paulatinamente, muitas empresas de gás já fossem criadas, ou passassem, ao controle das cidades (MILLWARD; WARD, 1993).

No entanto, o negócio do gás, apesar de um aumento na participação estatal, não chegava ser nem totalmente absorvido por empresas públicas nem regulado de forma apropriada. Isto se deveu ao fato da competição, inicialmente estimulada pelos legisladores, ter sido acirrada. A competição, não entre as empresas de gás de iluminação, mas do gás iluminante com um substituto, a energia elétrica.

2.2.5.2 A Eletricidade, O Magnetismo, O Mistério e O Fascínio

Os efeitos da presença da eletricidade foram primordialmente constatados na Grécia Antiga quando Tales de Mileto descobriu as propriedades do âmbar. Tecelões observavam que os carretéis manufaturados a partir de uma resina vegetal fossilizada chamada de âmbar, que eram usados para enrolar fios de lã ou algodão, após o constante atrito do carretel com os fios, passavam a atrair outros pedaços de fios ou mesmo a eriçar o pelo de seus braços. Esfregando bastões de âmbar em lã o fenômeno se repetia, e estes passavam a atrair pequenos pedaços de palha de milho. A palavra grega para âmbar é *elektro* de onde deriva o nome eletricidade (BUTLER, 2001).

Fenômenos semelhantes aos elétricos resultantes da atração do âmbar, também foram relatados e explicados por Tales. Uma pedra descoberta por um pastor de nome Magnus ou originária de Magnésia, Turquia, chamada, portanto de magnetita, podia atrair minerais ferrosos. Segundo Tales teria uma espécie de alma e podia comunicar sua vida ao ferro inerte, que por sua vez, também adquiria um poder de atração (BUTLER, 2001).

Acredita-se que os chineses já conheciam o magnetismo anteriormente aos gregos sendo os primeiros a descobrir aplicações para esse fenômeno. Adivinhos chineses já utilizavam a colher que aponta para o sul. Era uma colher de magnetita, que, equilibrada sobre um pino podia girar livremente na horizontal, sempre apontado o cabo para o sul geográfico. No século VI, os chineses já dispunham de tecnologia para a fabricação e aplicação de ímãs. Esses ímãs foram utilizados para construção de bússolas, que inicialmente serviam apenas para fazer mágicas ou orientação de construções. Somente nos séculos X ou XI começaram a ser utilizadas para navegação (BUTLER, 2001).

Apenas no século XII, na Europa foi realizado o primeiro estudo experimental do magnetismo de natureza científica. Em 1269, Pierre de Maricourt, engenheiro militar francês, determinou a existência dos polos norte e sul nas extremidades de um ímã, baseando-se na orientação natural da bússola. Observou que a agulha da bússola não apontava exatamente para o norte geográfico da Terra. Constatou que os polos idênticos se repelem e os opostos se atraem. Três séculos depois, o trabalho experimental de Maricourt foi retomado por Gilbert, que repetiu as experiências e revisou algumas conclusões. Gilbert as publicou no livro *De Magnete*,

um dos primeiros clássicos da literatura científica. Descobriu a imantação por indução, quando um pedaço de ferro, colocado perto de um ímã, também se imanta, mesmo sem encostar um no outro. Foi provavelmente o primeiro a sugerir que a Terra seria um grande ímã. Para ilustrar sua ideia, construiu um ímã em forma de esfera, denominado Terrella, que simulava a ação magnética da Terra. Colocando pequenas bússolas sobre essa esfera demonstrou e explicou a propriedade da bússola de apontar sempre para o norte geográfico. Constatou que o fenômeno do magnetismo e da eletrização do âmbar são semelhantes, sem chegar a maiores conclusões, mas pela primeira vez foram publicados os termos eletricidade e eletrização. Depois da publicação do *De Magnete*, pouco foi acrescentado ao estudo do magnetismo, até o início do século XIX (ALONSO E FINN, 1972).

Durante os séculos que se seguiram as explicações sobre o magnetismo foram semelhantes à teoria de Tales. O magnetismo se devia a eflúvios, algo semelhante a um perfume que emanaria do ferro e da magnetita, fazendo com que eles se atraíssem. A própria palavra ímã surgiria mais tarde do termo francês *aimant*, que, sugestivamente, significa amante. Mas somente Tales e Gilbert até então haviam correlacionado magnetismo e eletricidade e os poucos trabalhos científicos posteriores tratavam os dois fenômenos isoladamente. Mas mesmo sendo vistos como diferentes, ficava claro para os cientistas que eletricidade e magnetismo se relacionavam de alguma forma (GASPAR, 2000).

Em 1660, o mesmo Otto Von Guericke já citado pelas experiências com vácuo, inventou uma máquina eletrostática que era capaz de gerar cargas elétricas por fricção relacionando o movimento contínuo com a geração de eletricidade pela primeira vez. Stephen Gray distinguiu as propriedades dos materiais como condutores e isolantes no ano de 1729 e no ano seguinte Charles Francis Dufay descobriu que a eletricidade produzida por fricção podia ser positiva ou negativa. Em 1745 é descoberta a capacidade de acumular cargas elétricas geradas por meio de um disco rotativo de vidro atritado por um isolante adequado, semelhante a máquina de Von Guericke, independentemente por Ewald Georg von Kleist e por Petrus van Musschenbroek, este último com a famosa experiência do Jarro de Leyden. Neste experimento, Musschenbroek utilizou um jarro de vidro revestido com uma folha de estanho e um pino metálico inserido na boca do vaso pelo meio de uma rolha isolante. Um gerador de carga eletrostática era conectado a este pino e cargas elétricas eram acumuladas em seu interior. Benjamin Franklin estudou e repetiu esta

experiência, e observou que as descargas se assemelhavam a raios. Empinou uma pipa em 1752 com uma chave metálica pendurada e conseguiu coletar eletricidade, afortunadamente sem ser eletrocutado. Esta experiência possibilitou a invenção do para-raios (ASSIS, 2011).

Alguns anos mais tarde, em 1780 na Itália, Luigi Galvani, professor de Anatomia, observou que as pernas de uma rã morta, pousadas sobre uma placa metálica, sofriam uma contração quando tocadas com um bisturi. Galvani atribui este fenômeno à descarga elétrica e enviou um relato do mesmo a um colega, Alessandro Volta. Este descobriu os potenciais elétricos ao constatar que ocorria uma reação química quando dois metais diferentes ficavam em contato com uma solução ácida, gerando uma corrente elétrica. Em 1796 Volta construiu a primeira pilha utilizando discos de cobre e zinco, separados por pedaços de papelão embebidos por água salgada. Obteve-se pela primeira vez uma fonte mais duradoura e estável de eletricidade, permitindo o aprofundamento do seu estudo (DIBNER, 1976). Charles Augustin de Coulomb, utilizando uma balança de torção, conseguiu quantificar a força elétrica, que tem intensidade proporcional às cargas e inversamente proporcional ao quadrado da distância. Essa teoria marcou o início do estudo dos aspectos quantitativos da eletricidade. Henry Cavendish e James Clerk Maxwell contribuíram para alicerçar o lado quantitativo dos fenômenos elétricos. O ilustre cientista inglês Humphrey Davy conseguiu decompor a água em oxigênio e hidrogênio passando por ela uma grande corrente obtida pela montagem de uma enorme pilha com mais de duzentas placas de zinco e cobre. Neste processo também obteve diversos outros elementos químicos puros, como sódio e potássio, e alguns outros elementos desconhecidos à época, tais como: cálcio, estrôncio, bário e magnésio. O processo foi batizado de eletrólise. Davy também percebeu que uma grande fagulha se formava quando interrompia o circuito formado pelas pilhas. Esse fenômeno fortuito abriu caminho para uma potencial forma prática de utilização da eletricidade – iluminação com arco voltaico (THOMAS, 2006).

Mesmo ainda sem muitas aplicações práticas, a eletricidade se tornou um sucesso na academia e entre os homens de ciência e filosofia, sendo desde meados do século XVIII objeto de muitos estudos e especulação. Terapias medicinais passaram a ser consideradas e utilizadas na França ao redor de 1780 (SUTTON, 1981). Uma carta anônima publicada no *The Scot's Magazine* de 1753, atribuída ao médico Charles Morrison, sugeria que eletricidade poderia ser utilizada para

transmitir mensagens. Mas este interesse também era acompanhado de um clima de mistério e desconfiança pela população em geral, que se manifestou na literatura com o livro *Frankenstein* de Mary Shelley. Publicado pela primeira vez em 1818, especulou sobre o poder da força vital da eletricidade, que “ignitava a centelha da vida, [...] despejando uma torrente de luz dentro do nosso mundo escuro” (SHELLEY, 1912). Ainda faltava a esta nova forma de energia características fundamentais para que fosse removido o véu de mistério e ela entrasse definitivamente no cardápio da humanidade – aplicações práticas e capacidade de geração. Mas estas não tardaram a surgir.

2.2.5.3 A Lâmpada Elétrica, O Dínamo e O Novo Negócio de Redes

Na sequência do incremento das experiências após a invenção da pilha, tanto o panorama acadêmico quanto a eletricidade mudavam rapidamente. Em 1820 o físico dinamarquês Hans Christian Oersted observou que a passagem de uma corrente por fio altera a posição de uma agulha magnética próxima, concluindo que uma corrente elétrica gera um campo magnético ao seu redor. André Marie Ampère, um matemático francês, observou que correntes em fios paralelos com o mesmo sentido faziam com que eles se repelissem e no sentido oposto se atraíssem. Descreveu o fenômeno com equações matemáticas e construiu em 1822 um solenoide para criar campos magnéticos. O físico alemão George Simon Ohm anunciou, em 1827, a lei que diz que a corrente que atravessa um circuito é proporcional à tensão dividida pela resistência do circuito. Estas descobertas lançaram as bases para a geração da eletricidade e propiciaram o efetivo uso técnico desta energia (SANFORD, 1989).

Michael Faraday, físico inglês, discípulo e assistente de Humphrey Davy, e Joseph Henry, professor americano, descobrem quase concomitantemente em 1831, a força eletromotriz de autoindução, ou seja, que a variação magnética ao redor de um fio condutor, gera neste, uma corrente. Esta descoberta possibilitou gerar eletricidade através do movimento. Em dois anos, Faraday estabeleceu as leis da eletrólise, da capacitância elétrica e inventou o motor elétrico, o dínamo e o transformador. Gustav Robert Kirchhoff formulou em 1847 duas leis sobre correntes e tensões elétricas, que juntamente com a lei de Ohm, permitiam o cálculo preciso

dos mais variados circuitos, facilitando o trabalho prático com a eletricidade (THOMAS, 2006).

A partir deste momento no século XIX, a teoria passou a andar praticamente em paralelo com a utilização prática, com poucos anos separando os conhecimentos teóricos sobre eletricidade de sua aplicação. O telégrafo foi um exemplo deste processo conjunto, sendo uma das invenções que mais contribuiu para a difusão do uso da eletricidade. Foi inventado em 1833 por Wilhelm Weber e Karl Friedrich Gauss sendo aperfeiçoado por Werner von Siemens, Charles Wheatstone e Samuel Finley Breese Morse. Sua implantação lançou bases para a fabricação de muitos materiais necessários à indústria elétrica como baterias, terminais, isolantes, condutores de diversos tipos e medidores. As linhas de telégrafo rapidamente se espalharam, mais uma indústria de rede de características um pouco diversas. E das empresas de telegrafia, surgiu a grande invenção que difundiu em definitivo a eletricidade, a lâmpada .

Thomas Alva Edison era um empregado da Western Union em 1860, que trabalhava como telegrafista no turno da noite, o que lhe dava oportunidade de inventar aparelhos para facilitar sua rotina operacional. Largou o emprego no final da década para se dedicar integralmente à atividade de invenção, na maioria das vezes de equipamentos elétricos ligados à telegrafia. Após alguns insucessos, retornou à empresa com ideias sobre um telégrafo falante ou telefone e depois um gravador de telegramas falados ou fonógrafo, que lhe permitiriam recuperar a saúde financeira e voltar à atividade empresarial. Corria 1876 e a luz de arco voltaico já não era novidade, sendo utilizada em faróis e grandes estabelecimentos comerciais, alimentada por baterias e dínamos nos próprios locais de uso. Edison engajou-se em sociedade com Charles Brush, que tinha desenvolvido um sistema de iluminação com arco voltaico que avaliava ser mais adequado ao uso em ambientes externos. Isso fazia com que este sistema concorresse diretamente com a iluminação a gás, em utilização havia cerca de 50 anos à época. Edison convenceu Brush a investir na lâmpada incandescente, que já existia a partir de diversas concepções, como a do farmacêutico inglês Joseph Swan, mas cuja durabilidade era muito baixa. Edison estava convencido que havia um grande mercado para a iluminação, não somente pública, mas doméstica também. Anunciou ao mercado sua intenção de fornecer iluminação elétrica em 1878, antes de ter a lâmpada segura concluída. Sua intenção declarada era fornecer uma exata imitação de tudo feito pelo gás, substituindo a

iluminação a gás por eletricidade. Entre 1881 e 1882, instalou um sistema de geração na Pearl Street Station, Nova Iorque atendendo a alguns clientes do distrito financeiro. Para tanto foram escavadas ruas e lançados cabos de distribuição, tendo sido oferecida eletricidade gratuitamente pelo ano de 1882 aos negócios e moradores da região que permitissem que seus prédios recebessem fiação. Este modelo de negócio em rede similar ao da distribuição de gás rapidamente se espalhou para outras cidades nos Estados Unidos e até para Grã-Bretanha, onde se aliou a Joseph Swan. Passou a fabricar, além das lâmpadas, geradores e licenciou para empresas coligadas as outras partes constituintes como soquetes e interruptores. Este conjunto de negócios em pouco tempo foi consolidado na Edison General Electric, a atual General Electric. Tornou-se praticamente imbatível no negócio de energia elétrica de corrente contínua (SANFORD, 1989).

A introdução do energético iluminante substituto provocou reações da indústria do gás que tentava manter sua participação de mercado. As reações variaram desde legislações para que a eletricidade fosse considerada extremamente perigosa, publicação de artigos afirmando que a lâmpada incandescente era uma invenção impossível, inovações para que a luz a gás passasse a ser mais clara e estável e até a consolidação das empresas de gás de New York para baixar os preços do gás. Mas a corrente contínua prosseguia ganhando mercado apesar de ter limitações e problemas, semelhantes às do sistema de iluminação a gás. A estação da Pearl Street gerava corrente alternada e havia a necessidade de comutação para transformá-la em corrente contínua, que permitia a lâmpada ficar acesa ininterruptamente. Isto provocava muitas perdas e limitava o fornecimento a cerca de 10.000 lâmpadas. Edison vendia a iluminação, cobrando uma taxa fixa por lâmpada instalada, independentemente do consumo. O produto vendido era a luz e não a energia elétrica. Além disso, a transmissão de corrente contínua restringia a área de atuação, era de baixa potência, restringindo as possibilidades de utilização e a economia de escala. Havia ainda a poluição do centro da cidade, porque a geração era movida a carvão, o que provocava emissão de fumaça e odores nas cercanias (HARGADON; DOUGLAS, 2001).

Enquanto Edison ganhou espaço no mercado de iluminação com inovações, outros personagens apareceram para mudar os rumos da economia da eletricidade. George Westinghouse era um engenheiro que fornecia equipamentos para ferrovias. Sabendo dos problemas do sistema de corrente contínua, tomou conhecimento da

iniciativa de Lucien Gaulard e John Dixon Gibbs na utilização de corrente alternada em Londres, em 1883. Trouxe estas ideias para os Estados Unidos e, em 1886, sua empresa já projetava sistemas de iluminação utilizando corrente alternada. Ciente das vantagens competitivas com economia de escala que obteria gerando grandes quantidades de eletricidade, Westinghouse investiu na geração de corrente alternada, instalando uma usina hidrelétrica em Cataratas de Niágara no ano de 1895. Seu sócio Stanley adaptou as ideias de Gaulard e Gibbs e resolveu o problema de transformação da diferença de potencial (voltagem) da eletricidade gerada para o nível adequado, inventando um transformador efetivo. Vislumbrando um maior potencial de utilização da eletricidade, comprou os direitos das patentes de Nikola Tesla, como a do motor assíncrono, que usava corrente alternada e era de simples construção. Em 1896, começou a fornecer energia elétrica alternada para Buffalo a cerca de 20 km de Niágara (HAUSMAN; HERTNER; WILKINS, 2008).

A indústria se tornava o foco das aplicações de eletricidade, começando em 1883, quando a firma de Edison oferece motores de corrente contínua. Foi incentivado o uso destes motores porque seria uma maneira de melhorar o controle de demanda assumindo uso diurno da eletricidade nos motores nas fábricas e a noite em iluminação. Em 1889 havia mais de 15.000 HP instalados e, na última década do século XIX, o uso motoriz da eletricidade se tornou comum na indústria. As indústrias localizadas nas cercanias de Niágara e Buffalo se tornaram as primeiras a adotar motores elétricos em seus processos, aproveitando os baixos custos da hidreletricidade em larga escala, ganhando também em aumento de produção e produtividade (DEVINE, 1983).

A disputa entre as formas de eletricidade, corrente contínua ou alternada, ficou conhecida como “A Batalha das Correntes”. Apesar de se considerar que foi vencida pela opção alternada, não decretou o fim imediato da distribuição da corrente contínua. Os sistemas conviveram por alguns anos e a querela ainda rendeu um capítulo macabro. Edison defendia que a execução na cadeira elétrica com corrente contínua seria mais eficiente e piedosa do que com a alternada. Foram realizados alguns experimentos práticos, com animais e até um condenado humano, em que o uso da corrente contínua se mostrou desastroso (MARTSCHUKAT, 2002). Após desbancar o gás no mercado de iluminação, mais uma vez a economia de escala e as inovações tecnológicas propiciavam a um novo energético, a eletricidade, uma fatia de mercado significativa. As centrais elétricas espalharam-se

pelo mundo, e passaram a adotar a turbina a vapor e a turbina hidráulica como máquinas motrizes. Em 50 anos após a introdução da eletricidade, esta destronou o vapor como fonte de energia industrial e doméstica.

No princípio da implantação dos sistemas de iluminação, particularmente na Grã-Bretanha, o estímulo ao investimento privado e a concorrência seguiram uma rota similar ao processo de estabelecimento do mercado de energéticos combustíveis líquidos. Porém algumas das características do mercado de combustíveis líquidos não se verificam no mercado de gás ou eletricidade iluminante. Apesar da existência de vários ofertantes concorrendo entre si, uma vez ligados a um sistema de distribuição, os consumidores se tornavam praticamente cativos. Não deve ser ignorado que havia a possibilidade de migração entre supridores, que conforme descrito, no caso do gás na Grã-Bretanha, acabou por conduzir a guerras de preços, perdas de investimentos e retorno de custos aos consumidores. A resultante foi a criação de estruturas de mercados oligopolistas ou até monopolistas. A competição alavancou a difusão, mas verticalizou o mercado concentrando o poder nas mãos dos supridores. O mesmo caso aconteceu com a eletricidade quer a corrente fosse contínua ou alternada. A convivência dos sistemas por alguns anos se deveu também aos custos de troca e a captura do consumidor pelo sistema ao qual estava ligado. Todos os padrões eram determinados pelo fornecedor que também impunha os equipamentos adequados àquele sistema. Neste ambiente, apesar da aparente concorrência, não havia possibilidade dos preços, produção e consumo serem resultantes da interação da oferta e demanda dos energéticos substitutos. Isto porque uma vez instalada a rede de distribuição e sendo os consumidores ligados a ela, a possibilidade de real substituição no curto prazo era impraticável dentro de custos razoáveis. Neste cenário o estímulo a obtenção de menores custos tornou-se limitada e ficou óbvia a tendência em maximizar a renda por parte do supridor, que controlava todas as informações disponíveis. A lógica de mercado estilo clássico ou neoclássico não era mais válida. O novo mercado de energia se expandiu caracterizado por aglomeração de capitais e instalação de grandes oligopólios ou monopólios.

No caso da eletricidade nos Estados Unidos, este processo teve como um de seus expoentes uma figura inicialmente secundária, um inglês contratado para ser secretário pessoal de Thomas Edison, Samuel Insull. Passando ao longo do tempo a assumir responsabilidades cada vez maiores nas empresas de Edison. Quando

assumiu a presidência da Chicago Edison Co., a empresa estava lutando pela sua sobrevivência em função dos revezes da entrada da corrente alternada no mercado. Ele mudou a forma de cobrança que Edison havia criado, passando a medir e cobrar pela eletricidade em função do consumo e não mais pela luz, cobrada por lâmpada acesa. Ciente das vantagens da economia de escala que a geração em corrente alternada propiciava, alterou o sistema da empresa e passou a incorporar outras companhias do grupo, interligando as redes e reduzindo custos. Alterou a precificação, criando tarifas diferenciadas para períodos de baixa e alta demanda. Mais ainda, compreendendo o controle de mercado que os sistemas de redes possibilitavam, expandiu seus negócios além da eletricidade, adquirindo participações e controle em diversas empresas de serviços públicos, como distribuição de gás, água, ferrovias, bondes e telefonia. Seus interesses incluíram ainda a radiodifusão, tendo fundado empresas que mais tarde seriam adquiridas por terceiros e se tornariam a rede de televisão NBC. Paradoxalmente, Insull é considerado um dos pioneiros na proposição de regulamentação para a indústria de rede. Entendendo que os regulamentos federal e estadual reconheceriam a eletricidade como um monopólio natural, deduziu que isto lhe permitiria ampliar seu mercado com pouca concorrência (HAUSMAN; NEUFELD, 2002). Enquanto Edison se manteve com as rendas das suas participações nas empresas de energia e das patentes de invenções como o gramofone, Westinghouse se dedicou as locomotivas elétricas e Nicola Tesla gastava seus ganhos com os direitos de suas invenções na tentativa de transmitir eletricidade pelo ar, Insull conseguiu em pouco tempo uma fortuna e grande poder econômico. Chegou a amealhar um mercado exclusivo para sua eletricidade que abrangia cerca de 400 cidades em 13 estados.

Em sua campanha à Presidência dos Estados Unidos no ano de 1932, Franklin Delano Roosevelt atacava duramente as provedoras privadas de eletricidade, acusando-as de explorar os consumidores e atrasar o desenvolvimento econômico da Nação pelo uso de práticas monopolistas (EMMONS III, 1993). Em 1933, já na administração de Franklin Roosevelt, Insull teve seu poder contestado, sendo levado a julgamento em 1934, acusado de fraude e práticas de truste foi absolvido. Morreu alguns anos mais tarde em Paris, vivendo de pensão, com um patrimônio de cerca de mil dólares e dívidas de cerca de 14 milhões de dólares (WASIK, 2006; MCDONALD, 1962; INSULL, 1992). Em 1935 foi aprovado *Public Utility Holding Company Act* (Ato da Companhia Controladora de Utilidade Pública),

visando garantir o investimento dos lucros destes serviços na expansão dos mesmos (FORD, 1997). Mas a indústria de rede que Insull ajudou a expandir permaneceu sem maior regulação por mais quase vinte anos após seu falecimento.

2.3 O DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO DO MERCADO DE ENERGIA

Uma vez estabelecidos mercados configurados especificamente para energias, os princípios econômicos que propiciaram sua formação conduziram a trajetórias diversas. Assim as relações entre preços, custos, oferta, demanda, substitutos, informação, etc, conduziu a estruturas de mercados diferentes conforme estas interações. Mas, a necessidade de grandes investimentos para o atendimento de uma demanda que crescia em taxas espetaculares, não permitira que estas estruturas continuassem diversas.

2.3.1 O Mercado de Combustíveis Líquidos de Petróleo e a Burla da Lógica de Equilíbrio Oferta e Demanda

Consequência do processo de substituição do óleo de baleia por querosene, a descoberta de petróleo em Titusville, Pensilvânia, provocou uma invasão de homens de negócio, investidores, perfuradores, banqueiros e outros tantos interessados nesta oportunidade. A maior parte deles se concentrava na exploração e produção de petróleo, que propiciava as maiores margens de lucro. Um número menor, porém extremamente necessário ao sucesso dos primeiros, interessou-se pela refinação e instalou-se na região. Eles eram o mercado demandante de petróleo que efetivamente gerava o produto em grande demanda, o querosene, cujo mercado era distante da região de produção, principalmente nos estados do Nordeste americano, alcançados via transporte ferroviário (ARMENTANO, 1981).

Contudo os custos de refino naquele lugar eram elevados por se tratar de uma área distante dos centros supridores de materiais e equipamentos necessários ao processo. Haviam se instalado, até 1865, cerca de 30 refinarias na região de Titusville, o que fez aumentar ainda mais os custos devido à demanda de equipamentos. Os refinadores próximos à produção começaram a ficar premidos pelos custos do refino e de logística de atendimento de seu mercado. Neste ínterim, os produtores aumentavam em número, uma vez que os custos de extração eram

relativamente menores que os de refino e o processo tecnológico mais simples, exigindo pessoal menos qualificado e menor investimento do que uma refinaria. A questão do transporte do petróleo até as refinarias se resolveu com a adoção do então tradicional barril de carvalho utilizado para líquidos em geral. Esta embalagem era de uso corriqueiro no transporte ferroviário. Apesar dos barris utilizados à época variarem de dimensões, aparentemente havia um barril padrão de 42 galões para vinho que foi adotado. Esta padronização aumentou a confiança dos refinadores quanto ao volume comprado e instituiu uma medida de volume que se perpetua na indústria de petróleo até hoje. A demanda de barris de carvalho dos fornecedores próximos triplicou nos primeiros anos de exploração. Isto facilitou o fluxo de petróleo que passou a abastecer novas refinarias que passaram a se instalar em locais próximos dos centros de consumo, como Pittsburgh e Cleveland (ARMENTANO, 1981).

A proximidade com os mercados consumidores trouxe vantagem competitiva a estes refinadores, mas eles continuavam dependentes do fluxo de petróleo, ou seja, volume e transporte. John Rockefeller e sócios constituíram a Standard Oil e construíram refinarias em Cleveland, Ohio às margens do lago Erie. Além do mercado da cidade, focaram também no potencial de atingir, por meio de transporte lacustre, fluvial e ferroviário, outras grandes cidades próximas, como Buffalo, Detroit, Chicago etc. Compreendendo o impacto dos custos logísticos, Rockefeller conseguiu controlá-los passando a dominar o negócio do petróleo nos Estados Unidos da América.

Como suas refinarias ficavam distantes das regiões de produção de petróleo e dos grandes centros de consumo, dependia criticamente do transporte que era feito por três empresas ferroviárias. Todos os refinadores dependiam destas empresas principalmente para a distribuição de produtos e estas transportadoras competiam ferozmente entre si pelas receitas destes fretes. Isto gerava uma competição ruinosa entre elas e conforme a negociação que cada empresa refinadora de petróleo conseguia havia grandes diferenças de custos e flutuações nos preços do transporte dos produtos de petróleo. Para proteger seus ganhos, Rockefeller propôs um acordo a todas as empresas ferroviárias, fixando um valor menor para o frete de petróleo e derivados da Standard Oil, em troca de uma participação na margem do negócio como um todo. As empresas transportadoras aceitaram, passando a tarifa normal de US\$ 2,56 por barril transportado que era

cobrada dos concorrentes de Rockefeller, para US\$ 1,06 por barril. Além da perspectiva de um quinhão do lucro de Rockefeller, reduziam seus custos fixos pela garantia de ocupação de seus vagões. Ao final do primeiro ciclo completo de negócio, as transportadoras receberam outros US\$ 1,06 por barril (VICTOR, 1970). Enquanto isto a quantidade de produtores e o volume produzido prosseguiram aumentando, provocando excesso de oferta de petróleo e consequente queda nos preços (Figura 2.37).

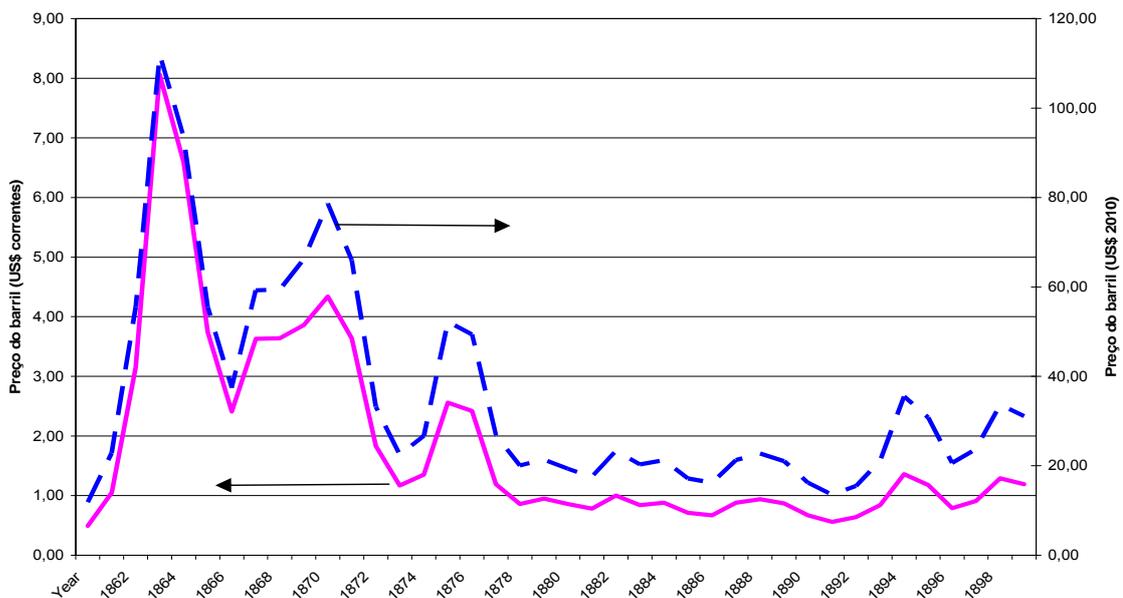


Figura 2.38 – Preços de petróleo nos Estados Unidos no final do século XIX
Fonte: Adaptação de BP (2011).

Ao mesmo tempo em que ganhava vantagem competitiva com os acordos que reduziram seus custos logísticos, enquanto Rockefeller aproveitava o momento de sobreoferta e barganhava preços menores no petróleo, seus associados investiram em melhoria do processo de refino, obtendo maior rendimento de querosene por volume de petróleo processado. O querosene da Standard Oil era o produto de maior qualidade no mercado e, além disso, a empresa conseguia transformar parte do resíduo da destilação em outros produtos, como lubrificantes e parafinas. Com isto obtiveram vantagens competitivas adicionais e as melhores margens por volume processado. Para manter e ampliar estas vantagens, Rockefeller procurou ganhar em economia de escala, num voraz programa de aquisição das refinarias competidoras. Resultado desta ação, em 1873, praticamente eliminou a concorrência em Ohio e possuía 1/3 da capacidade de refino dos EUA. Além dos acordos que reduziram seus custos logísticos, para dominar o mercado e forçar a

venda dos ativos dos competidores, utilizou-se de “dumping”, com preços irrisórios para pressionar a lucratividade dos concorrentes, entre outras práticas que a Armentano (1981) cita como “moralmente questionáveis” como espionagem. Há relatos que chegou a comprar componentes da fabricação do barril de carvalho para reduzir sua disponibilidade no mercado.

O ano de 1873 foi palco de uma grande crise financeira, consequência entre diversos fatos, da incapacidade de pagamento das dívidas das grandes empresas ferroviárias. Ocorreu uma forte queda das ações na Bolsa de Nova Iorque e os preços desabaram após terem atingido patamares elevados pós-guerra de Secessão em 1865 (SHACHMUROVE, 2011). O pânico facilitou o processo de aquisição da concorrência, o que permitiu que a Standard Oil consolidasse seu controle sobre os ativos de refino nos estados da Pensilvânia e Nova Iorque, controlando 90% da capacidade de refino do País em 1878. Ainda consequência da crise financeira, a maioria dos agentes envolvidos na cadeia de suprimento de petróleo tinha dívidas com a Standard Oil, que rapidamente expandiu seu controle a todos os estágios do negócio de petróleo. Em 1882, o conjunto de empresas se reorganizou num conglomerado que unificava o controle de toda a cadeia de suprimento, num monopólio altamente disciplinado, que ditava o rumo e ritmo de crescimento da indústria além de determinar os preços para o mercado.

Um processo similar conduziu a criação da Royal Dutch – Shell, no qual a primeira, de origem holandesa, foi fundada para explorar petróleo em Sumatra, nas Índias Orientais Holandesas e a Shell, era uma loja de artigos exóticos em Londres que se transformou numa empresa de exportação e importação, controlando o transporte marítimo. Esta evoluiu para o transporte e comercialização de óleo e a aliança entre as duas surgiu com a finalidade de trazer petróleo do Oriente e refinar produtos para comercializar nas metrópoles, auferindo vantagens de escala e logística da mesma forma que no caso da Standard Oil, mas voltada para o mercado europeu. A British Petroleum tem suas origens na Anglo-Persian Oil Company, criada para explorar petróleo nas possessões inglesas na Pérsia, atual Irã. Com a eclosão da Primeira Guerra Mundial, a empresa teve sua importância aumentada e o Governo Britânico adquiriu mais da metade de seu controle acionário, para garantir o abastecimento de sua marinha em águas do Oriente Médio. Ambos os movimentos, garantiram hegemonia a estas empresas e controle de mercado em alguma região do Mundo (YERGIN, 1999).

2.3.1.1 A Intervenção do Estado e a Aparente Recuperação do Poder do Livre Mercado

Os eventos descritos anteriormente caracterizaram a formação de uma estrutura de mercado monopolística ou oligopolística onde poucos controlavam preços e informações, burlando a lógica de equilíbrio concorrencial de oferta e demanda. A Standard Oil teve seu poder de monopólio quebrado após a sanção da Lei Antitruste americana, o Sherman Act de 1890. Após mais de vinte anos da lei entrar em vigor, a Suprema Corte considerou que a empresa violava este estatuto. Foi ordenada a dissolução do conglomerado em 33 companhias separadas, verticalmente integradas de óleo e gás. Concomitantemente, a descoberta e início da exploração de petróleo no Texas e o aumento do consumo de novos produtos derivados como a gasolina, reforçaram a competitividade do mercado. Razões correlatas, como novas descobertas de campos de petróleo em outros lugares do Mundo e a formação de novas empresas aumentaram o número de agentes.

Mas isto efetivamente permitiu a formação de mercados livres com a formação de preços determinada pelo equilíbrio oferta x demanda ? Sob o aspecto da demanda de derivados há vasta literatura que comprova que os preços no curto prazo ao consumidor final efetivamente flutuam por diversos motivos ligados aos custos de produção e a demanda (FATTOUH, 2007, 2010; NACCACHE, 2011; REGNIER, 2007). Isto é mais evidente nos produtos de maior volume de consumo e nos períodos de maior demanda, não sendo omitido que a demanda de energias de forma geral tem características de inelasticidade. Porém é irrefutável que a regulação, controle governamental, informação imperfeita e práticas como o conluio não necessariamente conduzem a um equilíbrio que possa ser considerado perfeito.

No mercado de petróleo em especial, apesar da existência de muitos atores, mesmo após as crises de preços de 1973, o cenário de competição não parece também ser muito diferente. Em seguida a Segunda Guerra Mundial, o negócio de petróleo era marcado por grandes ganhos na refinação. Os preços do petróleo na faixa de US\$ 1 a 3/bbl e o preço médio dos derivados de US\$ 10,00/bbl, garantiam uma margem elevada. As grandes empresas petrolíferas lucravam com as margens elevadas no refino e praticamente não se importavam com eventuais ganhos na produção de petróleo. Era mais importante a posse de campos de petróleo, para

garantir a continuidade de suprimento e o ganho na cadeia de negócio como um todo. O desenvolvimento pós-2ª Guerra Mundial de enormes campos de óleo no Oriente Médio teve uma influência profunda no negócio do petróleo. Parece claro que o controle sobre estas principais fontes de matéria-prima também propiciava o controle dos preços. Havia somente a preocupação de cobrir os custos destas operações nos países produtores e garantir a realização das grandes margens nos pontos de maior controle daquelas empresas (PEREIRA, 1999).

A concentração crescente de produção no Oriente Médio deixou a indústria sujeita à instabilidade política, que foi comprovada por eventos como a nacionalização da empresa concessionária pelo governo do Irã em 1951, a Crise de Suez em 1956, que cortou o suprimento de petróleo para a Europa pelo Canal de Suez e o embargo de óleo árabe em 1967. Os baixos preços nos anos que seguem a Crise de Suez fizeram as multinacionais anunciar reduções unilaterais nos pagamentos das participações para os governos produtores. Em resposta, a Venezuela uniu-se com vários países produtores do Oriente Médio para criar a Organização de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) em 1960, num esforço para aumentar o seu poder de barganha contra as companhias consumidoras (Figura 2.38) (PEREIRA, 1999).

Estes fatos culminam com o embargo de petróleo árabe de 1973 devido à Guerra árabe-israelense de outubro (Guerra do Yom Kippur), fazendo com que os preços triplicassem rapidamente, difundindo o pânico nos mercados de óleo e na economia mundial. A crise iraniana, provocada pela luta para retirar o Xá do poder em 1978, provocou novo aumento de preços. Este último evento foi agravado pela guerra Irã-Iraque, iniciada em 1980, causando a parada da produção de ambos os países e estendendo a tendência de alta nos preços por mais cinco anos (PEREIRA, 1999).

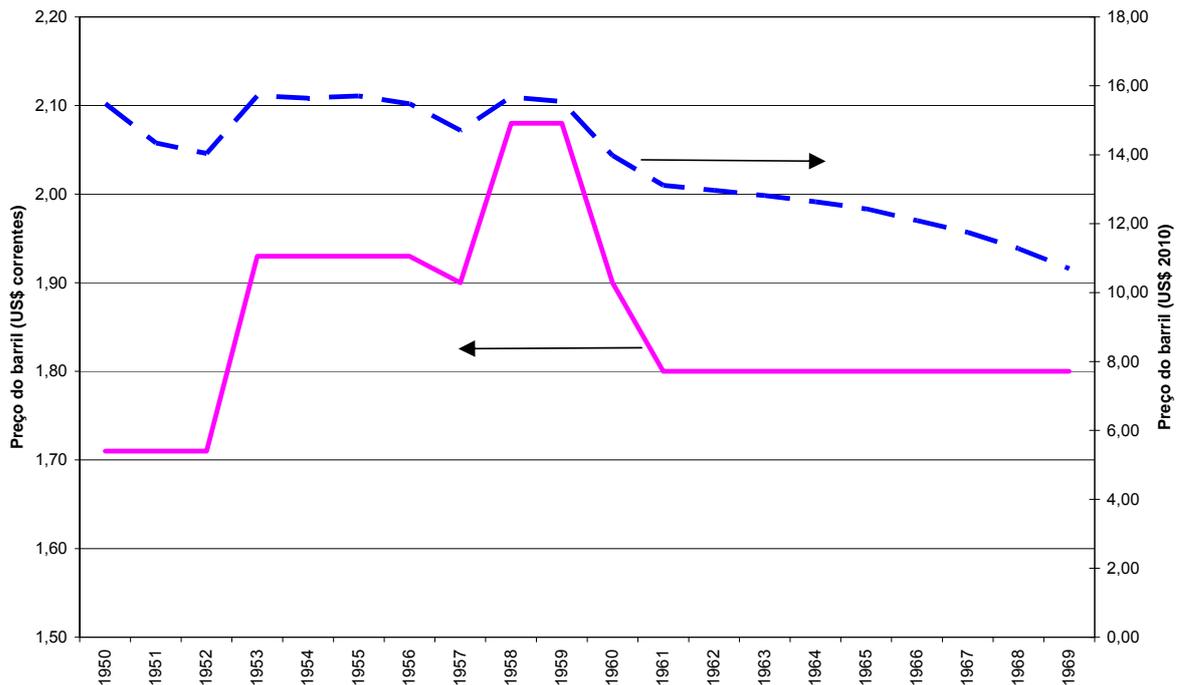


Figura 2.39 – Preços de petróleo entre 1950 e 1970
 Fonte: Adaptação de BP (2011).

A dependência mundial de poucas fontes de suprimento de petróleo passou o controle dos preços aos países produtores, coordenados em atuação na OPEP. O consequente aumento dos preços provocou uma enorme transferência de recursos financeiros para estes países ao mesmo tempo em que ocorria uma mudança radical nos ganhos ao longo do negócio de petróleo. As margens antes desprezadas na produção de petróleo passam a ser muitas vezes elevadas, mudando o foco de ganho dentro da indústria. A obtenção de matéria-prima passa de garantia de continuidade de suprimento à condição de melhor negócio da cadeia (ROSE, 2004). Este cenário de preços impulsionou a exploração de novas fronteiras de petróleo, permitindo o desenvolvimento da exploração em águas profundas entre outras fontes. E concomitantemente os países produtores investiram pesadamente em capacidade de transformação para poder se beneficiar da agregação de valor da cadeia verticalmente integrada (PEREIRA, 1999).

2.3.1.2 A Evolução da Estrutura de Mercado de Petróleo e Derivados

Um mercado mundial de petróleo competitivo deveria ter seu equilíbrio determinado pela ação de diversos produtores e refinadores. Os produtores, à luz de

seus custos de produção e expectativas de retorno, confrontariam estes parâmetros com os equivalentes dos refinadores, como poder de mercado do seu catálogo de produtos refinados, custo de refino e também sua expectativa de retorno de investimento. No entanto, os produtores estão estabelecidos em grupos quanto ao custo de produção, em função da região de exploração e dificuldades tecnológicas. Um grupo especial que produz a menores custos em média, se concentra em torno da OPEP. E estes produtores investem grandes somas em exploração e ativos de produção cujo retorno é esperado em escala de tempo de dezenas de anos (FATTOUH, 2007).

Já os refinadores se apresentam dispersos em termos de custo de refino, dependendo do investimento nos ativos de transformação, que é resultante da análise de receitas potenciais dos mercados alvos dos produtos refinados, capacidade de investimento, taxa de retorno esperada e elenco de petróleos candidato a matéria-prima. Quanto maior a flexibilidade em relação a mercados dos produtos e matérias-primas, potencialmente maior o valor de investimento. Assim uma opção de baixo investimento implica conexão de longo prazo a determinados petróleos e mercados (FATTOUH, 2007).

Contudo, para garantir as taxas de retorno de seus investimentos, produtores e refinadores sempre procuraram minimizar seus riscos por meio de contratos de longo prazo com preços de trajetória conhecida. No período anterior a crise de 1972, estes preços eram fixados pelas multinacionais que dominavam verticalmente a cadeia de suprimento. Praticava-se então um oligopólio no mercado de derivados regionalizado e controlado por estas empresas. O preço do petróleo, conhecido como *posted*, refletia muito mais a necessidade ou vontade de transferência interna de resultados dentro das companhias petrolíferas multinacionais e permitia calcular o fluxo de receita que era concedido aos países produtores como compensação mínima pela extração dos recursos minerais. Os contratos de longo prazo que porventura existissem eram instrumentos de controle interno ou compromissos entre as empresas e mesmo assim, considerados confidenciais e logo não revelados ao mercado (FATTOUH, 2007).

A criação da OPEP em 1960 e o advento de empresas nacionais e independentes aumentaram um pouco a oferta de petróleo e o número de agentes. Estes fatos começaram a permitir alguma competição, fazendo surgir um mercado fora do âmbito das multinacionais, sendo registrados alguns contratos sem a

participação destas empresas e uns primeiros sinais de uma comercialização de curto prazo. Mas o mercado ainda era fundamentalmente controlado por elas. Entre 1965 e 1973, a demanda de petróleo cresceu em taxas cada vez maiores, fazendo com que, em 1973, 51% do suprimento fossem originados em países da OPEP. Isto propiciou a oportunidade dos produtores assumirem o controle na determinação dos preços, vindo a existir um efetivo oligopólio no mercado de petróleo. Este período se caracterizou por preços administrados, onde os contratos de longo prazo passaram a existir entre o produtor, este usualmente um país ou empresa administradora do país e o comprador, sendo na maior parte das vezes uma multinacional refinadora. O preço destes contratos passou a ser chamado de preço oficial ou governamental de venda. Devido a pouca flexibilidade destes contratos quanto às condições de entrega foi criado um preço de recompra, para os momentos em que o cliente não quisesse retirar todo o volume compromissado. Este sistema se tornou muito complexo, mas estabeleceu um marcador de mercado, um preço ao qual todos os diversos petróleos vendidos se referiam. As práticas de oligopólio, com preços mais elevados do que o equilíbrio de mercado conduziria, provocaram dois efeitos - a redução do consumo e tornaram os petróleos substitutos competitivos, mesmo que produzidos a custos mais elevados. O cartel perdeu poder e em 1985, a produção da OPEP teve sua participação na produção de petróleo reduzida dos 51% de 1973, para 28% (Figura 2.39) (FATTOUH, 2007).

A produção se diversificou quanto à qualidade, região e aos custos. Concomitantemente os refinadores investiram nos equipamentos, buscando flexibilizar as matérias-primas que poderiam usar, mantendo a qualidade exigida pelos consumidores de derivados, porém em oportunidades, ofertando seus produtos em diversos mercados. Os países da OPEP tentaram manter seus preços administrados, mas a procura por estes petróleos tradicionais dos grandes produtores caiu, perdendo espaço para as novas correntes que eram ofertadas. O volume demandado e o preço do petróleo do maior produtor da OPEP, a Arábia Saudita, caíram coincidentemente 65% em cinco anos a partir de 1980. Numa tentativa de manter seu mercado, foi adotado um sistema de precificação tipo *netback*, no qual o preço do petróleo era calculado a partir da cesta de produtos que podia gerar, descontados os custos logísticos de atendimento daquele mercado. Isto pretendia compensar os custos dos refinadores e manter a atratividade destes petróleos. Esta manobra falhou e ocorreu uma tentativa de retorno ao preço fixo de

venda em patamares menores, mas esta opção havia se tornado insustentável. O mercado já havia se acostumado à flexibilidade e não tolerava mais esta prática (FATTOUH, 2011).

O aumento do número de atores com maior poder de barganha em termos de condições de entrega, pagamento e de substituição tornou o mercado mais líquido. Os usuais contratos de longo prazo persistiram, porém agora mais flexíveis e não mais com preços fixos determinados. Passaram a ser adotadas fórmulas de preços, utilizando o conceito de marcadores, petróleos de referência com cotação conhecida e constantemente informada, possivelmente numa bolsa de negócios. Estes marcadores refletiriam o valor momentâneo do petróleo, sujeito às diversas variáveis conjunturais além do simples equilíbrio oferta e demanda. A utilização destas fórmulas acabou por criar o mercado futuro de petróleo no qual aspectos como finanças, câmbio, cenário político, passaram a influenciar significativamente e o petróleo se torna um ativo financeiro de grande importância. Os derivados de maior demanda também passaram a ser negociados da mesma forma, sendo que existem mais marcadores de referência em função de padrões de qualidade diversos regionalmente e sazonalidades díspares, conforme a região do Mundo (LIDDLE, 2012). Mais uma vez ressaltamos que não pode ser ignorado que no mercado de derivados várias vezes se manifestam práticas que não se coadunam com livre mercado, como conluio (GARCIA, 2010; BORENSTEIN; BUSHNELL; LEWIS, 2004).

Existiam 130 tipos de petróleos diferentes sendo comercializados em 2011. Cerca de 50% dos volumes efetivamente comercializados são contratados por meio de contratos de longo prazo, de um ano ou mais, porque garantem aos produtores acesso de seu petróleo ao mercado de forma contínua. Ao mesmo tempo, proporcionam aos refinadores estabilidade na qualidade da matéria-prima que processam e custos de insumos previsíveis. Aproximadamente 10 a 15% dos petróleos ainda são negociados na base de permuta por outros produtos, ou seja, escambo. Cerca de 30 a 40% do volume é vendido em contratos de curto prazo, o chamado mercado "spot", que durante o auge da crise de sobreoferta do início dos anos 80, chegou a ser responsável por 80% das transações. Contudo como o petróleo se tornou um ativo financeiro, os volumes negociados diariamente em bolsa superam em mais de 20 vezes o volume físico transacionado (ENERGY CHARTER SECRETARIAT, 2007, 2011).

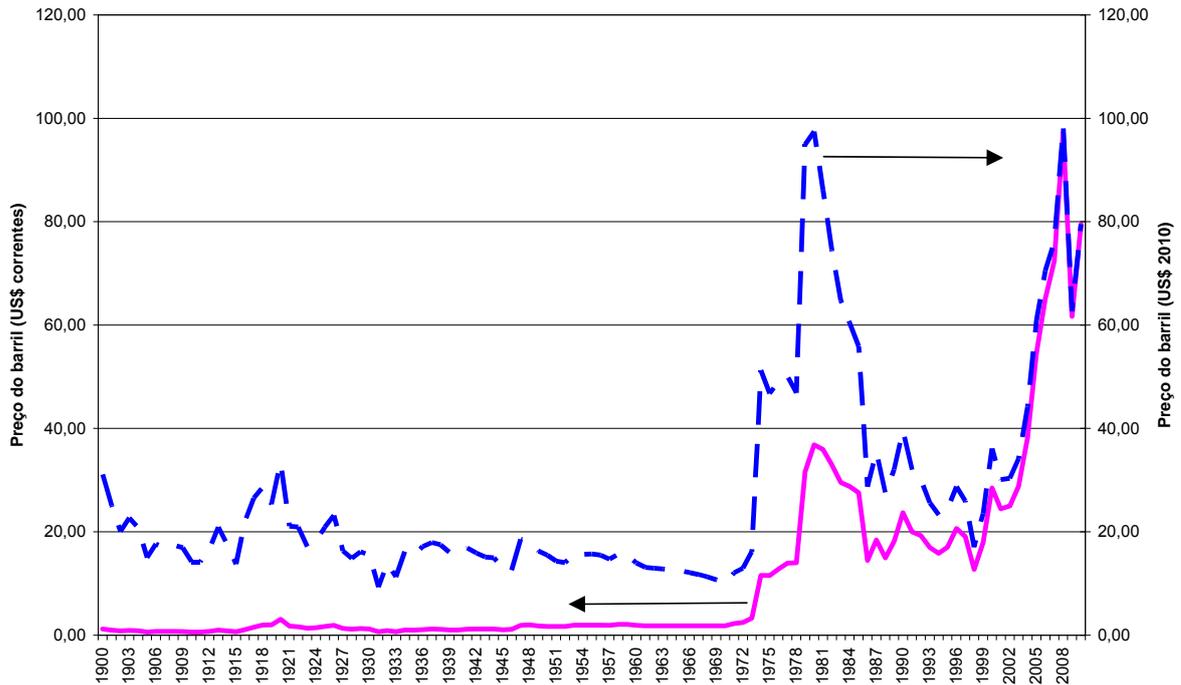


Figura 2.40 – Preços de petróleo entre 1900 e 2010
 Fonte: Adaptação de BP (2011).

Podemos classificar então este mercado de energia como tendo uma estrutura dividida entre duas égides econômicas. O mercado de longo prazo, mesmo que indexado a preços futuros, visa ancorar ou propiciar alguma forma de antecipação de controle dos custos da transação, caracterizando assim uma abordagem institucional. Já no curto prazo, observam-se características de mercado competitivo baseado fundamentalmente no equilíbrio de oferta e demanda. Diversos estudos procuram equacionar o quanto o mercado spot e o futuro se relacionam ou se influenciam. E outros tantos abordam quanto da volatilidade que ocorre em ambos reflete os reais movimentos do mercado de energia de petróleo e derivados ou os negócios financeiros que convivem neste ambiente. Há de se reconhecer que esta feição concorrencial predomina especialmente em momentos de intensificação da demanda e os preços sobem. Quando ocorre a retração do mercado, ou excesso de oferta, os agentes tendem a valorizar os compromissos de maior prazo, porque eles garantem a compensação da maior parte dos investimentos realizados. Em qualquer caso, podemos também afirmar que os preços deixaram de ser fixos ou administrados, perdendo a forma de atuação monopolista ou oligopolista, mas agora apresentam dois claros limites, um piso e um teto. O piso se refere ao valor que assegura a renda dos ofertadores de mínimo custo, que ainda são os países

grandes produtores, na maior parte, reunidos em torno da OPEP. Já o teto procura evitar a entrada de forma significativa das fontes alternativas, energéticos substitutos que poderiam ameaçar a hegemonia do petróleo. Adicionalmente, não podemos deixar de citar que a atuação dos cartéis, possivelmente atuando de forma a conseguir preços acima do potencial equilíbrio de mercado, deve ter adiado a exaustão das jazidas petrolíferas. A tendência de prevalência de um mercado mais competitivo pode, por outro lado, acelerar o consumo deste recurso (NEWBERY, 1981).

De fato, em termos de reservas físicas, o petróleo em 1972 tinha sua exaustão prevista num prazo de 35 anos e 18 anos depois, esta havia sido postergada para em 45 anos. Ou seja, a elevação de preços de 1972 provocou uma redução do crescimento do consumo e promoveu a exploração de outros recursos petrolíferos de maior custo, ampliando a data final prevista de disponibilidade do recurso de 2007 para 2035. Esta dilatação de prazo tem criado uma expectativa de não-exaustão para muitos recursos não-renováveis entre os agentes econômicos (SLADE, 1987; WORLD RESOURCE INSTITUTE, 1994). Esta constatação de uma potencial redução de disponibilidade de recursos não-renováveis na abordagem de mercado competitivo tem implicações fundamentais para a sequência deste trabalho.

2.3.2 O Mercado de Eletricidade e a Ligação Direta Supridor Consumidor

A experiência com a distribuição de gás iluminante na Grã-Bretanha demonstrou que as características físicas do sistema interligando supridor – consumidor inviabilizavam a aplicação de conceitos de equilíbrio de concorrência perfeita. O estímulo à competição para reduzir preços e alcançar um equilíbrio que conduziria ao bem estar não ocorreu. Este fato foi um dos que suscitou a Mill, um dos idealizadores do utilitarismo, a cunhar, em 1848, a expressão **monopólio natural** reconhecendo uma falha de mercado. A introdução e difusão da eletricidade corroboraram estes aspectos e acabou por estabelecer outro mercado de energia, baseado na rede de distribuição.

2.3.2.1 O Mercado de Serviços - Eletricidade, Gás, Telefonia e similares - a Impossibilidade de Opção do Consumidor e o Poder da Economia de Redes

As redes de gás instaladas inicialmente na Grã-Bretanha e nos Estados Unidos atendiam basicamente a um uso, iluminação. Este simples fato propiciou que diversos fornecedores estivessem autorizados a vender um gás sem qualquer padronização específica. A tecnologia de combustão à época não era sensível suficiente para que correntes gasosas de composições variáveis não queimassem satisfatoriamente num bico de combustão que pretendia somente emitir luz. Mesmo assim, não devemos esquecer os frequentes acidentes e incêndios já citados. Mas o fato é que a inexistência na prática de outras aplicações reduzia a especificidade do produto. Neste período ainda não se pensava em gás para cocção ou aquecimento porque o produto disponível a preços razoáveis e para o qual os equipamentos específicos eram desenhados era o carvão. Carvão era muito mais barato do que o gás cujo uso era considerado um “luxo”. Foi somente cerca de 1869 que aparelhos projetados para uso de gás sob outras formas, como fogões, aquecedores de água para banho e climatização de ambientes começaram a surgir no mercado (GOODALL, 1993).

Nesta data, as redes telegráficas já eram uma realidade e a eletricidade era um dos assuntos do momento, com algumas poucas iluminações utilizando lâmpadas de arco voltaico já instaladas. Em quinze anos, Edison instalava seu sistema de iluminação a corrente contínua em Nova Iorque, fabricava e vendia todos os equipamentos necessários para que a luz funcionasse, desde a lâmpada aos soquetes e interruptores. Após outros quinze anos, Westinghouse introduziu a corrente alternada e vislumbrou possibilidades adicionais. Mas enquanto Edison originalmente vendia a luz, Westinghouse passou a vender eletricidade e, para incrementar o consumo, investiu em diversificação, adquirindo os direitos de Tesla e comercializando o motor assíncrono. Ambos capturaram os consumidores, impondo padrões e formas de consumo, aproveitando o fato que, uma vez ligados à rede de distribuição, os consumidores não tinham mais opção de mudar sem custos significativos. Edison compreendeu primordialmente talvez a importância de aumentar o número de participantes da rede, mesmo assumindo os custos iniciais de instalação e utilização, porque uma vez conectados e habituados ao uso, abdicar seria mais difícil (USSELMAN, 1992).

Porém enquanto Westinghouse aplicou os princípios de economia de escala para investir em geração de grande capacidade e alta voltagem em corrente alternada, coube a Insull o mérito de apreender o real poder da rede. Absorveu

diversos dos conceitos citados, aceitando o padrão que proporcionava maiores economias de escala e maior alcance de mercado e ainda ampliou este entendimento, ao observar que deveria induzir um consumo mais uniforme de eletricidade ao longo das horas do dia, introduzindo a tarifação diferenciada. Criou versões sutilmente diversas de seu produto ou serviço, para direcionar o consumo do mercado de uma maneira que reduzisse seus custos de suprimento. Esta compreensão do controle que o atendimento em rede propiciava o incitou a investir em todos os sistemas ligados em rede existentes então. Intuiu que sua crescente importância para a população, e a dependência que impunha, tornariam estas atividades críticas ao desenvolvimento e seriam, portanto, classificadas como monopólios naturais, garantindo um mercado cativo (WASIK, 2006).

Esta sequência de eventos instaurou o serviço público em rede, que passou a ser conhecido também como **serviço de utilidade pública** ou *public utility* em inglês. Rapidamente este tipo de serviço, e em especial a eletricidade, se tornou básico à população em geral, passando a distribuição de energia elétrica, a ser o serviço de mais rápida difusão global da história. Todo morador de uma grande cidade do Mundo já tinha conhecimento e dependia de alguma forma de eletricidade no ano de 1914. A difusão do motor a vapor de Watt demorou quase 100 anos, a efetiva substituição do cavalo como meio de transporte nos Estados Unidos levou outros tantos 50 anos, mas em 32 anos após a instalação do sistema de iluminação por Edison em Pearl Street, a eletricidade já atingia status de energético global (NAKICENOVIC, 1986; HAUSMAN; HERTNER; WILKINS, 2008).

Isto se deveu a algumas características fundamentais do negócio da eletricidade em si sob o aspecto de investimento. A opção de redução de custos com economia de escala somada a instalação da rede de distribuição conduziu a grandes empreendimentos em todas as dimensões envolvidas. Havia a necessidade de um grande espaço físico para o sistema de geração, modificação do meio para a passagem dos fios condutores, muito maquinário, pessoal especializado e muito capital. O que atraiu este capital foi a perspectiva de fluxos de caixa duradouros por conta da figura do monopólio natural, que garantia um mercado cativo. Dentro da filosofia norte-americana de não intervenção do Estado, abriu-se um espaço para a iniciativa privada investir neste negócio, à semelhança do que havia acontecido na expansão das ferrovias norte-americanas, grandes investidores particulares espalharam diversas redes elétricas. Entre estes investidores além de

empreendedores como Westinghouse e Insull, havia os sócios capitalistas, fornecendo uma boa parte dos estupendos recursos financeiros para estes sistemas. Os banqueiros e financiadores inclusive já dispunham de experiência em atuar e gerir este tipo de atividade, porque haviam adquirido experiência com as ferrovias, também um negócio de redes. Além dos empreendedores específicos, a conversão da indústria ao consumo de energia elétrica, a geração desta energia por grandes consumidores que vislumbrando a mesma oportunidade, procuraram atrelar um baixo custo do insumo para suas indústrias à adição de um mercado adicional para este insumo em excesso talvez subproduto. Empresas de alumínio, papel, soda e outros processos eletroquímicos incorporaram ou se associaram a geradores e distribuidores de eletricidade. Em alguns lugares do Mundo, mineradores de carvão instalaram sistemas de geração próximos às minas, para queimar resíduos de carvão de baixo valor comercial para aproveitá-los localmente como energia elétrica (HAUSMAN; HERTNER; WILKINS, 2008).

Esta disponibilização vertiginosa criou um novo mercado até então inexistente e de um tipo, senão inédito, ainda não percebido pelo consumidor – o mercado de economia de rede. A eletricidade em especial adquiriu características únicas que poucos produtos exibiam então, agregada ainda a uma penetração e volume de mercado sem precedentes. Energia elétrica era, e ainda é, um produto padrão por si, a ligação intrínseca entre qualidade de geração, transmissão e consumo fazia com que não houvesse eletricidade de maior qualidade ou diferenciada de qualquer forma. Uma vez ligado ao sistema de rede, os equipamentos que a utilizavam deveriam obrigatoriamente atender àquele padrão disponibilizado e o não atendimento das condições padronizadas, quer pelo suprimento, quer pelo consumo implicariam impossibilidade de utilização imediata ou num prazo, pelo desgaste ou dano dos equipamentos. Além disso, era um produto de consumo não estocável, mais do que isso, determinava o constante comprometimento entre geração e consumo durante todo o tempo de utilização. O não atendimento deste princípio mais uma vez implicava não utilização. Estas características somadas tornaram este produto praticamente insubstituível em muitas aplicações, salvo investimento adicional em sistemas redundantes paralelos de mesmo propósito. Uma vez o consumidor optando por energia elétrica para iluminação, caso quisesse garantir luz nos momentos de falha, talvez pudesse optar por manter os bicos de gás iluminantes. Mas esta opção implicaria maior investimento por parte do consumidor e

compromisso com dois provedores diferentes, e possivelmente custos de manutenção do serviço duplicados. Também se perderia a praticidade de uso e eficiência pela opção única, que implicou a instalação de equipamentos específicos para consumo de energia elétrica. Esta condição de não duplicação, por questões de eficácia e eficiência, acabou por tornar a eletricidade praticamente um produto sem possibilidade de substituição, reduzindo adicionalmente a concorrência (THOMAS, 2004).

Estes princípios, que praticamente regem a relação entre supridor e consumidor ligados em rede, foram descritos anos mais tarde como regras da economia da informação (SHAPIRO; VARIAN, 1999) das quais destacamos algumas:

- Captura ou “*lock-in*” – uma vez conectados os consumidores ficam presos aos padrões dos sistemas e comprometidos com as condições contratuais;
- Versões – existem diversas formas de consumo ou contratação que conduzem a precificações e modelos que tipificam os usuários em segmentos podendo chegar até o estabelecimento de um modo quase personalizado de atendimento;
- Cooperação entre os agentes – a padronização e a captura dos consumidores conduz a uma atuação em cooperação dos diversos agentes, o que reforça o processo de captura e;
- Evolução e revolução – um processo constante de melhoria e aumento de garantia de suprimento com adição de novas qualidades para apresentar ao consumidor vantagens da manutenção da conexão.

No caso da energia elétrica, podem ser observadas facilmente aplicações das três primeiras regras, enquanto a última tende a ser mais eventual. Podemos citar exemplos mais recentes como a unificação de frequência de geração nos Estados Unidos em 60Hz. Esta frequência propicia geração e transmissão de potência com maior eficiência que outras mais baixas e permitiu a interconexão dos sistemas do país. No Brasil, havia diversas frequências e foi padronizado o uso de 60Hz até a década de 60, também sob a égide de efficientização, mas ao mesmo tempo, padronizou os equipamentos consumidores restringindo os fornecedores. A maior parte dos países do Mundo utiliza 50Hz (OWEN, 1997; KASSAKIAN; SCHMALENSEE, 2011).

O aspecto da captura talvez tenha sido o que mais sensibilizou os Estados ao longo da história do estabelecimento das indústrias de rede. Desde a distribuição de gás no Reino Unido no século XIX, passando pela eletricidade nos Estados Unidos no início do século XX com a atuação empresarial de Insull, os ganhos obtidos têm sido considerados excessivos e o consumidor como sendo explorado. Por outro lado, o volume de capital exigido, a grande dimensão dos projetos e o papel vital que a eletricidade passou a exercer na sociedade também não puderam ser negados. Assim a regulação que foi sendo criada procurava restringir o poder de “monopólio natural” da atividade, e ao mesmo tempo assegurar a atratividade do investimento pelos detentores do capital (THOMAS, 2004). A falha na primeira meta implicaria gastos excessivos da população e possivelmente redução de atividade econômica, e a falha na segunda, insegurança energética e potencial redução das condições estruturais de desenvolvimento econômico e humano. Este modelo até os dias atuais vêm sendo revisado e corrigido, mas pode ser identificada a estrutura de mercado que se instalou de modo geral no Mundo.

2.3.2.1 A Evolução da Estrutura de Mercado de Eletricidade e Redes Energéticas

O mercado de energia ligado em rede impõe grandes investimentos e compromissos de longo período aos participantes, quer fornecedores, quer consumidores. Os supridores invertem grandes somas e se comprometem com a manutenção e operação do sistema para que seu retorno seja garantido pelo atendimento da demanda. Já os consumidores ficam conectados a um sistema de distribuição que lhes imputa formas e controles de consumo dos quais não poderão abdicar sem um custo elevado em termos econômicos e grande desconforto. Assim ambos precisam de garantias também de prazo longo, para que suas expectativas, quer sejam de ganho, custos conhecidos ou comodidade, sejam mantidos dentro de escalas de tempo conhecidas ou esperadas. Concomitantemente, a regulação busca garantir uma modicidade de preços para evitar abuso de poder econômico de monopólio, atrair investimentos que garantam o atendimento no presente e no futuro e considerando a importância da energia para a sociedade, a expansão da oferta do serviço a toda a população, ou seja, universalização de acesso.

Retornando à história da eletricidade nos Estados Unidos, enquanto grandes cidades e aglomerados industriais eram atendidos preferencialmente por

empreendimentos privados, como a usina de Westinghouse, pequenas cidades foram dos trajetos das redes de distribuição tiveram que investir dinheiro público em sistemas de geração e distribuição elétricos próprios. Cenário parecido já havia ocorrido na Grã-Bretanha com os sistemas de distribuição de gás para iluminação. Em 1932, 53% das gerações elétricas instaladas nos Estados Unidos pertenciam a municípios, mas representavam somente 5% da capacidade de geração e 6% das receitas deste negócio em toda a Nação. Nesta mesma data, as três maiores companhias particulares de eletricidade sozinhas detinham 44,5% da capacidade privada de geração. E todas elas eram investigadas em comissões de comércio do Senado por acusações de sobrevalorização de ativos e custos, manipulação de preços de transferência entre elas e estruturações de ativos de forma a concentrar poder nas mãos de poucos acionistas, muitas vezes minoritários. Roosevelt havia estudado detalhadamente os preceitos de política pública que norteavam estes serviços então e, cômico da importância dos mesmos para o desenvolvimento econômico, se elegeu propondo uma série de reformas, que de alguma forma precederam ao programa do *New Deal*. Acreditava que o sistema de regulação vigente havia se tornado ineficaz por adotar padrões antiquados para a avaliação econômica de projetos e contar com recursos restritos para sua atuação face a conglomerados empresariais de organização cada vez mais sofisticada e lidando com tecnologias crescentemente complexas. Demonstrava esta inépcia comparando os preços finais de eletricidade nacionais com os do Canadá, país vizinho, com diversas condições semelhantes e que contava com uma rede e mercado consumidor menores (EMMONS III, 1993).

Roosevelt introduziu reformas que sem impedir nem desestimular a propriedade privada neste tipo de negócio, permitiu um maior acesso às informações das operadoras pelas agências reguladoras, além de concentrar poder regulatório num órgão federal. Receoso que estas medidas não bastassem, incentivou a instalação de companhias estatais na geração elétrica onde a comunidade assim o desejasse expressando esta vontade de forma democrática por meio de voto. Dentro do programa do *New Deal*, criou a *Tennessee Valley Authority*, utilizando fundos federais, empreendimento de desenvolvimento regional para controlar as inundações do rio de mesmo nome, que construiu diversas represas e hidrelétricas, fornecendo energia na região pela metade do preço médio nacional. Esta e outras medidas que visavam o barateamento da eletricidade e aumento de sua oferta foram

combatidas pelas empresas privadas geradoras, mas em menos de dez anos, os preços de todos os ofertantes caiu à metade. A política pública aplicada na administração Roosevelt não aumentou a quantidade de empresas de eletricidade estatais de modo significativo, mas efetivamente conseguiu reduzir o preço final do serviço e controlar os resultados econômicos obtidos pelas mesmas, fazendo com que atingissem retornos similares à média dos negócios que corriam na época. Fundamentalmente conseguiu manter o interesse do investimento privado na manutenção e ampliação do sistema. Apesar de ter lançado mão de um programa com feições estatizantes, não houve uma concentração um grande movimento do Estado para o papel de empreendedor. Assim, a eletricidade barateou, apoiando a alavancagem do desenvolvimento industrial do país nos anos que se seguiram, mas sem alteração da estrutura de mercado que vigia (EMMONS III, 1993).

Este mesmo modelo de investimento privado praticamente foi o que inaugurou a geração e distribuição elétrica em outros países. No final do século XIX, a explosão de tecnologias havia aumentando a comunicação e as fronteiras comerciais. Telégrafos, navios e trens a vapor tornaram os limites do campo de negócios os próprios limites da Terra. A concentração de capital em poucos conglomerados e o potencial competitivo das atividades impulsionadas pela difusão tecnológica, principalmente em lugares ainda sem perspectivas de avanços sequer preliminares, espalhou os investidores pelo Mundo, trazendo em sua bagagem serviços sem concorrência para os quais angariavam concessões locais e o capital para sua instalação. Além disso, na maioria das vezes nestas regiões ainda não havia vislumbre dos efeitos e nem da legislação necessária a controlar estes resultados. Assim, a expansão da eletricidade pelo planeta foi disparada pelos mesmos grupos que detinham a tecnologia, instalando empresas satélites ou subsidiárias locais com um pacote de capital e tecnologia quase padrão. Nesta trajetória, os modelos de mercado também foram exportados. Em maior ou menor medida, os capitais locais, muitas vezes estatais, também participavam ou no mínimo eram comprometidos em esquemas de financiamento. Podemos, portanto afirmar que a estrutura de mercado de investimento privado oligopolizado com algum nível de controle pelo Estado se globalizou (HAUSMAN; HERTNER; WILKINS, 2008). Ao longo do tempo, a economia de escala, aliada aos avanços tecnológicos, conduziu para uma integração das redes instaladas por investidores diversos. Este movimento enquanto aumentava a segurança de suprimento, também aumentava a

quantidade de consumidores ligados a uma única rede e concentrava o poder nas mãos dos provedores. Aliado a algumas crises econômicas ao longo dos anos, este processo levou a uma série de aglutinações e aquisições entre grupos de energia elétrica, motivadas principalmente por alguns fatores específicos. Primeiramente oportunidades de melhor gestão de riscos pela diversificação em produtos e serviços paralelos e complementares não regulados. A própria redução de riscos regulatórios foi outro motivador e o terceiro fator o próprio e óbvio acréscimo de poder de mercado por meio de expansão vertical ou horizontal, a mesma receita de Insull no fim do século XIX. Somente nos Estados Unidos foram propostas mais de 100 consolidações envolvendo utilidades elétricas entre 1992 e 2005 (MOSS, 2008). Em qualquer das hipóteses, o poder se mantinha concentrado nas mãos dos grupos privados geradores e mantenedores das redes.

A Segunda Guerra Mundial contribuiu para alterar este cenário. A Europa se encontrava em grande extensão destruída, não só física como organizacionalmente, e novas instituições tiveram que ser estabelecidas. O esforço de reconstrução e afirmação nacional rapidamente conduziu a estatização das infraestruturas de eletricidade, e França, Áustria e a própria Grã-Bretanha adotaram este modelo (BUTLER, 2001). Alguns modelos híbridos com participação de grupos privados permaneceram, mas a grande parcela da atividade passou a ser exercida pelo Estado. Nos países da América Latina, África e Ásia, movimentos nacionalistas compeliram os governos a tomar a frente destes negócios também, uma vez que deixar o controle de um setor essencial a toda atividade econômica era temerário. Desnecessário dizer que esta mesma ação foi efetivada nos países do então recém criado Bloco Comunista onde por princípio a economia era comandada pelo Estado. Hausman, Hertner e Wilkins (2008) chamaram este período de **Padrão de Domesticação** e teria durado até 1978, prevalecendo a saída dos capitais privados do controle das redes de eletricidade na maior parte do Mundo, mas nos Estados Unidos, esta hegemonia persistia, e devido a ocupação pós-guerra, o mesmo modelo privado foi aplicado também na Alemanha Ocidental e no Japão. As crises econômicas pós- crise dos preços de petróleo em 1972 impactaram a economia como um todo, reduzindo as taxas de atratividade da maioria dos investimentos e a própria capacidade de captação de recursos financeiros dos países. Estes fatos fizeram cair o investimento em redes elétricas em todos os setores, da geração à distribuição, o que provocou efeitos de médio prazo com a queda na qualidade do

serviço e aumentou o risco futuro de atendimento da demanda, por ausência de investimentos de expansão.

Para incentivar o retorno dos capitais privados a esta esfera de atividade, começou pelo Mundo uma onda de reestruturação do setor, visando aumentar sua atratividade. As regulações mudaram, o setor foi “desempacotado” ou em inglês *unbundled*, dividido em atividades fins diversas, como geração, transmissão, distribuição e comercialização, e empresas estatais foram privatizadas (BATTLE *et al.*, 2010). Este movimento entendia que, apesar da teoria do monopólio natural se aplicar plenamente à rede elétrica, não explicitava qual a forma eficiente de conduzir a economia de escala na produção ao preço monopolista de mercado (DEMSETZ, 1968). Para assegurar o suprimento energético futuro, um agente autorizado pelo Governo passa a projetar a demanda e oferecer aos investidores oportunidades de investimento em capacidade. No intuito de propiciar garantia de retorno destes capitais utilizados nestes projetos, estes passaram a ser comprometidos por meio de contratos de longo prazo, garantindo um preço mínimo que fundeava as inversões. Tradicionalmente por razões de segurança do suprimento imediato, a capacidade instalada sempre foi maior que a demanda. Este fato abriu uma oportunidade de criação de um mercado de curto prazo, onde capacidades não utilizadas poderiam ser ofertadas por períodos curtos ao mercado, supostamente a preços competitivos. A literatura indica que esta nova estruturação ou arquitetura de mercado passou a ser caracterizada por alguns elementos básicos para tentar controlar o poder concentrado de mercado. Um destes elementos seria a definição da propriedade dos sistemas e se eles seriam integrados ou desempacotados, o que determinava os agentes supridores de serviços. Outro elemento seria a forma de governança, determinando o papel dos agentes reguladores. Contratos e incentivos proveriam arcabouço ao negócio, oferecendo as garantias de longo prazo necessárias à redução de riscos para o capital e a manutenção de sua aplicação. Adicionalmente houve revisão da regulação, de modo a expressar de forma clara e coerente quais os papéis determinados aos diversos agentes e qual a atuação esperada de cada um, permitindo que eles realizassem eventuais correções para que as metas pudessem ser atingidas (WILSON, 2002). Destacamos aqui a importância dos contratos, necessários para satisfazer três aspectos deste negócio. Primeiro, permitir alocação ou repartição dos riscos; segundo, incentivar o cumprimento dos objetivos específicos; e terceiro, proteger as partes da exploração oportunista e indevida dos

investimentos (SANTANA; OLIVEIRA, 1999). Os contratos, portanto se tornaram instrumentos fundamentais de garantia da entrada dos investidores (NEWBERY, 1998) e mecanismos asseguradores do suprimento futuro, principalmente nos períodos em que há previsão de baixa demanda (MURPHY; SMEERS, 2012).

Podemos concluir que de forma similar ao mercado de petróleo e derivados, o mercado de energia elétrica também se equilibra entre dois pilares, um de contratação de longo prazo, visando garantia de capacidade e atendimento futuro e outro de curto prazo, baseado em oportunidades momentâneas de capacidade ociosa. Em verdade, é possível então separar o mercado de eletricidade em duas partes específicas. Um mercado de capacidade, com contratação preferencial de longo prazo, que pelos mesmos motivos do mercado de petróleo, procura contemplar os custos relevantes de investimento. Neste mercado, os agentes procuram garantias para cobrir seus custos de transação. E a outra parte é consequência, em parte, da capacidade excessiva momentânea, determinada pelo equilíbrio, ou desequilíbrio, de oferta e demanda em curto prazo. Da mesma maneira que no mercado de petróleo, o envolvimento de grandes capitais e a necessidade de preços futuros também transformaram energia elétrica num ativo financeiro e a quantidade de contratos futuros e derivativos também é maior que a energia efetivamente entregue. E também ambos os mercados futuro e curto prazo guardam algumas correlações e apresentam volatilidades. No entanto, o mercado de eletricidade segue sendo fortemente oligopolista, onde as empresas de maior porte tendem a concentrar poder e dividir resultados num oligopólio de Cournot, maximizando seu lucro, produzindo quotas, que não favorecem equilíbrio de mercado e preço mínimo (BUSHNELL, 2007). Este poder se revela muitas vezes na influência que podem exercer mesmo no curto prazo, principalmente se as regras que garantem o incentivo aos investimentos em capacidade no longo prazo não forem estáveis, sob condições de escassez de demanda futura (VRIES, 2003). A literatura indica que a competitividade nos mercados de energia elétrica, apesar da grande liquidez do curto prazo nos momentos de maior demanda, ainda é passível de aperfeiçoamento (SAPLACAN, 2008) e maior regulação para que se atinja uma condição de equilíbrio mais satisfatória (BAJPAI; SINGH, 2004).

2.3.3 Uma Breve Abordagem dos Mercados de Carvão, Gás Natural e Nuclear

Carvão e gás natural têm papéis diametralmente opostos em termos de participação da matriz energética mundial. Carvão foi o energético motriz da Revolução Industrial e, se perdeu o lugar de fonte energia mais utilizada, mantém um posto cativo em diversas atividades e permanece, mesmo no início do século XXI, como a fonte que mais aumentou de consumo, graças basicamente ao consumo chinês. Já o gás natural está, de acordo com a Agência Internacional de Energia, entrando em sua era de ouro, sendo o único combustível fóssil que deverá ter sua participação aumentada em termos percentuais na matriz mundial. Mas curiosamente ambos guardam algumas similaridades em sua utilização que traçam as características de seus mercados. A energia nuclear tem sido desde a década de 1950, uma fonte exclusiva para geração elétrica e até os anos 70 ocupou o posto de nova fonte energética com futuro promissor. Diversamente das outras duas, tem sua participação na matriz energética mundial estabilizada, passando por grandes incertezas quanto ao seu papel nas previsões.

2.3.3.1 O Mercado de Carvão

De acordo com dados do portal da Associação Mundial do Carvão (World Coal Association) em 2010, 12,3% da produção global se destinava a uso metalúrgico e os restantes 87,7% para uso energético. Desta fração, cerca de 75% se destina a usinas de geração elétrica ou de calor, sendo aproximadamente 60% da produção total transformado em eletricidade. Cerca de 41% da eletricidade fornecida globalmente provém do carvão. Mas o comércio internacional de carvão somente movimentava 13% da produção, apesar de todo o impulso que recebeu com a crise de petróleo, permanece num patamar muito mais baixo que o petróleo onde em 2010 65% da produção foi comercializada internacionalmente (BP, 2011). Apesar disso, o comércio internacional de carvão, à parte do carvão metalúrgico, cresceu por vantagens competitivas do carvão energético de certas regiões comparado à produção local destinada à geração elétrica (LI, 2010).

Logo, conclui-se que o mercado do carvão é fundamentalmente atrelado ao de eletricidade e sua demanda depende criticamente deste último. Esta dependência se expressou numa organização de mercado onde contratos de longo prazo foram

estabelecidos como forma de apoiar as fortes relações verticalizadas entre supridor e consumidor. Com isto, ambos se preveniam de variações que poderiam ameaçar o retorno dos investimentos especificamente interligados (JOSKOW, 1987). As crises de preço de energia pós-1972 tiveram efeitos sobre o preço do carvão e os contratos de longo prazo foram sendo adaptados para poder lidar com as variações de valor em função do curto prazo (JOSKOW, 1988). Mais uma vez se repete o padrão encontrado nos casos anteriores, um mercado fortemente baseado em redução de riscos quanto aos custos de transação, com alguma influência do equilíbrio de mercado no curto prazo.

2.3.3.2 O Mercado de Gás Natural

Enquanto o carvão é o principal motor da eletricidade, o gás natural ocupa o segundo posto, mas é o que mais tem crescido em participação nos últimos anos. Como o carvão, a conversão em eletricidade tem sido o maior uso final do gás natural, com tendências a crescer (IEA, 2011). Porém, diversamente do carvão, outros usos finais são relevantes como o consumo industrial e residencial. Mais uma diferença fundamental, enquanto o carvão é a produção principal, mas em um quarto da produção mundial, o gás natural é um coproduto do petróleo, o chamado gás associado, algumas vezes visto como um inconveniente, cuja melhor opção principalmente em pontos de produção longínquos seja a queima em tocha, considerada nestes casos, uma contingência operacional. A quantidade de gás queimado em tocha tem representado cerca de 5% do total de gás comercializado no Mundo nos últimos anos (CEDIGAZ, 2011).

O mercado de gás natural segue a tradição daquele de gás de iluminação no Reino Unido do século XIX, sendo a indústria de rede e monopólio natural per se. Gás natural somente pode ser valorado a partir do momento em que chega a um mercado consumidor, tanto que quando esta possibilidade não existe ou seu custo é proibitivo, sua valoração é zero, sendo considerado um rejeito e queimado, meramente por razões de segurança. Logo, o mercado de gás natural só se estabelece quando são feitos investimentos nos projetos de logística, que permitem que chegue ao consumidor, onde há percepção de valor. Guarda, portanto, semelhanças com a eletricidade, quanto à ligação direta com o consumidor e necessidade de algum equilíbrio dinâmico entre produção e consumo, mas

diversamente daquela, pode ser armazenado. Mas este eventual estoque apenas ajuda a manter o equilíbrio momentaneamente. Da mesma forma que outros custos logísticos, o investimento em armazenagem pode ser muito significativo. Quando estes investimentos em logística são instalados, o gás natural disputa espaço de mercado como um produto substituto de outros energéticos, como o carvão e o óleo combustível na indústria e geração elétrica, também o da eletricidade e da lenha em usos residenciais e em menor escala até o dos combustíveis automotivos.

Assim, a indústria de rede de gás natural apresenta as mesmas características de investimentos e compromissos de longo prazo da eletricidade, com um aspecto adicional de não ter sua produção determinada exclusivamente pelo consumo. Como uma parcela dos volumes produzidos é função direta da demanda de petróleo, há em certos momentos a necessidade de impor seu consumo, ou seja, ele tem de ser “empurrado” ao consumidor. Estes dois aspectos conduziram as relações supridor-consumidor do mercado de gás natural a serem atreladas por contratos de longo prazo com cláusulas de “*take-or-pay*”, numa livre tradução “retire ou pague”, para garantir os recursos necessários a prover fundo para a infraestrutura logística e concomitantemente, permitir que o supridor empurre preferencialmente a produção imposta pela demanda de petróleo. Estes contratos apresentam fórmulas de preço que são normalmente referenciadas aos produtos substitutos como óleos combustíveis e também acabam por traçar expectativas de preços futuros (CRETI; VILLENEUVE, 2005). As oscilações de oferta e demanda por diversas razões, muitas vezes consequência de variações de outros mercados como da eletricidade e derivados de petróleo, criaram oportunidades para estabelecimento de um mercado de curto prazo (STERN; RODGERS, 2011). Repetem-se mais uma vez os padrões já descritos no caso do petróleo e da energia elétrica e no mercado de gás natural também se observam a mesma estrutura, um equilíbrio entre garantia de atendimento de custos de transação e alguma competição no curto prazo, com influências de condições conjunturais de oferta e demanda influenciado pelos movimentos negociais em torno de mais um ativo financeiro.

2.3.3.3 O Mercado de Combustível Nuclear

O combustível nuclear, principalmente o urânio, tem como seu maior mercado a geração elétrica. Utilizações comerciais em proporção infinitamente menores

podem ser registradas, como uso em medicina e equipamentos de engenharia. Mas o urânio tem algumas características que o tornaram altamente atraente para esta aplicação principal, mas também uma série de inconvenientes. Urânio é das fontes energéticas de maior disponibilidade no planeta, sendo um elemento mais comum que o estanho na natureza. Somente as fontes identificadas de urânio em 2004 já seriam suficientes para abastecer a capacidade de geração elétrica nuclear instalada no Mundo então por cerca de 270 anos. Consideradas as estimativas de jazidas ainda não descobertas e o potencial de reciclagem de combustível utilizado, a longevidade de aproveitamento energético deste recurso atinge milhares de anos (ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT; INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, 2009).

Diferentemente de carvão, gás natural e mesmo óleo diesel, os custos variáveis da geração elétrica nuclear têm sido proporcionalmente menores ao longo da vida útil das usinas geradoras. Para cada unidade de energia elétrica gerada, 94% dos custos de uma usina a gás natural, correspondem ao próprio gás, no óleo diesel, 91%, no carvão 78% e na geração nuclear somente 24%. O projeto em geração nuclear guarda semelhanças com os projetos de geração hidrelétrica e a carvão. É similar ao da hidrelétrica pela proporção de custos capital/operacional, porque em ambos o capital tem peso muito maior (KEE, 2007). E como no carvão, a energia nuclear não apresenta padrões sazonais de preços, uma vez que a produção é praticamente comprometida com a demanda da capacidade instalada (LIENERT; LOCHNER, 2012).

Apesar da relativa abundância, o urânio radiativo necessário ao processo nuclear ocorre em baixas concentrações, requerendo um processo de tratamento muito caro para que atinja os requerimentos de utilização. Um quilograma de urânio utilizável para geração elétrica pode custar cerca de dois mil dólares americanos. Estimando que o reator médio mundial de 100 MW contenha 20 toneladas, cada recarga pode chegar a quarenta milhões de dólares. Ao final de 2010 havia 441 reatores, fazendo que houvesse uma demanda potencial de 8.822 toneladas de combustível nuclear valendo um total de cerca de 20 bilhões de dólares (INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, 2011).

Um dos inconvenientes da energia nuclear reside no fato do mesmo processo de concentração para obtenção de elementos combustíveis de geração também servir para propósitos bélicos, sendo o controle desta produção uma das principais

atividades da Agência Internacional de Energia Atômica. A agência comanda um intensivo programa de verificação e controle da produção de urânio para garantir seu uso para fins pacíficos. Assim, quando uma nova usina nuclear é construída, considerada sua capacidade instalada de geração, tecnologia aplicada, tempo de vida útil e perfil operacional previsto, a demanda de combustível fica determinada. Para fazer face aos custos de mineração e tratamento do urânio necessário, a maior parcela do combustível nuclear é comercializada por meio de contratos de longo prazo de até vinte anos, normalmente atrelados aos parâmetros de projeto das usinas. Existe um mercado de curto prazo movimentado pelos ajustes momentâneos dos sistemas, como paradas programadas, descompasso entre início de operação de novos projetos e volume produzido, entre outros eventos que provoquem desbalanceamento oferta e demanda. Este mercado é conduzido por corretores e comerciantes livres, mas não tem apresentado a abrangência global e nem o mesmo nível de volatilidade que de outras commodities energéticas (KIDD, 2010). Some-se, ainda, o fato que a energia nuclear tem sido o energético mais repudiado pela população mundial nos últimos 30 anos. Uma série de acidentes em usinas nucleares, como os de Three Mile Island em 1979 e Chernobyl em 1986, e recentemente Fukushima (GÜNTHER *et al.*, 2011), somados a uma forte propaganda antinuclear, a tem condenado à rejeição pública.

De forma semelhante ao carvão e ao gás natural, o mercado de combustível nuclear também é diretamente relacionado ao de eletricidade. Porém esta relação se torna numa dependência, no caso do combustível nuclear, porque toda sua cadeia produtiva, que inclui o tratamento dos resíduos radiativos, é remunerada quase exclusivamente pela geração de energia elétrica. Pode ser observado o mesmo padrão dos outros energéticos, desta feita exacerbado. Um mercado dependente da remuneração dos custos de transação por meio de uma utilização majoritária para o qual foi configurado e dimensionado. Os usos secundários e os desbalanceamentos momentâneos tornam inócua ou irrelevante qualquer influência do mercado no curto prazo.

2.3.4 Uma Estrutura Genérica para os Mercados de Energia?

O título desta subseção é uma pergunta, porque as observações ao longo do texto até este ponto conduzem a uma conclusão simples e talvez trivial. Os

mercados das diversas energias, quer supostamente equilibrados em termos dos preceitos do mercado concorrencial, quer fundados sob o conceito de monopólio natural, aparentemente se sustentam em duas estruturas básicas. A primeira é compromissada por meio de contratos que procuram assegurar a cobertura dos custos de transação dos envolvidos. Oferecem garantia de atendimento aos consumidores e de retorno aos investidores ao longo de sua vida planejada, mantendo o suprimento e a infraestrutura enquanto estiverem em vigor. Representam a maior parte dos negócios efetuados ao longo do tempo e prevalecem como determinante dos preços em momento de baixa demanda e ainda servem como direcionador do preço futuro. A segunda se manifesta em negócios de curto prazo, orientados por oportunidades ligadas normalmente a aquecimento de demanda, excesso de oferta ou capacidade ociosa, desbalanceamentos nos volumes marginais do mercado. Oferece aos agentes oportunidades de ganhos competitivos imediatos e indica tendências dos equilíbrios reais dos mercados.

Contudo, ambos tipos de estrutura apresentam problemas. O mercado contratado em longo prazo cria barreiras de entrada a novos ofertantes e produtos substitutos, ao mesmo tempo em que reduz a possibilidade de saída dos consumidores, utilizando do processo de captura ou “*lock-in*”. Somado a formas de precificação e condições de entrega mais rígidas reduz a flexibilidade e preserva uma estrutura de oligopólios. Por sua vez, o mercado de curto prazo pode ser muito influenciado pelos agentes financeiros, que dele participam sem, contudo, concretizar suas propostas em entregas físicas. A influência de condições conjunturais de oferta e demanda juntam-se a este movimento financeiro potencialmente provocando volatilidade imediata que pode influenciar os preços futuros que balizam o mercado de longo prazo. Este processo não favorece a atração de capitais para investimento e isto pode ameaçar a continuidade do atendimento. E ainda devemos considerar que os movimentos nas duas facetas do mercado de energia acabam por se manter entre patamares de preços mínimos e máximos que variam de um valor piso que provém renda aos ofertantes de menor custo e um teto que tem evitado a entrada de tecnologias substitutas.

Marcante neste último aspecto tem sido a atividade de conservação ou eficiência energética. Praticamente ignorada antes da crise de preços do petróleo de 1972, quando esta se instalou, todos os grandes provedores de energia, notadamente as empresas de petróleo, investiram pesadamente em programas

neste tema. Isto se deveu ao fato que a súbita elevação de preços do petróleo tornou o investimento e o retorno em obter um barril adicional com a operação mais eficiente dos ativos existentes muito mais barato do que a busca pelo próximo barril extraído. Naquele momento, o custo marginal da otimização energética ficou menor que o da exploração da próxima fronteira petrolífera. Porém, este potencial de aumento de eficiência não foi esgotado, tendo ao longo do tempo em função dos preços, atingido o seu limite de redução de consumo a um custo marginal menor que o da extração de mais um volume de petróleo. Desde então, a atuação em efficientização energética tem recuperado e perdido ciclicamente importância e recursos, mais um ciclo que se soma a tantos que caracterizam a economia capitalista.

2.3.5 Ciclos Econômicos e o Mercado de Energia

Diversos economistas têm observado e teorizado sobre os ciclos que ocorrem na economia desde o século XIX. A literatura lista muitos tipos ligados a vários pensadores e por razões diversas (GROOT; FRANSES, 2009). Mas coube a Schumpeter nomear os que se tornaram mais famosos em homenagem aos economistas que os descreveram em detalhe. O Quadro 2.1 procura resumir estes ciclos principais.

Schumpeter entendia como "ciclo", um processo em que as sequências de valores das quantidades econômicas variavam positiva e negativamente de modo uniforme, mas que estas se repetiam de forma irregular. E estas variações ou flutuações não ocorriam independentemente, haveria uma correlação entre elas, e portanto, seria esperada uma periodicidade destes ciclos. Schumpeter dividiu o processo cíclico em quatro fases: prosperidade, recessão, depressão e renovação (SCHUMPETER, 1939). Os ciclos aparentam estar intrinsecamente ligados a investimento, seja em ativos de produção, seja em estoque. O ciclo seria reflexo das flutuações no investimento, devido a mudanças nas expectativas de longo prazo e condições financeiras (KEYNES, 1936; KALECKI, 1937). Assumindo as fases propostas na anatomia de um ciclo, na etapa da prosperidade se alcançaria o máximo de retorno e produtividade, na recessão o esgotamento desta produtividade e na depressão seu declínio. Este processo permitiria a renovação da capacidade produtiva da economia.

Quadro 2.1 – Quadro sinóptico dos Ciclos Econômicos

Tipos	Autor	Ano	Duração	Conectado a	Definição	Razão
Ciclo Curto	Kitchin	1923	3 a 4 anos	Estoque	Recuperação de nível ideal de estoque é obtida por estímulo a demanda, aquecendo a economia. Segue-se excesso de estoque com redução de produção e recessão.	Endógena
Ciclo Médio	Juglar	1889	7 a 11 anos	Investimento fixo	O ciclo de negócio entre o investimento de instalação - equipamentos e estruturas, expansão e recuperação do capital inicial	Endógena
Ciclo Médio	Kuznets	1930	15 a 25 anos	Investimento em infraestrutura - construção e transporte	Investimentos em infraestrutura têm seu retorno em prazos mais longos e o crescimento da economia e da população acabam por exaurir seu resultado	Exógena
Ciclo Longo	Kondratieff	1926	45 a 60 anos	Acumulação de capital	Ondas longas, inerente ao processo capitalista explicado pela inovação tecnológica, queda dos lucros e do retorno de investimentos	Exógena

Fonte: Adaptação de Schumpeter (1939).

Estes processos cíclicos se assemelham muito com as transições energéticas que foram descritas no histórico de formação dos mercados de energia. Schumpeter, em seu trabalho sobre os ciclos, apontou a inovação tecnológica como o fator determinante dos ciclos de maior duração, chamados de “as ondas longas de Kondratieff”, indicando a disseminação da máquina a vapor como o marco do primeiro ciclo e a eletricidade, no terceiro. Ele relacionou todos os ciclos a alguma inovação, que na sua origem tiveram uma forte correlação com uma transição energética. Alguns autores chegam a advogar para a energia a posição de gatilho que disparou todos os ciclos longos. Mais ainda, contrariando as especulações sobre microeletrônica e a engenharia genética como as inovações que provocariam o próximo ciclo de Kondratieff, para estes autores novamente seria um evento ligado a energia o fulcro desta nova sequência de desenvolvimento econômico (RAY,

1983). Esta afirmação pode ser considerada talvez exagerada, considerando que o petróleo, mesmo sendo o energético de maior participação na matriz mundial compreendendo cerca de 33% do consumo, sozinho pesa somente cerca de 4% do Produto Bruto Mundial (ROGOFF, 2006). Também existem claras conexões entre os ciclos e diversas outras variáveis, que podem ser tratadas e levam a correlações positivas (DEVEZAS, 2010). No entanto é inegável a importância da energia em particular do petróleo nos ciclos econômicos, servindo até como indicador de seu advento (ENGEMANN; KLIESEN; OWYANG, 2011).

Podemos aqui traçar uma lógica entre estes ciclos econômicos com os ciclos de preços de energia, em particular no caso do petróleo, desde o início de sua utilização em larga escala no final do século XIX. Variáveis conjunturais, como escassez do produto tradicional de mercado aliadas a circunstâncias sociais, ambientais, legais etc, acabaram por promover um produto substituto, no caso do óleo de baleia para o querosene. O súbito aumento de demanda e oportunidade de negócio incentivou o investimento e expansão e a nova atividade prosperou. A continuidade de inversões e o aumento do número de agentes, no caso os produtores de petróleo, provocaram desequilíbrios por excesso de oferta ou estoque. Os preços caíram no curto prazo, os retornos esperados não foram atingidos e diversos atores saíram do negócio. Inovações e difusões tecnológicas contribuíram para expandir e diversificar o consumo, como no caso da utilização dos rejeitos da destilação de petróleo em motores a explosão e lubrificantes, incitando novos investimentos. Observamos nesta descrição exatamente o processo descrito por Schumpeter e de alguma forma revisitado por Tertzakian (Figura 2.40), na sua análise do ciclo evolutivo de uma fonte energética.

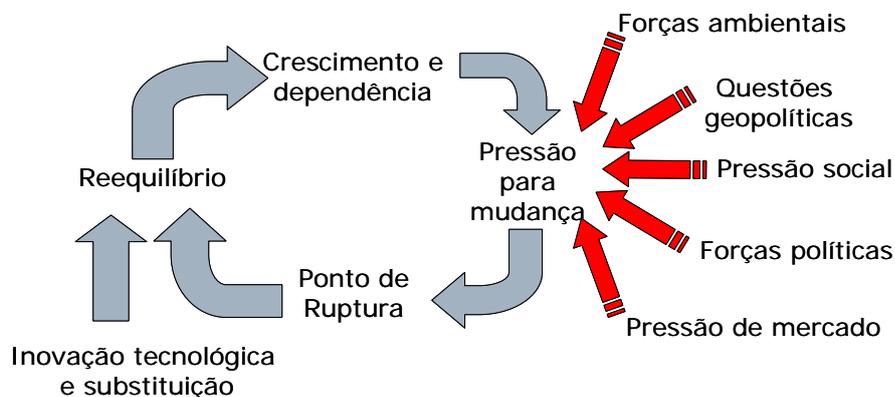


Figura 2.41 – Ciclo evolutivo de uso de uma fonte energética
Fonte: Adaptação de Tertzakian (2006).

As crises de preços de petróleo têm sido tema frequente da economia quanto aos impactos que causaram mundialmente (BARKSY; KILLIAN, 2001). Apesar dos estudos não apontarem o aumento do preço da energia como o fator que provocou recessões, comprovaram que estas elevações contribuíram decisivamente para seu agravamento (BARKSY; KILLIAN, 2004). Observe-se que de qualquer modo, coerentemente com as premissas neoclássicas, os parâmetros de usuais de equilíbrio geral também influenciam. Após o já citado período de aumento de oferta mundial de petróleo em 1986, novos entrantes e a queda do poder de mercado da OPEP levaram a uma queda dos preços, que provocou novo crescimento do consumo.

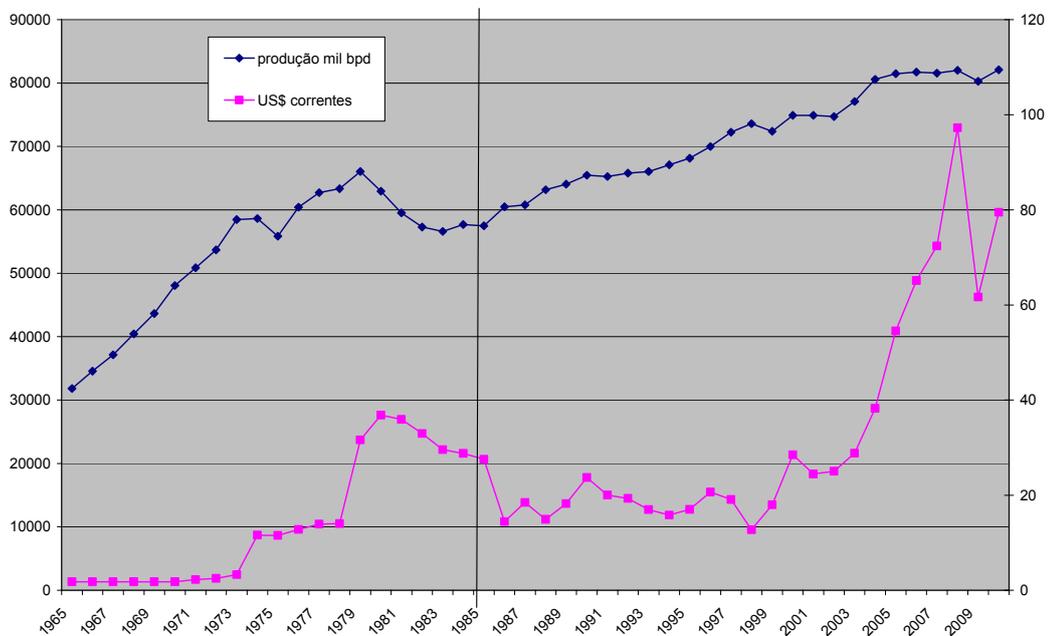


Figura 2.42 – Trajetória de preços e produção de petróleo de 1965-2010
Fonte: Adaptação de BP (2011).

Cite-se ainda neste exemplo, o estoque no período pós 1986. Com o término do controle oligopolista de preços, a demanda aquecida provocou o consumo do estoque acumulado até então, gerando um viés de alta, conforme demonstra a figura a seguir, obtida pela análise de dados estatísticos de produção, consumo e preços da BP (BP, 2011).

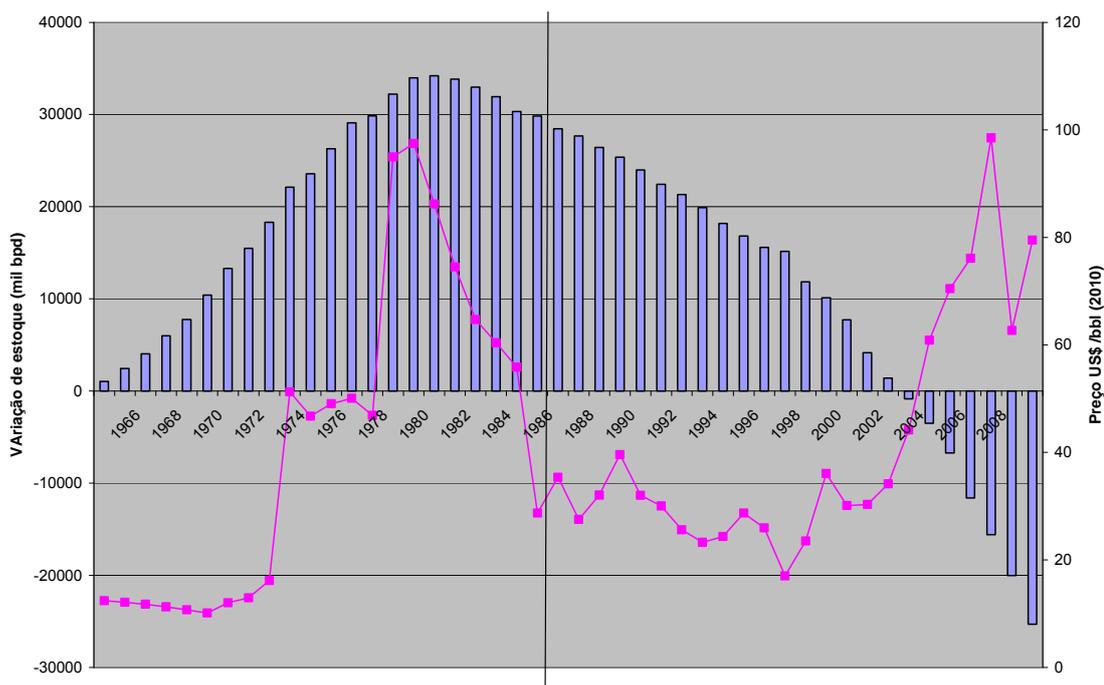


Figura 2.43 – Trajetória de preços e variação de estoque de petróleo
 Fonte: Adaptação de BP (2011).

Temos, então, evidências de um mercado competitivo de fato para energia em torno do petróleo ou que, pelo menos, apresente tais características. A literatura providencia informações que este mercado é efetivamente sujeito a ciclos (MANSO, 2005). Alguns energéticos como o carvão são menos sensíveis e, logo, menos dinâmicos e com menor propensão a ciclos (KOCHURA, 2012), mas mercados de eletricidade não regulados ou com regulação fraca, apresentam comportamento cíclico devido à subutilização ou sobrecapacidade e as perspectivas ou não de investimento, gerando oscilação de preços (ARANGO, 2006). As características já citadas do gás natural como coproduto do petróleo, substituto de outros combustíveis e segunda fonte primária da eletricidade no Mundo, adicionado às suas formas de comercialização, tornam os preços desta energia, cíclicos per si (WEIJERMARS, 2010).

Ao longo destes ciclos o mercado oscila entre momentos de escassez ou redução de disponibilidade devido à demanda elevada provocar que seja atingido o limite da capacidade instalada, o que conduz a um viés de alta. Este se alterna com períodos de recessão ou pós-recessão, quando os preços tendem a baixa, visando estimular o consumo (ORTIZ-CRUZ, 2012). Ao se atingir o máximo de capacidade, as medidas de eficiência e investimento se tornam prioritárias, mas na recessão, se tornam inócuas e sem sentido. Logo a primeira fase estimula a competição e a

eficiência de mercado e a segunda, se não as descarta, no mínimo as relega a um segundo plano. E mais uma vez prevalece uma alternância entre duas formas de economia, na primeira, o equilíbrio competitivo neoclássico e na segunda, a economia institucional, garantindo o atendimento dos compromissos de longo prazo expressos pelos custos de transação. Conclui-se que este movimento pendular não valoriza uma otimização constante da utilização da energia, e este processo ao longo do tempo induziu a um aumento absoluto do consumo.

Adicionalmente se pode observar que na estruturação histórica do mercado de energia e seus ciclos, a sustentabilidade se resumiu ao aspecto econômico. Os fatores externos, descritos de forma genérica no ciclo evolutivo de uso de uma fonte energética de Tertzakian (2006), como força ambiental ou pressão social, somente contribuíram para uma transição energética e outro ciclo, porque provocaram efeitos econômicos que reduziram a atratividade econômica da energia dominante e promoveram a seguinte. Efetivamente, ao longo do processo histórico narrado estes fatores não foram contabilizados como parcela relevante à sustentabilidade do mercado de energia, portanto se torna necessário analisar como o mercado de energia tem entendido o conceito de sustentabilidade e como o tem tratado.

3 A ANÁLISE DA SUSTENTABILIDADE DO MODELO DO MERCADO ATUAL DE ENERGIA

Observando o histórico apresentado, podemos reconhecer as características básicas que conduziram à formação do atual mercado de energia ou energéticos. A seguir, analisamos como a estruturação dos mercados de energia contribui para sua sustentabilidade, identificando os seus aspectos mais e menos favoráveis.

3.1 O MERCADO DE ENERGIA COMO COMMODITY

A trajetória de transições energéticas e ciclos econômicos criou o modelo atual do mercado de energia. Inicialmente foi pautado em concorrência perfeita, onde as transições entre as diversas fontes energéticas ocorreram devido à vantagem competitiva da fonte substituta por diversas razões. Podemos citar a maior disponibilidade de energia a custos menores, no caso da lenha para o carvão, a escassez do recurso natural acrescida de um imposto extemporâneo devido à guerra, no caso do óleo de baleia para o querosene, e a pura melhor qualidade oriunda da inovação tecnológica, no caso da luz elétrica. Note-se que tanto no caso da lenha e do carvão, como no óleo de baleia e querosene, ocorria uma indiferença quanto ao energético, do ponto de vista do consumidor, porque os equipamentos que utilizava consumiam ambos energéticos com efeitos finais similares. Isto já deixava de acontecer no caso dos sistemas de rede, como o gás iluminante e a energia elétrica, onde a adesão àquela fonte de energia passava a implicar equipamentos específicos. Nas transições lenha/carvão e óleo de baleia/querosene, indústrias e negócios foram descontinuados e outros iniciados. O lenhador foi substituído pelo mineiro de carvão, e o baleeiro pelo trabalhador do poço e da refinaria de petróleo.

A partir do ponto da implantação das indústrias de rede e com a escalada das dimensões de quantidade transacionadas de energia, os custos do supridor e do consumidor passaram a ser muito significativos e fortemente conectados à dimensão temporal. Este tempo deveria ser longo o suficiente para assegurar o retorno dos investimentos do supridor e a garantia de atendimento ao consumidor, abrangendo todo o período de duração do fornecimento, sustentando a infraestrutura básica e

sua continuidade. A eventual descontinuidade do suprimento poderia ter impactos potenciais muito mais profundos. Passou a existir a necessidade de uma forma de organização do mercado que pelo menos permitisse alguma previsibilidade das condições econômicas neste período de tempo. Assim, a estrutura de mercado não podia mais se sustentar no equilíbrio oferta e demanda da concorrência perfeita e se adaptou para um sistema baseado em contratos. Nestes, passaram a ser determinados preços mínimos, para cobrir todos os custos envolvidos e uma alguma fórmula de ajuste destes preços aos potenciais cenários futuros.

Aqui a teoria neoclássica de equilíbrio entre oferta e demanda e a sua visão da natureza do capital parecia não mais ser adequada. A predeterminação de preço por meio de contratos contraria os pressupostos de equilíbrio concorrencial, não sendo mais consequência da utilidade, preferência e substituição. Em verdade, no caso das energias em rede a possibilidade de substituição se tornou, no mínimo, restrita devido aos custos. Também neste aspecto, o entendimento do conceito neoclássico de capital como um elemento “mecano”, maleável e intercambiável se desvanece (LIMA, 1974). Os investimentos requeridos de fornecedor e consumidor, adicionados aos padrões tecnológicos daquela energia, criaram um impedimento à substituição, um “*lock-in*” tecnológico. Passou a haver maior retorno ou menor perda na manutenção do sistema de fornecimento estabelecido. Similarmente, a teoria neoclássica da firma não se coaduna com a prática estabelecida.

Na visão neoclássica, os aspectos internos da empresa são desconsiderados, sendo esta tratada como uma caixa-preta, a função de produção, cujo problema tratava da eficiência na escolha otimizada da cesta de insumos, produtos e meios. Pressupunha-se um mercado aberto com diversos agentes, ofertadores e compradores, com livre acesso a informação. Neste ambiente, os atores mais eficientes, com menores custos por economia de escala ou diferenciação por qualidade de seus produtos obteriam vantagens competitivas que gerariam o equilíbrio geral e os preços de equilíbrio. Um mercado com preços pré-estabelecidos, consumidores que utilizam um produto para o qual estão customizados, pouco fornecedores e utilização por ambos de ativos específicos, não pode ser considerado como de concorrência perfeita (MILL, 1996).

Neste mercado compromissado num prazo longo por contratos que determinam as tendências dos preços, os eventuais desbalanceamentos conjunturais dos volumes de mercado ainda propiciam oportunidades variáveis a

ambos, fornecedor e consumidor, em negócios de curto prazo, criando um cenário competitivo imediato. Somente neste curto prazo funciona uma estrutura que se baseia nos preceitos da economia neoclássica e pode estar relacionada a tendências dos equilíbrios reais de mercado.

Parecem prevalecer no mercado de energia, os preceitos da Economia Institucional de Coase (1998), North (1984) e Williamson (2002), ligado a contratos, custos de transação e governança. Como consequência da especificidade de ativos, se procura compensar os custos das transações de produtor e consumidor, reduzir a incerteza do negócio e minimizar o comportamento oportunista, por meio de estruturas de governança das transações, neste caso, os contratos de longo prazo.

A coexistência do mercado de curto prazo se trata de uma forma de organização alternativa, que incentiva a busca da economia de escala, minimização de custos e da eficiência pela redução dos excedentes de produtor e consumidor. Contudo, o volume de recursos envolvidos nos mercados de energia, e sua importância para a economia de forma geral, tornaram estes ativos ao mesmo tempo dependentes e atraentes ao mercado financeiro. Isto aumentou o número de agentes que influenciam neste mercado, mesmo que eles não sejam responsáveis por transações físicas, fato que, se torna o movimento mais dinâmico, faz também crescer sua volatilidade e incerteza quanto ao comportamento futuro. Reprisamos aqui a opinião de vários estudiosos do papel marcante e decisivo das energias no processo cíclico de longo prazo da economia (WATT, 1989).

Esta estruturação de mercado envolvendo preceitos da economia neoclássica e institucional no caso específico das commodities energéticas foi analisada por Van Vactor (2004). Concluiu que os compromissos de qualidade destes produtos e especificidade de ativos ligam de tal forma produtor e consumidor que todos custos passam a ser tratados como custos de transação. Contudo esta estrutura de mercado tem propiciado a sustentabilidade econômica aos energéticos por períodos de tempo significativos, mas não tem evitado as transições energéticas, porque existem outras dimensões que impactam e não têm sido contempladas. Logo a dimensão econômica não parece ser a expressão determinante de sustentabilidade

3.2 SUSTENTABILIDADE, ENERGIA E EXTERNALIDADES

A definição de sustentabilidade ou desenvolvimento sustentável é por si um tema controverso. Mesmo entre os interessados e atuantes na propagação do conceito e sua prática, surgem críticas quanto à definição ser vaga, deixando possibilidades infinitas de interpretações e utilizações, o que abre potenciais utilizações oportunistas (PERMAN, 2003). Citamos a profusão das certificações “verdes”, produtos e serviços autoproclamados sustentáveis, mas em cujas práticas efetivas de disponibilização, se mantêm ou perpetuam atividades que dificilmente poderiam ser assim classificadas. Este mau uso ou dualidade interpretativa, se por um lado, dá espaço ao ceticismo quanto a real possibilidade da almejada sustentabilidade ser alcançada, por outro, indica que atingir esta meta, ainda que difusa e de difícil definição, depende de ações em todos os campos, setores e dimensões da atividade humana envolvendo mudanças de todos os agentes (ROBINSON, 2004).

Para tentar contemplar o que seriam “todos os campos, setores e dimensões da atividade humana” (ROBINSON, 2004), lançamos mão do olhar da análise da economia sobre esta questão. A economia distingue quatro componentes principais na base de recursos - o capital natural (recursos naturais), capital reprodutível (estruturas duráveis ou equipamentos produzidos pelos seres humanos), capital humano (o potencial produtivo dos seres humanos) e capital social (normas e instituições que influenciam as interações entre os seres humanos). Todos estes são qualificados como “capital” em termos econômicos, porque são entendidos como ativos duráveis com capacidade de gerar fluxos de bens e serviços. Nesta visão, caso seja calculado um índice econômico que agregue a contribuição de todas estas formas de capital, com crescimento positivo, o desenvolvimento será considerado sustentável. Observemos que este índice agregador pode ter tendência positiva, mesmo que algum ou alguns de seus componentes de capital tenha individualmente valores decrescentes. A partir desta observação, surge a distinção entre sustentabilidade forte e fraca, atribuída a Pearce e colegas (PEZZEY; TOMAN, 2003), que abre mais uma encruzilhada no caminho ao desenvolvimento sustentável.

Na chamada sustentabilidade fraca, admite-se por princípio que as diferentes formas de capital poderiam se substituir umas pelas outras em certa medida. Alguns

economistas como Hartwick (1977), Solow (1986), Stiglitz (1997), consideram esta substituição plausível, no médio prazo. Esta intercambiabilidade propicia um entendimento de sustentabilidade, no qual a preservação de um nível de estoque total de capital é o crucial, e não a preservação de alguma forma de capital, em particular, como o capital natural. Este compreende três tipos de recursos naturais identificados como (i) exauríveis, as reservas minerais, (ii) exauríveis porém renováveis, as espécies da biosfera, peixes, florestas entre outros e (iii) renováveis e não exauríveis, a luz solar, energia das mares e ventos. Assim, a abordagem da sustentabilidade fraca é consistente com a ideia de alguma perda do "capital natural", como esgotamento de alguns recursos naturais e até degradação climática, poderia ser consistente com a sustentabilidade, se compensada por aumento em outras formas de capital.

Já a abordagem de sustentabilidade forte, da chamada escola de Londres (PEARCE; ATKINSON, 1993), sustenta que os diferentes tipos de capital não são necessariamente substituíveis e para que haja a efetiva sustentabilidade, é necessária a manutenção de um estoque fixo ou mínimo de cada componente do capital natural. Sob este entendimento, qualquer caminho de desenvolvimento que conduza à redução dos estoques de capital natural não consegue ser sustentável mesmo que ocorra aumento em contra partida de outras formas de capital (AYRES; VAN DEN BERGH; GOWDY, 1998).

A forma de estruturação do negócio da energia, se por um lado, permitiu ao longo do tempo um grande desenvolvimento econômico, não tem apresentado características que possam ser denominadas como de sustentabilidade, dentro dos conceitos expostos, principalmente considerando o fato que a maioria dos energéticos abordados são recursos naturais exauríveis. Este aspecto se realça dentro da visão de sustentabilidade ampla, de acordo com a definição do Banco Mundial, nas três dimensões relevantes – econômica, ambiental e social (PEZZEY, 1989).

A ciência econômica desde seus primórdios teóricos com Ricardo, Malthus e Smith, chegando até Marx, têm negligenciado os efeitos da atividade econômica sobre o meio-ambiente e suas consequências. Somente com a economia marginalista surgem algumas poucas reflexões sobre este tema, posteriormente sendo retomada com alguma ênfase no século XX, pelo economista inglês Arthur Cecil Pigou, que estudou as externalidades e em 1920 sugeriu o estabelecimento de

taxas e impostos para neutralizar os danos dos custos externos, entre eles os danos ambientais, no que ficou conhecido como o princípio do poluidor pagador.

Um efeito externo, ou externalidade, ocorre quando decisões de um agente têm impacto, de forma não intencional, na utilidade ou resultado de outro agente sem haver compensação ou pagamento pelo gerador do impacto à parte afetada. Na prática, a atividade econômica implica efeitos externos sob diversas formas (PERMAN, 2003) e os mercados de energia analisados também não escaparam desta condição.

3.2.1 As Externalidades do Mercado de Energia

O consumo de energia se relaciona positivamente com desenvolvimento econômico, em particular com o principal parâmetro de mensuração da atividade econômica, o Produto Interno Bruto. Apesar de uma tendência de redução da proporção Energia/PIB Mundial, as previsões até 2030 indicam taxas crescentes, ainda que em desaceleração. A maioria das publicações de previsão relativas à energia prevê crescimento ainda concentrado em combustíveis fósseis, petróleo, carvão e gás natural. Nenhuma menciona a possibilidade de desabastecimento energético, mas todas as referenciadas, sem exceção, citam a necessidade de investimento para permitir o acesso à energia para toda população mundial (IEA, 2011; BP, 2012, EXXONMOBIL, 2011). Atualmente cerca de 1,4 bilhões de pessoas não têm acesso à eletricidade e 2,7 bilhões ainda usam somente biomassa tradicional para cocção (IEA, 2011). Podemos interpretar estes números como um déficit efetivo de energia, que para ser eliminado, no que tange a universalização de acesso, exigiria um investimento de cerca de US\$ 50 bilhões. Este valor é equivalente a cerca de 20% dos investimentos previstos pela Petrobras entre 2011-2015 para que a produção de petróleo nacional chegue a três milhões de barris por dia (PETROBRAS, 2011), equivalentes a cerca de 4% da produção global de petróleo ou aproximadamente 1% da demanda mundial de energia. Mesmo assim, o tema “segurança energética” é abordado sob uma ótica de preocupação com a manutenção do investimento e as ameaças que o restringem, como a nova onda antinuclear pós-Fukushima e as mudanças climáticas (FINLEY, 2012).

Todas estas publicações inevitavelmente citam as consequências ambientais deste acréscimo de consumo, admitindo que as emissões de gases do efeito estufa

continuarão a aumentar, a taxas menores que as anteriores, mas sempre crescendo. Neste aspecto o tom varia, com alguns dos documentos (IEA, 2011; BP, 2012) declarando que este cenário, aliado a políticas governamentais movidas por opinião pública e inovações tecnológicas, propicia a mitigação destes impactos ambientais num prazo aceitável. Já outras publicações (UNDP, 2000; WORLD BANK, 2010,2011; WORLD ENERGY COUNCIL, 2008, 2013) apontam soluções, porém alertam para a necessidade de maior efetividade nas ações para que a redução dos efeitos ocorra dentro do horizonte necessário. Ambas as abordagens têm em comum os mesmos instrumentos para remediar, como eficiência energética, energias renováveis e mudanças de padrões de investimento e consumo. Em face desta visão, cabe mencionar o paradoxo de Jevons, o mesmo economista britânico do século XIX preocupado com a escassez do carvão. Ele constatou que o elevado consumo provocou o aumento dos preços do carvão, incentivando o investimento em formas de utilização mais eficientes. As inovações tecnológicas caminhavam a passo largo então e rapidamente equipamentos mais produtivos chegaram ao consumidor e o consumo de carvão caiu e, conseqüentemente, seu preço. Com o preço reduzido, houve um reaquecimento do consumo, que a partir daquele ponto apresentava maior produtividade, porém gerando um aumento absoluto. Esta observação ficou conhecida como “Paradoxo de Jevons” no qual um aumento de eficiência leva a um aumento final do consumo, ao invés de sua estabilização ou redução (ALCOTT, 2008).

Este efeito de repique ou rebote da implantação de tecnologias de maior eficiência energética foi estudado na década de 1980, pelos economistas Daniel Khazzoom e Leonard Brookes independentemente, tendo sido nomeado de “Postulado de Khazzom-Brookes” por Saunders (1992). Este postulado pode ser enunciado como “considerados preços reais fixos, aumentos de eficiência no uso do combustível conduzirão a níveis de consumo superiores àqueles que vigiam antes da efetivação destes ganhos de eficiência”. Esta constatação reforça a observação quanto ao “*lock-in*” tecnológico e ainda denuncia mais uma característica divergente do atual mercado de energia em relação à abordagem estática do equilíbrio concorrencial. A reversibilidade de preços não se verifica, uma vez que o aumento da eficiência no uso conduz à maior consumo, sem o conseqüente aumento de preços esperado pelo equilíbrio de concorrência perfeita. A imperfeição da reversibilidade dos preços dos energéticos tem sido observada em diversos estudos

e influencia não somente o equilíbrio oferta e demanda (DARGAY; GATELY, 1997) bem como os investimentos (JACOBS; KUPER; VAN SOEST, 2009).

Assim, resta a constatação que a trajetória que desenhou o atual mercado de energia alimenta o aumento crescente de consumo, sem valorizar de forma contínua a produtividade. E as principais consequências têm sido acumulação de capital, incerteza quanto à continuidade do suprimento futuro e impactos ambientais, em especial emissões de GEE. Torna-se necessário investigar como os atores do mercado de energia têm reagido às externalidades da utilização da energia, e como a estrutura de mercado tem oferecido ou percebido as oportunidades que tais parâmetros poderiam ter para influenciar no equilíbrio oferta X demanda ou nos diversos custos que definem seu funcionamento.

3.2.2 A Externalidade Negativa Ambiental - Poluição

A intensificação do consumo de energia, em especial de combustíveis fósseis, aumentou a concentração de certos compostos emitidos pela combustão na atmosfera. O efeito da presença destes componentes conjugado a eventos climáticos começou a provocar diversos episódios marcantes de poluição. Destacam-se os eventos do vale do Meuse na Bélgica em 1930; Donora nos Estados Unidos, 1948; Poza Rica no México em 1954; Londres em 1952 e 1956; Nova Iorque, 1953 e Los Angeles, 1954, nos quais uma espessa neblina com grande concentração de compostos poluentes obliterou a claridade do dia, reduzindo a visibilidade e dificultando a respiração. Características comuns a todos estes episódios foram a proximidade com grandes fontes de emissões como fábricas e concentrações urbanas, configurações geográficas que não favoreciam a dispersão natural dos gases emitidos e condições climáticas que adicionalmente dificultavam esta dispersão, no caso inversões térmicas.



Figura 3.1 – Efeitos da poluição em Donora, 1948 e Londres, 1952
 Donora, 29/10/1948 ao meio dia
 Londres, 5/12/1952 pela manhã
 Fonte: STREETLIGHTS... (1948) Fonte: PHOTOS... (2014?)

Os efeitos foram devastadores sobre a saúde pública, gerando diversas internações, mortes e um alerta generalizado quanto ao advento de uma crise de poluição atmosférica (BRESLOW; GOLDSMITH, 1958). Revistas médicas da década de 1950 alertavam para a necessidade de compatibilização da operação das indústrias com o direito do público a um meio ambiente “decente”, considerado o fato que a eliminação total da poluição do ar seria impossível (PRINCI, 1954).



1936



25 de junho de 1952



22 de junho de 1969

Figura 3.2 – Episódios de incêndios no Rio Cuyahoga, Ohio, Estados Unidos
 Fonte: CLEVELAND... (2014?)

Diversos estudos alertavam o Mundo quanto ao escalonamento do problema do impacto da atividade econômica ao meio ambiente terrestre (CARSON, 1962; EHRLICH, 1968; MEADOWS *et al.*, 1972; LOVELOCK, 1989). Em paralelo, quase que como para corroborar as preocupações expressas quanto à biosfera, outros eventos emblemáticos de poluição aconteceram nos anos seguintes. Em 1969 o rio Cuyahoga em Ohio mais uma vez pegou fogo após um vazamento de óleo (ADLER, 2003). Episódios como este se repetiam neste rio desde 1868, exatamente como costumava acontecer no início da exploração do petróleo no século XIX nos rios da Pensilvânia. Recorde-se o fato citado alhures, que à época, a gasolina e o diesel eram descartados, considerados resíduos sem valor da destilação do querosene, por serem muito explosivos e inadequados ao uso como iluminante (MCCARTHY, 2001).

Em 1974, as emissões de clorofluorcarbonos (CFC), gás artificial cuja fabricação começou nos anos 20, foram relacionadas aos danos na espessura da camada de ozônio que protege o planeta da radiação ultravioleta nociva à vida (MOLINA; ROWLAND, 1974). Em 1976, despejos industriais acumulados durante décadas vazaram no Love Canal em Niagara Falls, Estados Unidos, causando o maior incidente deste tipo até então. Este evento impactou uma cidade inteira, provocando a morte de pequenos animais e plantas, adoecimento de crianças e poluindo o Lago Ontário, ameaçando o abastecimento de água de uma imensa área. Em outro acidente também nos Estados Unidos em 1979, radiação nuclear escapou através da evaporação da torre de resfriamento da usina de Three Mile Island. Vazamentos de produtos químicos ocorreram em Seveso na Itália em 1976 e em Bhopal na Índia em 1984. O primeiro expôs cerca de 40.000 pessoas a compostos utilizados na fabricação de herbicidas e matou uma parcela da criação animal da região, obrigando o sacrifício dos restantes, cerca de 80.000 animais. No acidente da Índia, 2.000 pessoas morreram imediatamente, 350.000 foram feridas, das quais 100.000 sofreram algum tipo de dano permanente.

Em meio a estes eventos, os legisladores reagiram, tentando evitar os incidentes e reduzir os seus potenciais efeitos. Diversas regulamentações foram aprovadas pelo Mundo, como a Lei do Ar Limpo (*Clean Air Act*) na Grã-Bretanha em 1956, a criação da Agência de Proteção Ambiental Norte-Americana (EPA) em 1970, as Leis do Ar Limpo (*Clean Air Act*), e Água Limpa (*Clean Water Act*) nos Estados Unidos na década de 70. Seguiu-se o banimento do DDT (pesticida carcinogênico

criticado no livro de Carson) pela Agência Norte-americana de Proteção ao Meio-Ambiente – *Environmental Protection Agency* - EPA entre outras restrições. Os diversos episódios narrados envolveram diretamente as atividades industriais e as diferentes legislações e ações governamentais que visavam minimizar as consequências indesejáveis atingiram diretamente o setor produtivo industrial.

A indústria, desde a Revolução Industrial, operava com o objetivo de maximização de lucro e sua garantia de retorno era baseada fundamentalmente na produtividade, ou seja, menores custos por unidade produzida asseguravam competitividade e melhores margens de ganhos. Os custos de produção até então ignoravam estes efeitos indesejáveis e não os contemplavam. O atendimento das restrições legais implicava aumento de custos. Poderiam ser operacionais, com a utilização de insumos sem a presença dos componentes poluidores e possivelmente mais caros, ou intensificação de utilização de mão-de-obra para obtenção de um processo mais eficiente. Alternativa ou concomitantemente poderiam ser necessários, investimentos em revisão dos processos produtivos ou de simples tratamento para remoção e rejeito dos compostos geradores da poluição. Mas qualquer das opções implicava redução de competitividade e de margens, quiçá levando até a própria inviabilidade do negócio. Sob esta ótica, estes efeitos eram externalidades, ou seja, consequências não previstas ou intencionadas de uma atividade sobre terceiros e não contempladas no sistema de precificação (MYERS; NAKAMURA, 1980). Este conceito foi utilizado pela primeira vez por Henry Sidgwick, filósofo e economista britânico do século XIX, em seus estudos sobre falhas de mercado (MEDEMA, 2007). No início do século XX, o já citado Arthur Cecil Pigou estudou as externalidades, classificando-as como positivas ou negativas, conforme gerassem benefícios ou prejuízos a terceiros. Pigou sugeriu que o Estado poderia corrigir o comportamento dos agentes quanto às externalidades negativas por meio de um imposto específico. Este trabalho motivou Coase a escrever sobre esta questão, cerca de 40 anos mais tarde, introduzindo a visão de que as externalidades eram recíprocas e se seu custo não fosse elevado, seriam resolvidas entre as partes por meio dos instrumentos usuais de mercado, desde que os direitos de propriedade fossem bem determinados. Porém, se os custos fossem altos, as externalidades tenderiam a persistir (DEMSETZ, 1996 e SILVEIRA, 2006).

Entendendo que os custos que as legislações imputavam às suas atividades não seriam pequenos e facilmente escalarium, a primeira reação da indústria foi de

contestação da conexão dos efeitos com a ação das empresas. A continuidade dos danos e a comprovação científica de sua origem, em muitos casos, foram seguidas da tentativa de minimização da absorção destes custos. A indústria passou a solicitar a revisão ou flexibilização das medidas, de forma direta ou por meio de grupos de influência, como sociedades civis e lobistas. As ações de negação e petição de revisão foram tão intensas e eficazes que diversos episódios como os de Donora, Cuyahoga e Seveso até os dias de hoje permanecem sem qualquer resultado quanto à responsabilização ou reparação. Contudo, vencida a fase de contestação, a etapa seguinte passou a ser de solicitação de concessão de períodos para adaptação e adequação às normas impostas. Eventualmente, como já citado, os custos de adaptação podem conduzir à inexecutabilidade econômica das demandas, tornando o negócio não mais atrativo e gerando sua dissolução, como ocorreu em Bhopal. A fábrica foi fechada e, apesar de reaberta em 1992 com outra proposta produtiva e sob proprietário diferente, não vingou. Casos que chegaram a este extremo propiciaram poder de barganha às indústrias junto aos governos que exararam as leis restritivas, porque os custos sociais em alguns casos seriam imensos, ocasionalmente provocando revisão de alguns editos. Cite-se como exemplo, o caso da contaminação por chumbo que apesar de um longo histórico de incidência e regulamentação pelo Mundo afora, ainda ocorre e as indústrias ainda contestam, lançando dúvidas sobre os padrões restritivos (GIDLOW, 2004).

3.2.3 A Externalidade Negativa de Impacto Global

Ao mesmo tempo em que se começava a perceber as consequências locais do uso da energia pelos eventos descritos, foram instaladas as primeiras estações de medição de poluentes no ar em Mauna Loa, no Havaí em 1957. A partir destas medidas, os cientistas constataram que a concentração de CO₂ na atmosfera estava crescendo (WOODWELL, 1979). Isto confirmava as preocupações e alertas do químico sueco Svante August Arrhenius sobre aquecimento global feitas em 1896, porém em uma taxa muito mais rápida do que suas previsões (UPPENBRINK, 1996). Foi Arrhenius que cunhou o termo “efeito estufa” (ARRHENIUS, 1896). O Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas (Intergovernmental Panel for Climate Changes - IPCC) foi organizado em 1988 e emitiu seu primeiro relatório de avaliação em 1990. Nele foi levantada a tese da conexão do aquecimento do planeta

e as consequentes mudanças climáticas com a emissão de gases de efeito estufa. Assim, além dos poluentes específicos e de ação local, no final dos anos 80 revelou-se que havia algo mais no ar. O Relatório Brundtland (1987), divulgou de forma impactante para a opinião pública mundial, a interdependência essencial de crescimento econômico, consumo energético e meio ambiente, e sua relação com as emissões de GEE e o aumento global de temperaturas.

Mais uma vez, a responsabilidade do impacto ao meio ambiente foi, em grande parte, imputada à atividade industrial no que concernia a emissões de GEE. Grande parte deste efeito era atribuído à indústria de energia, principalmente aos combustíveis fósseis e em especial às operações e produtos da indústria de petróleo. Esta era uma ameaça nova, diferente dos efeitos locais e restritos que haviam demandando ações e custos de dimensão correspondente ou eventualmente até nenhuma ação. Reprisemos que diversos dos impactos pontuais de poluição ainda permanecem sem qualquer reparação, como é o próprio caso de Bhopal (KHOR, 2010).

As mudanças climáticas (como o fenômeno do aquecimento global passou a ser conhecido) ganharam notoriedade e atingiram a opinião pública mundial. A partir deste ponto, a questão extrapolou os temas da poluição local, o aumento de custos para redução do impacto e a possível redução de ganho imediato. As empresas passaram a vislumbrar outros riscos e perdas potenciais aos seus negócios. O eventual encerramento do negócio perdeu sentido. Não há mais a opção de abandonar a fábrica, porque a área de abrangência passou a ser global. A regulação local já não bastava para coibir ou, como na abordagem de Pigou, corrigir o comportamento dos agentes quanto às externalidades negativas. Surgiu a demanda de um concerto entre as nações.

As Nações Unidas clamaram por ação dos países que culminaram na Conferência do Rio em 1992, com a assinatura da UNFCCC (*United Nations Framework Convention on Climate Change* - Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima), também conhecida por Convenção do Clima, e a Agenda 21, firmadas por cerca de 150 chefes de Estados. A convenção do Clima e os instrumentos que lhe seguiram procuraram viabilizar a estabilização das concentrações de gases de efeito estufa na atmosfera em níveis que prevenissem que a ação antrópica redundasse em mudanças desastrosas e irreversíveis no clima da Terra. Estes resultados, contudo, deveriam ser alcançados em prazos que

possibilitassem a adaptação da biosfera a uma mudança limitada do clima, assegurando ainda condições que não ameçassem a produção de alimentos e permitissem o desenvolvimento econômico de maneira sustentável.

De acordo com estudos do IPCC (2014), 65% das emissões de gases do efeito estufa na atmosfera são devidas ao CO₂ oriundo do uso de combustíveis fósseis e estão concentradas nos setores de Geração de Energia, Indústria e Transporte (Figura 3.3). Há que ser considerada a forte dependência destas fontes de emissão entre si. O combustível consumido pelos transportes e a indústria é gerado, em grande parte, na indústria de refino de petróleo (incluída em “Indústria” na Figura 3.3) e o Suprimento de Energia, que inclui a produção de petróleo, opera em função da demanda dos dois primeiros.

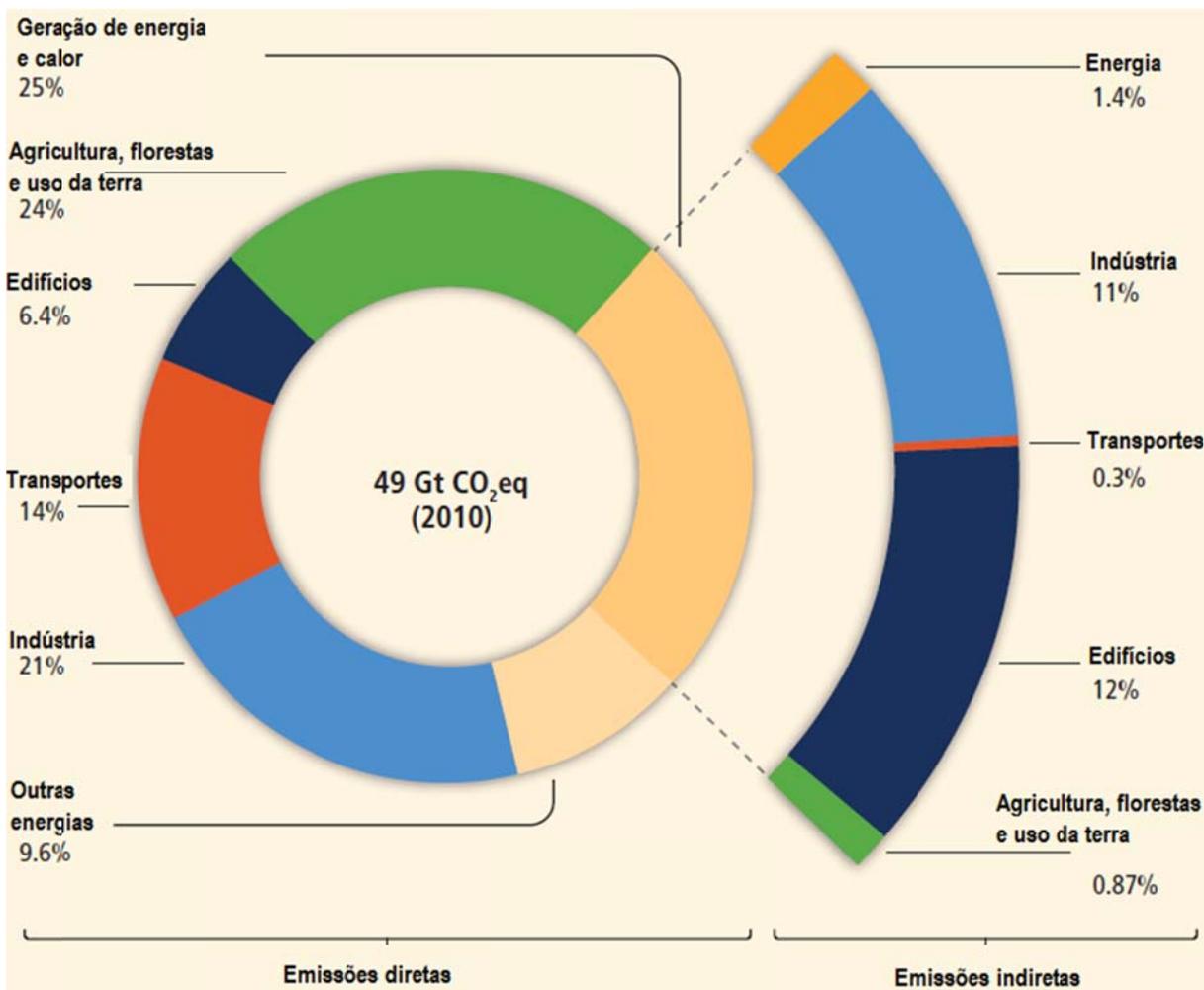


Figura 3.3 – Emissões de gases de efeito estufa por principais setor - 2010
Fonte: Adaptação de IPCC (2014).

A participação dos veículos rodoviários no setor Transporte também é marcante, tendo passado a ser o segmento de maior crescimento em emissões após a Segunda Guerra Mundial e atualmente representando mais de 90% das emissões do setor (Figura 3.4).

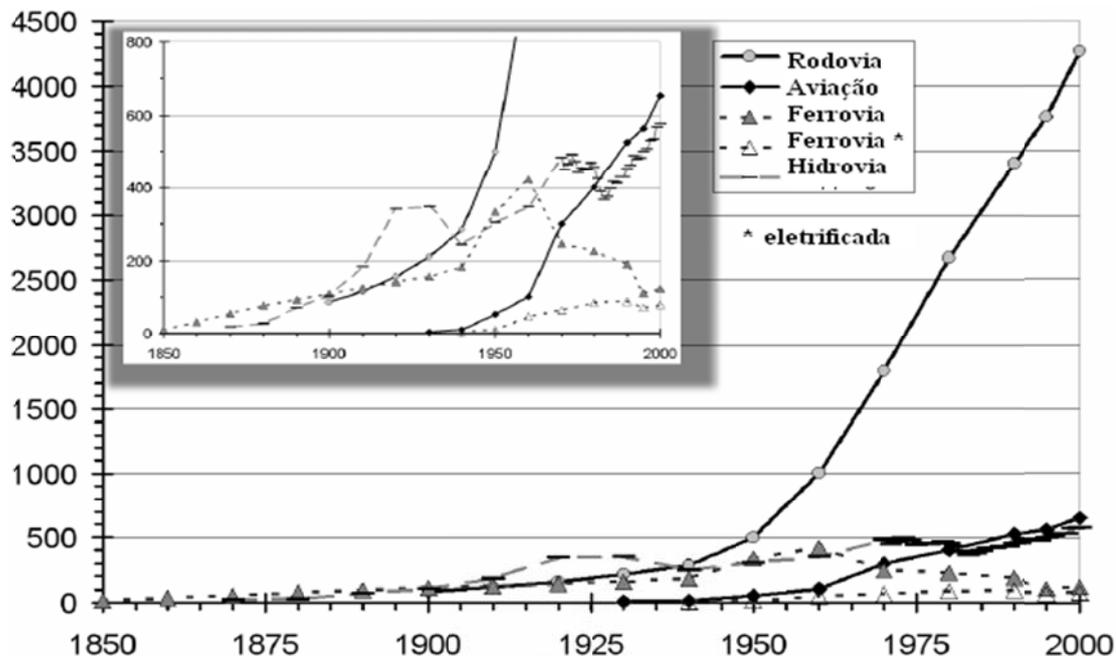


Figura 3.4 – Emissões de CO₂ em Tg/ano do setor Transporte por modal
Em detalhe expandido a escala menor do gráfico.
Fonte: Adaptação de Fuglestvedt *et al.* (2008).

Fica evidente que uma contribuição significativa ao esforço de mitigação das mudanças climáticas pode ser obtida a partir de medidas de redução de emissões nestas atividades. Estudos do Grupo de Trabalho III do IPCC estimaram que a geração de energia elétrica e aquecimento, bem como a cadeia do negócio do petróleo e seus consumidores finais, poderiam reduzir suas emissões em até cerca de 25% do total atual a custos competitivos e com tecnologias disponíveis. Reduções adicionais são alcançáveis a valores de investimentos mais elevados e no limiar da economicidade (INTERGOVERNMENTAL PANEL FOR CLIMATE CHANGE, 2014).

Outros estudos relacionaram opções tecnológicas disponíveis com os recursos financeiros necessários para se atingir determinado nível de redução de emissões e o impacto desta aplicação conjunta na economia mundial (STEWART, KINGSBURY, RUDYK, 2009; MC KINSEY, 2009). Um dos trabalhos mais conhecidos abordou a questão a partir da suposição que haveria uma concentração máxima tolerável de CO₂ na atmosfera, um valor próximo de 500 ppm. Considerando

a taxa atual de crescimento econômico e o conseqüente consumo energético, traçou-se uma curva de tendência de emissões esperada e os efeitos em termos de concentração de CO₂. A proposta seria reduzir o total de emissões até atingir um nível de estabilização. Assim, foi calculada a quantidade total de emissões a ser evitada e esta dividida pelas várias alternativas tecnológicas de igual quantidade de carbono, nomeadas como “cunhas de estabilização” (PACALA; SOCOLOW, 2004).

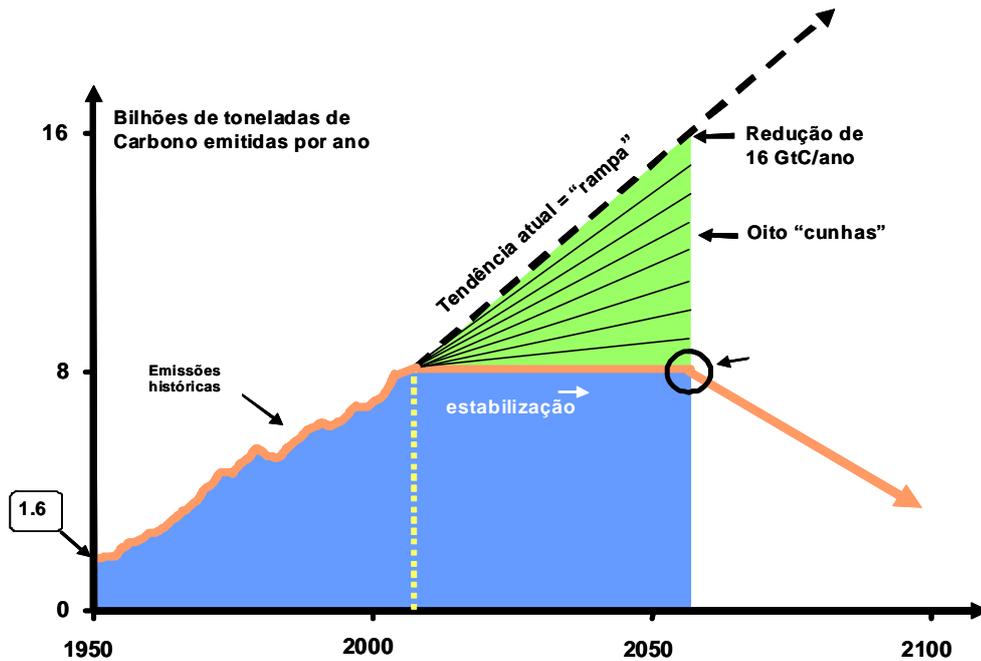


Figura 3.5 – Cunhas de Estabilização para Redução de Emissões de CO₂
 Fonte: Adaptação de Pacala e Socolow (2004).

As reduções em cada uma das cunhas seriam baseadas em diversos tipos de tecnologias:

- Conservação de energia e eficiência energética;
- Substituição dos combustíveis de maior teor de carbono por outros de menor teor;
- Utilização de combustíveis e energias renováveis;
- Utilização de energia nuclear;
- Captura e sequestro de carbono;
- Recuperação dos depósitos naturais de carbono.

Nesta classificação, várias das tecnologias seriam aplicáveis especificamente nas atividades já destacadas de Suprimento de Energia, Indústria e Transporte, com custos e potenciais de redução variados. Estas opções foram agrupadas, em outro estudo, numa Curva de Custo de Redução de Emissões de CO₂, que indica

possíveis prioridades de utilização, visando uma maior eficiência econômica e efetividade de resultados (Figura 3.6).

Portanto, estes setores podem lançar mão de rotas de mitigação das mudanças climáticas, que englobem a reutilização e atualização de tecnologias já conhecidas conjugada ao uso de inovações. Exemplos claros desta mistura podem ser apontados, como a simples melhoria de isolamento térmico, até a captura e sequestro de carbono (BAUER; EDENHOFER; LEIMBACH, 2009).

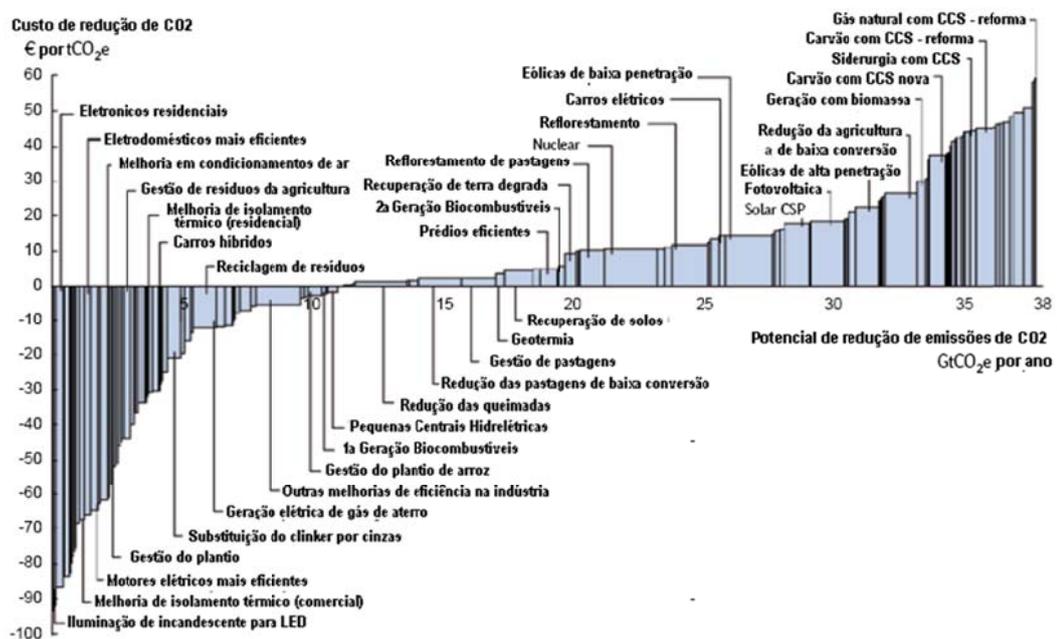


Figura 3.6 – Curva de redução de emissões de CO₂
Fonte: Adaptação de Mckinsey (2009).

As opções da Figura 3.6, ainda podem ser agrupadas em três conjuntos distintos conforme a maturidade das tecnologias e seu potencial de utilização. Este leque de opções tecnológicas permitiria combinar custos e diversas taxas de redução que propiciariam a estabilização da concentração de CO₂ preconizada.

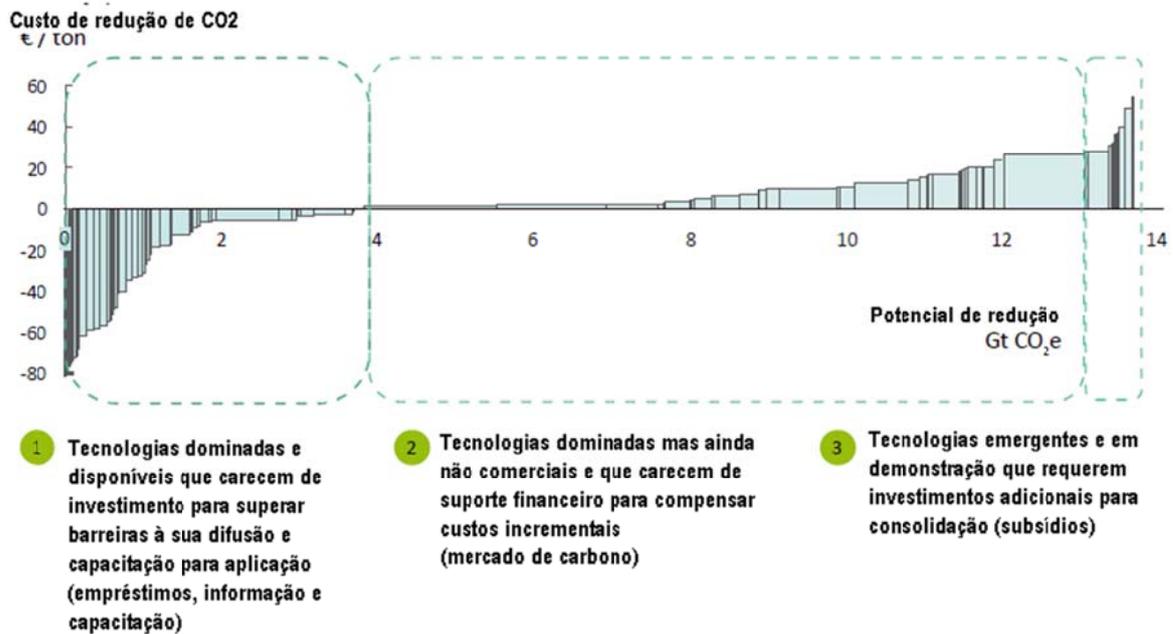


Figura 3.7 – Curva de redução de emissões de CO₂ separada por maturidade e potencial de inovação ou incerteza das tecnologia

Fonte: Adaptação de Stewart, Kingsbury e Rudyk (2009).

Este conjunto de opções aparenta oferecer várias possibilidades de gestão, que podem ser suficientes para que os setores de suprimento de energia possam colaborar com o esforço de mitigação de emissões. Contudo, a adoção de algumas delas é dependente da visão que as instituições destes setores, em particular as empresas de energia e petróleo, têm sobre a questão da mudança climática e a relação desta com seu negócio. Em realidade, as primeiras reações dos agentes supridores do mercado de energia não se coadunaram com as propostas.

3.2.4 A Reação do Mercado de Energia – Negação, Imagem e Mudança

Percebendo os riscos dos custos adicionais, que poderiam aumentar enormemente de proporção, a indústria de energia manteve o padrão de atuação pregresso dos casos de poluição local e resistiu. Em 1989 foi criada nos Estados Unidos a Coalizão Climática Global (*Global Climate Coalition*) composta pelas principais empresas globais de petróleo e automóveis. Este grupo foi assumidamente criado para fazer *lobby* no Congresso Norte-Americano para evitar medidas regulatórias quanto às mudanças climáticas e contestar os resultados apresentados pelo IPCC (2011). Entre seus 55 membros destacavam-se o Instituto de Petróleo Americano (API), Du Pont, Dow, Ford, General Motors, Amoco, Texaco,

Chevron, Exxon, Mobil, Shell, BP, entre outras. Este movimento obteve grande sucesso, resistindo a ações de governos, sustentando investimentos no mínimo questionáveis e postergando medidas restritivas às suas atividades de negócio. Diversas tentativas de taxação de emissões de GEE nos Estados Unidos e Europa foram barradas e as duas primeiras Conferências das Partes tiveram diversas de suas expectativas de resultados frustradas. A Conferência das Partes (COP – Conference of the Parties) é o órgão supremo da Convenção do Clima, composta de todos os países signatários conhecidos como **Partes** e se reúne anualmente desde 1995, por um período de duas semanas, para avaliar a situação das mudanças climáticas no planeta e propor mecanismos a fim de garantir a efetividade da Convenção.

Contudo, depois das crises de petróleo da década de 70, o Mundo e a economia tornaram-se menos dependentes de energia. Dados do Conselho Mundial de Energia comprovam que a produtividade energética tem aumentado nos últimos 30 anos. O consumo energético por produto interno bruto (calculado pela paridade de poder aquisitivo) vem decrescendo em taxas em torno de 1,3 a 1,6% aa desde a década de 80 (WEC, 2008, 2013). Estudos por países e setores da economia corroboram esta constatação, indicando que esta melhoria se deve a melhoria tecnológica em escala mundial (VOIGT, 2014). Enquanto isso, outros setores produtivos, com interesses totalmente opostos aos do grupo de resistência, começaram a ganhar corpo, e diversos eventos climáticos elevaram os riscos, atraindo as companhias seguradoras para o debate, fazendo com que o poder de influência deste grupo diminuísse (NEWELL; PATERSON, 1998). Prova definitiva do enfraquecimento da posição de resistência foi a aprovação do Protocolo de Kyoto durante a 3ª Conferência das Partes, realizada no Japão, em 1997. Este instrumento foi fechado, após discussões que se estendiam desde 1990. Nele foram estabelecidas metas de redução das emissões de gases do efeito estufa, nos países industrializados e mecanismos que possibilitassem seu alcance.

Em paralelo, a atuação de alguns atores, como organizações não-governamentais, denunciando a reação das empresas, provocou ações negativas por parte de outros participantes da cadeia do negócio. Entre elas podem ser citados boicotes específicos de consumidores aos produtos de determinadas marcas e aversão dos investidores aos papéis de certas corporações (UTTING; IVES, 2006). Uma visão do impacto que esta dimensão poderia causar aparece num relatório

elaborado em final de 1999 pela empresa Environics International. Este estudo foi feito a partir de uma pesquisa com cerca de 20.000 pessoas nos 20 países de economia mais desenvolvida. Ele revelou a importância da chamada “Responsabilidade Social Corporativa” nas decisões de consumo e investimento desta amostra populacional, indicando que a imagem de empresa socialmente responsável tinha um grande valor. No escopo dos aspectos que compunham a percepção desta “responsabilidade” estavam, entre outros, os itens ligados à preservação ambiental (ENVIRONICS INTERNATIONAL, 2001).

As empresas de petróleo, em especial, capturaram a mudança de cenário e desde antes das conclusões deste relatório, buscaram reavaliar sua posição e publicar sua intenção de mudança de atitude em relação ao tema. Pouco antes da Conferência do Rio em 1992, (Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima) ou ECO 92, foi realizada a primeira reunião do Conselho de Empresas para o Desenvolvimento Sustentável (*Business Council for Sustainable Development*), composto de 48 líderes de empresas preocupados com o tema. Logo após a conferência, este grupo publicou um livro com uma série de sugestões de mudanças de sua ação (SCHMIDHEINY, 1992). Em 1995, este concílio se organizou como o Conselho Mundial de Empresas para o Desenvolvimento Sustentável (*World Business Council for Sustainable Development -WBCSD*), com satélites em diversos países, contando atualmente com cerca de 200 membros, entre os quais a maioria das empresas de petróleo. A Shell revisou sua **Declaração de Princípios Gerais de Negócio** em 1995, para incluir referências à sustentabilidade e direitos humanos. Inadvertidamente, liderou com sua iniciativa, um movimento geral das corporações do ramo que adotaram procedimento semelhante, criando códigos de conduta. Diversas empresas abandonaram a Coalizão Climática Global, a começar pela BP em 1996. Outras a seguiram, passando até a adotar alguns dos princípios proclamados pelas Conferências das Partes e o IPCC, como o Princípio da Precaução³. Várias começaram a realizar investimentos em energias alternativas e renováveis. A BP, numa visão estratégica de seu presidente à época John Browne,

³ Proposto formalmente em 14 de junho de 1992, durante a ECO 92 este princípio procura prover garantias contra os riscos potenciais que, no estado corrente de conhecimento, não podem ser ainda identificados. Assim, afirma que mesmo na ausência da certeza científica formal, a existência de um risco de um dano sério ou irreversível requer a implementação de medidas que possam prever este dano.

mudou surpreendentemente de posição. Resolveu enfrentar a ameaça do aquecimento global e quase renegou seu passado como *British Petroleum*. Chegou ao extremo de se lançar com o nome de “*Beyond Petroleum*” e trocar seu logo tradicional por um sol estilizado, referência a um novo ramo de negócio numa subsidiária de energia solar, movimento foi criticado pela indústria (KOLK; LEVY, 2001).

Nesta altura, ficava claro que o cenário mudara e outras iniciativas reforçaram a questão da mudança de atitude e preservação da imagem (KRAMER; KANIA, 2006). Em 1999 foi lançado o Índice de Sustentabilidade Dow Jones (*Dow Jones Sustainability Index - DJSI*) buscando integrar critérios econômicos, ambientais e sociais em longo prazo para agregar valor à gestão de ativos. Este conjunto de indicadores, que primeiramente visava atingir o investidor de ações do mercado norte-americano logo se expandiu, atingindo diversos países e negócios (DOW JONES SUSTAINABILITY INDEXES, 2009). A inclusão de uma companhia no grupo seleto de empresas do DJSI passou a se traduzir em maior visibilidade e comprovadamente em maior valor de mercado e poder de capitalização (CERIN; DOBERS, 2001). Pouco antes em 1997, a Shell voluntariamente publicou em conjunto com os relatórios de resultado, o primeiro relatório sobre performance ambiental e social (ROYAL DUTCH SHELL PLC, 2009). A partir desta ideia, o grupo CERES desenhou um modelo padrão de relatório de sustentabilidade, que redundaria em 2000 na criação da Iniciativa de Relatório Global (*Global Reporting Initiative – GRI*). O grupo CERES é formado por uma rede de investidores, organizações ambientais e grupos de interesse público que têm como objetivo abordar a sustentabilidade e os desafios das alterações climáticas. Já o GRI se define como uma rede multilateral de milhares de especialistas, em dezenas de países, que participam de grupos de trabalho e órgãos governamentais. Este se tornaria um prestador de serviço na confecção deste relatório e sua validade quanto à legitimidade das informações e completeza. Em 2000 foi criado o Projeto de Exposição do Carbono (*Carbon Disclosure Project*), no qual as empresas espontaneamente relatavam suas emissões. Diversas iniciativas similares se seguiram como o FTSE4Good, Índice da Bolsa de Valores da Grã-Bretanha, equivalente ao Índice de Sustentabilidade Dow Jones, para medir o desempenho das empresas nas áreas de sustentabilidade ambiental, apoio aos direitos humanos universais e correlatas. Mas todas aparentemente visavam sensibilizar os acionistas

dos países mais capitalizados quanto ao percentual de sustentabilidade de seus investimentos e ao público em geral sobre o grau de responsabilidade social das corporações (KOLK; PEREGO, 2010).

Examinando-se os tipos de relatórios, conclui-se que após o período de resistência, diversas empresas mudaram suas estratégias frente à questão das mudanças climáticas. As crescentes pressões sobre o seu negócio fez que a maioria das empresas de petróleo adotasse uma posição aquiescente à sua participação na solução do problema (LEVY; KOLK, 2002). Estas empresas passaram a realizar ações efetivas para a redução das emissões de gases do efeito estufa de suas operações. Além disso, passaram a constatar que várias de suas ações pregressas, principalmente em suas operações, já atingiam este objetivo, porém como subproduto. Contudo, todos os esforços anteriores e atuais contemplados na divulgação da imagem sustentável ainda ficaram aquém dos níveis necessários previstos pelo IPCC e visados pelas tentativas de acordo e protocolos.

As vias indicadas como possíveis meios de atingir a estabilização das concentrações de gases de efeito estufa na atmosfera são tangíveis, mas somente com um engajamento mais efetivo dos setores de maior participação. E este engajamento pode ser executado em duas esferas de sua atuação, interna e externa.

Entenda-se esfera interna, como as atividades que propiciem redução de emissões nas operações de sua cadeia de produção. Entre elas, podemos citar a substituição, na geração de energia elétrica de fontes primárias mais carbono intensivas por outras de menor teor ou isentas de carbono, como a substituição de carvão por gás natural, fonte eólica ou nuclear. Na cadeia de negócio do petróleo, também se enquadram nesta categoria aumentos de eficiência e redução de desperdícios, tais como a redução ou eliminação de queima de gás em tocha na exploração de petróleo, aumento da eficiência térmica em fornos e caldeiras em refinarias de petróleo entre tantos outros. Quanto à esfera externa, trata-se de reduções de emissões na utilização final, como através de aumento de eficiência ou eventual substituição de formas de consumo. Podem ser exemplos, programas de aumento de eficiência de aparelhos de uso doméstico, como geladeiras e fogões. Ou ainda a possível substituição de veículos automotores a explosão por similares a combustíveis renováveis, híbridos entre combustíveis e eletricidade ou até puramente elétricos.

Contudo, a adoção de algumas destas opções, é dependente da visão que as instituições destes setores, em particular as empresas de energia têm sobre a questão da mudança climática e a relação desta com seu negócio. Há que se reconhecer o dilema que estas companhias enfrentam quanto à mudança de estratégia e busca de objetivos ligados às restrições ambientais climáticas. Em face de um mercado crescente e continuamente carente de energia, principalmente petróleo potencialmente escasso (SORRELL *et al.*, 2010), garantir a sua disponibilidade é um fator crítico à sustentabilidade do negócio. Assim, o grande desafio que empresas de petróleo continuarão enfrentando é o da busca das novas fontes de hidrocarboneto. Porém, desde a Conferência do Rio de 1992, mesmo a OPEP reconhece a importância da questão da poluição e, em especial das emissões de GEE para a continuidade do negócio, mas ainda tentando evitar “transformar o petróleo no bode expiatório da poluição ambiental, especialmente no que concerne às emissões de gases de efeito estufa” (SUBROTO, 1992, p. 916).

Este dilema é descrito de várias formas na literatura (HOVE; MENESTREL; BETTIGNIES, 2002), podendo ser resumido numa encruzilhada simples. Qualquer restrição às emissões de carbono, quer na esfera interna ou externa, preserva a biosfera e por consequência garante a continuidade da vida no planeta em condições similares às atuais. Enquanto se traduz em menor lucratividade imediata, propicia a continuidade do mercado consumidor de energia e, potencialmente, receita e resultados no longo prazo. Por outro lado, a inexistência de restrições permite o atendimento do mercado nas mesmas taxas de crescimento correntes, garantindo a lucratividade imediata. Contudo, aumentando o risco ao equilíbrio da biosfera e obviamente ameaçando a vida e o crescimento do mercado. Esta é a dúvida que reside nas mentes e ações dos gestores do negócio (SKJÆRSETH; SKODVIN, 2001). Atender às demandas do interessado (*stakeholder*) acionista, quanto a resultados imediatos e crescentes em detrimento da sociedade ou atender às demandas do interessado sociedade, quanto à preservação do equilíbrio da biosfera, em detrimento do acionista. Isto é claro, sem perder de vista o fato que o acionista também compõe a sociedade, mas não majoritariamente. Entretanto, por questão de coerência, o acionista deveria ter o interesse na própria sobrevivência e qualidade de vida. Ou seja, o dilema é “salvar o capital, salvando ao mesmo tempo a Terra?” (LEFÈVRE, 2004).

Mais uma vez falha a abordagem da economia de mercado. Independentemente da visão de qualquer “stakeholder” específico, o pressuposto de otimização e vantagem competitiva ligada a custos deveria provocar a aplicação prioritária das opções agrupadas no item 1 da Figura 3.7. Isto, porque todas as ações listadas neste grupamento apresentam externalidade positiva quanto a emissões de carbono, ou seja, sua aplicação gera créditos de carbono com custo negativo, que geram lucro. Recorrendo a Figura 3.6, constata-se que várias delas são ligadas a eficiência energética, como motores, lâmpadas, eletrodomésticos mais eficientes e medidas genéricas de eficiência na indústria. Sendo investimentos que já têm retorno garantido per se, pela lógica neoclássica deveriam ter preferência, mas, no entanto, de acordo com o próprio trabalho da McKinsey (2009, tradução nossa), carecem de “[...] investimentos para superar barreiras e capacitação”. Estas opções também sofrem os efeitos do Postulado de Khazzoom-Brookes, podendo provocar aumento de emissões por efeito de rebote (BROOKES, 1990). Estes projetos ainda podem competir com os outros investimentos feitos ou por fazer tanto do lado da oferta quanto da demanda, e talvez ofereçam taxas de retorno de capital menor, caso a externalidade positiva seja desconsiderada. E em termos da energia líquida que provém, talvez não sejam de ordem de grandeza suficiente para contemplar as projeções de crescimento. Apresentam diversas incertezas (GREENING; GREENE; DIFIGLIO, 2000) cujos efeitos ainda são bem compreendidos pela economia da energia (DIMITROPOULOS, 2007). Assim, podem vir a impactar negativamente as expectativas de resultados econômicos e de atendimento do mercado. Não são consideradas nos contratos de longo prazo e somente são encaradas como oportunidades reais de investimento no curto prazo em momentos de preços elevados de energia (JACOBS; KUPER; VAN SOEST, 2009).

3.2.5 A Atuação via Instrumento Econômico – Os Certificados de Emissão

Uma forma de controlar a falha de mercado oriunda da externalidade negativa da poluição foi sugerida por Pigou, a taxação ou o pagamento pela poluição. Propôs que o poder público deveria baixar uma taxa equivalente aos custos da externalidade. Considerando que a visão que prevalece na economia de concorrência perfeita ignora os efeitos da utilização de certos recursos naturais, no

caso os custos da poluição, a introdução desta taxa serviria para corrigir esta falha de mercado, aumentando o preço do bem e reduzindo seu consumo. Externalidades positivas deveriam ao contrário ser subsidiadas para incentivar a produção destes produtos ou serviços, cujos benefícios não são expressos diretamente em seu preço. O Estado assumiria o papel dos terceiros prejudicados ou beneficiados pela externalidade, passando a exercer a propriedade destes direitos e internalizando-os, redistribuindo seus efeitos e corrigindo a falha de mercado. Este instrumento pode ser descrito como na figura 3.8.

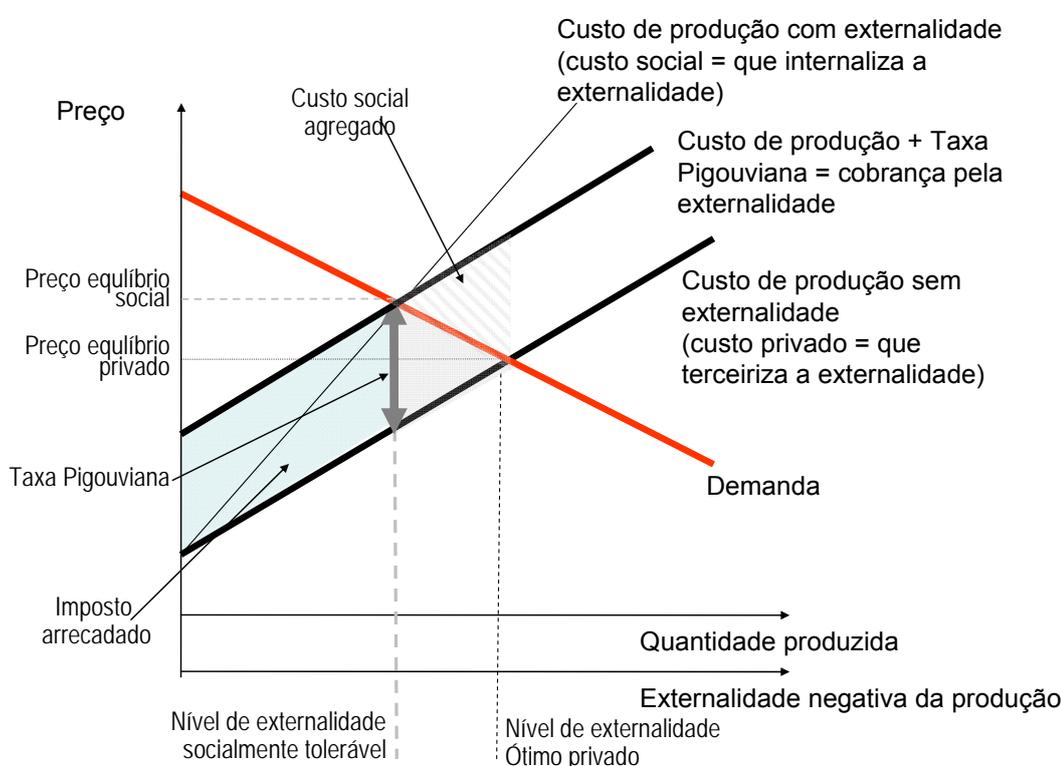


Figura 3.8 – Efeito da taxa pigouviana no equilíbrio de mercado
Fonte: Elaboração própria.

Este sistema pode ser um incentivo ao produtor para investir em tecnologias que reduzam ou mitiguem a externalidade cujos custos sejam menores ou iguais ao imposto. Alternativamente a arrecadação deve ser utilizada na redução do impacto da externalidade. Para ser efetivo no controle, é necessário que os custos das opções de redução da externalidade sejam precisamente conhecidos para oferecer sinal correto aos agentes do mercado, propiciando valores suficientes à aplicação das medidas de correção, quer pelos produtores, quer pelo Estado.

No caso específico da energia, em suas diversas formas, a determinação precisa destes valores é complexa. Primeiramente porque as externalidades,

consequência do uso da energia, são diversas, com uma quantidade de impactados muito grande e cujas estimativas de custo podem ser muito variáveis. Em segundo lugar, a demanda de energia é considerada praticamente inelástica a preço, conforme diversos estudos indicam (BAXTER E REES, 1968; STEINBUKS, 2010; SIDDIQUI; BARTHOLOMEW; MARNAY, 2005; KAHOU LI, 2011). Sendo inelástica, os efeitos de redução de consumo esperados pela taxaçoão podem ser considerados nulos, não provocando a esperada diminuiçoão da externalidade aos níveis toleráveis. Propicia uma receita, que não necessariamente pode angariar os valores necessários ao investimento de compensaçáo do impacto, pelos motivos primários, muitos impactados e imprecisáo do custo dos projetos. Considerando-se o impacto causado pela emissáo de gases de efeito estufa, a aplicaçoão de um imposto parece não ser o melhor instrumento, porque a quantidade de poluidores e vítimas pode ser considerada da ordem de grandeza da frota mundial de veículos ou das indústrias consumidoras de combustível fóssil e o total da população do planeta. Mesmo a utilização localizada de instrumentos governamentais de controle sobre emissões de GEE na Noruega, que incidia em segmentos específicos da economia, não apresentou os resultados esperados de redução (BRUVOLL; LARSEN, 2004).

Por causa destas limitaçóes, os mercados de créditos de carbono foram baseados num sistema de direitos de propriedade, custos de transaçáo e instituiçoões. A proposta de um mercado de emissões segue as ideias de Coase, já descritas em outra parte, nas quais as externalidades podem ser barganhadas entre gerador e impactado, que nesta negociaçoão chegariam a um nível ótimo da externalidade, equilibrando custos da mitigaçoão e do dano. Nesta abordagem, Coase estabeleceu que se os direitos de propriedade foram bem definidos, e nenhum custo de transaçáo existir, uma alocaçoão eficiente dos recursos será obtida, mesmo com externalidades. Os custos de transaçáo seriam aqueles necessários para alcançar e implantar um acordo. A ideia de direitos negociáveis de poluiçoão foi postulada pelos economistas Crocker (1966) e Dales (1968) estabelecendo um conjunto de direitos de propriedade exclusivos e transferíveis, logo transacionáveis em mercado, sobre o atendimento de metas governamentais regulando o acesso a bens livres (água, ar, etc..). O preço do direito de emissáo passaria a ser livremente determinado pelo mercado, com todas as características de um mercado concorrencial. Para este mercado funcionar o Estado, ou o organismo que o mantém, decide previamente qual a quantidade de emissáo aceitável, fixando uma

norma ambiental. Em seguida oferece à venda no mercado, títulos de direito de emissão, que representam a quantidade de emissão correspondente à meta de qualidade ambiental definido pela norma. Os portadores de títulos terão o direito de emitir a quantidade de poluição correspondente ao montante dos certificados, volumes de emissão acima deste devem ser eliminados. Este conceito norteou a Emenda de 1990 à Lei do Ar Limpo (*Clean Air Act*) norte-americana, na qual foi criado um sistema de permissões transferíveis de emissão de alguns poluentes atmosféricos como óxidos de enxofre e óxidos de nitrogênio. Essas permissões são uma flexibilização no atendimento das normas ambientais e podem ser transacionadas entre as indústrias emissoras, desde que estas as comprem de outras firmas que realizam ações de redução de suas emissões. Controlando o volume total de permissões emitidas, o governo pode gradualmente reduzir a emissão total e resultados positivos desta metodologia puderam ser comprovados na redução de emissões de dióxido de enxofre (JOSKOW; SCHMALENSEE; BAILEY, 1998).

Os mercados de carbono utilizam a mesma abordagem. Uma instituição estabelece os limites de emissão para os participantes e distribui as permissões de emissões. Assim, são negociadas as permissões de emissão disponíveis e as emissões evitadas por meio de projetos. Mercados com esta configuração funcionam já alguns anos Mundo afora, na Europa, Austrália, Nova Zelândia, Japão e em algumas regiões nos Estados Unidos. Existem ainda alguns programas voluntários de redução de emissões que também geram certificados comercializáveis. Estas iniciativas são, na sua maioria, baseadas em regulações locais ou regionais que estabeleceram um processo de direito de propriedade sobre as emissões e algumas outras em projetos de redução de emissões. Este é o caso do esquema europeu de carbono que segue as metas de Kyoto, mas entrou em vigor no ano de 2005, devido a uma diretiva europeia que estabeleceu os mesmos parâmetros da Convenção do Clima como limites obrigatórios dos países (MIZRACH, 2012). Foi o mercado de desenho mais bem estruturado em todos os seus aspectos, inclusive de política pública, desde seu início (KLEPPER; PETERSON, 2004; BRAUN, 2009). Também tem sido o mais ativo e líquido de todos os citados (WORLD BANK, 2011), porém somente o seu produto de curto prazo “*spot*” é o que apresenta a maior maturidade (MIZRACH, 2012). No momento está em andamento sua fase dois, que compreende as metas de 2008 a 2012. Em qualquer destes mercados, o certificado de carbono é

um ativo negociável, mas cuja validade é restrita àquelas condições institucionais do local, não podendo ser considerado como uma commodity.

No âmbito da Convenção do Clima, os direitos de propriedade foram definidos quando os países assinaram o Protocolo de Kyoto, que estabeleceu as metas de emissão, criando obrigações de controle de emissões e, por consequência, a possibilidade de transações dessas obrigações, estabelecendo direitos sobre estes volumes e um certificado de carbono próprio. Diferentemente dos outros mercados de emissões, esta abordagem procura contemplar a questão de consumo energético e desenvolvimento humano numa visão global, de forma coerente com as políticas públicas vigentes nos diversos países. Para tanto, os governos são considerados os atores mais adequados ao estabelecimento do que vem se chamando de “Regime Climático Internacional”, sendo também as entidades depositárias de confiança ao nível global, quanto aos compromissos assumidos (VOGLER, 2009). Mais do que promover a redução das emissões pelo estabelecimento do total de emissões permitidas através de certificados, a pretensão do Protocolo era modificar as políticas energéticas atuais para evitar efeitos catastróficos no clima da Terra. Pretendia-se promover a adoção de soluções tecnológicas, economicamente suportáveis, que permitiriam manter a concentração de GEE na atmosfera em níveis controlados. Esta via conduziria a mais uma transição energética, diferente das anteriores, de forma direcionada (SMIL, 2006). Esta nova transição planejada deveria envolver todos os países, reestruturando o sistema energético e os modos de produção e de vida radicalmente, e as empresas do setor energético teriam papel fundamental a desempenhar para que estas metas fossem alcançadas (IEA, 2009).

Esta transição energética guiada, oriunda de acordos entre governos, poderá implicar mudanças sérias aos rumos e resultados das empresas, potencialmente alterando condições comerciais e competitivas. Estes aspectos têm sido manifestados nas Conferências das Partes e o caminho para essa transição potencialmente contempla aquelas tecnologias, já citadas no trabalho do grupo McKinsey de 2009. Podemos ainda agrupar as que são potencialmente relacionadas ao setor de energia conforme o âmbito de políticas públicas, no Quadro 3.1.

Quadro 3.1 – Tecnologias de redução de emissões de GEE

Política pública	Tecnologia
Eficiência energética	Eletrodomésticos mais eficientes Eletrônicos residenciais mais eficientes Substituição de iluminação de incandescente para LED Melhoria de isolamento térmico Melhoria em condicionamento de ar Motores elétricos mais eficientes Prédios eficientes Veículos e motores a explosão mais eficientes Outras melhorias de eficiência na indústria
Energia de baixo teor de carbono	Carros elétricos Carros híbridos Eólicas com baixa contribuição à geração na matriz elétrica Eólicas com alta contribuição à geração na matriz elétrica Fotovoltaica Geotermia Nuclear Pequenas Centrais Hidrelétricas
Bioenergia	1a geração de Biocombustíveis – <i>obtidos dos produtos agrícolas tradicionais como açúcar de cana</i> 2a geração de Biocombustíveis - <i>obtidos dos resíduos agrícolas como folhas, bagaço de cana e palha</i> Geração com biomassa Geração elétrica a partir de gás de aterro Gestão de resíduos da agricultura
Sumidouros de carbono	Reflorestamento Recuperação de terra degradada Recuperação de solos Recuperação de pastagens Gás natural com CCS Carvão com CCS Carvão com CCS avançado Siderurgia com CCS

Obs: CCS -captura e sequestro de carbono

Fonte: Adaptação de McKinsey (2009).

Este agrupamento permite qualificar o incentivo e regulação necessários ao estímulo à implantação:

- 1) Eficiência energética - devem ser aplicadas por meio de divulgação, estabelecimento de padrões mínimos de eficiência por tipo de equipamento, normas de construção e fabricação, incentivos fiscais e banimento gradual de equipamentos menos eficientes;

- 2) Energia de baixo teor de carbono - requerem prioridade para investimentos em pesquisa e desenvolvimento, eventualmente acordos para transferência de tecnologia, subsídios fiscais e regulação incentivando seu uso;
- 3) Sumidouros de carbono e Bioenergia - requerem tanto incentivos de mercado (como créditos de carbono) como prioridade dos governos dos países com carteiras de créditos específicas e regulação incentivando seu uso.

Para propiciar incentivos de mercado para estas tecnologias além das permissões, dentro do Protocolo de Kyoto foi criado o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo que permite incluir créditos de carbono, oriundos de projetos de redução ou substituição de emissões. Este esquema procurou adequar as condições de necessidade de energia e redução de emissões entre os diversos países em etapas de desenvolvimento econômico diferente, criando os mecanismos de flexibilização do Protocolo de Kyoto.

Contudo, este sistema ainda não provém sustentação à consecução das metas de redução de emissões necessárias à efetiva mitigação do efeito estufa. De fato, todos os mercados e esquemas de créditos ambientais em operação atualmente têm problemas. Citam-se como alguns dos fatores que criaram falhas no funcionamento destes mercados, custos de transação elevados proporcionalmente aos resultados obtidos, regras que promovem distribuição assimétrica e ilógica do potencial de geração de créditos e aplicação dos créditos gerados em atividades opostas aos objetivos preconizados (SOVACOOOL, 2011). Observam-se os efeitos destes aspectos em condições como volatilidade e variação dos preços dos créditos e redução de sua liquidez (SABBAGHI, O; SABBAGHI, N., 2011). Mas duas causas têm influenciado mais marcantemente o insucesso destas iniciativas e ameaçado sua continuidade. A primeira, e talvez mais contundente, seja a incerteza quanto à política pública. A ausência de um acordo firme, e seu desdobramento em legislações e ações dos diversos governos, retira a base de um possível mercado global de carbono que promova a suscitada próxima transição energia guiada para uma economia menos carbono intensiva. A postergação das decisões em sequência nas diversas COPs somente tem motivado a inação e o compasso de espera, desestimulando uma atuação mais dinâmica dos grandes emissores mundiais já citados, como Estados Unidos e Austrália (PERDAN; AZAPAGIC, 2011; KNOX,

2009). A segunda, e por sua vez mais devastadora, é a força do mercado. O carbono, que foi desenhado para ser um produto complementar e mitigador de externalidades das commodities de energia, também sofre os mesmos efeitos gerais da economia. A recente crise financeira viu os preços de energia desabarem por queda de demanda e os consumidores destas energias eram os mesmos compradores de créditos de carbono. A recessão provocou retração de consumo, e a possibilidade destes compradores necessitarem destes créditos para garantir sua operação futura, diminuiu drasticamente. Menor consumo de energia implica menores emissões e logo, menor potencial de se alcançar os limites impostos. No caso da Europa, os créditos de carbono que possuíam, passaram a ser excessivos no horizonte de tempo que se pretendia usá-los, e a ter valor somente num cenário de futuro mais distante que o previsto. A melhor opção foi vendê-los no presente e fazer caixa, apostando que neste novo futuro, quando do retorno de níveis de operação mandatórios de sua utilização, outras tecnologias e projetos permitiriam que precisassem de menos créditos e que a sua oferta futura seria mais abundante. Num mercado de carbono já ofertado pelos créditos de “ar quente”, mais ofertas fizeram que o preço do crédito decrescesse em taxas mais negativas que os preços dos energéticos, como petróleo e carvão (WORLD BANK, 2010).

O crédito de carbono foi introduzido com a intenção de motivar um novo equilíbrio da cesta de energias, incentivando a adoção de fontes menos emissoras de gases de efeito estufa. Este novo produto ajudaria a promover mudanças na economia global e no panorama energético por meio de mecanismos de mercado, cujos processos de equilíbrio e otimização de recursos em conjunto com políticas públicas coerentes conduziram às mudanças necessárias à estabilização das emissões (PEACE; JULIANI, 2009).

A própria indústria de energia promoveu um laboratório do mercado global de certificados de carbono, que provou a potencial falibilidade desta rota. O desenho da sistemática do MDL ignorou a existência das empresas transnacionais ou multinacionais, como as companhias de petróleo, com presença espalhada pelos diversos países. Assim estabelecidas, poderiam assumir os papéis de investidora e receptora destes projetos e esta atuação dupla poderia ser tanto positiva como negativa. A BP capturou este conceito e desenvolveu o seu próprio mecanismo interno de negociação de emissões. Através de um sistema de informação de alcance global, visava eleger os projetos de maior impacto em redução de emissões

que tivessem menor custo para a empresa. Trabalhando com unidades espalhadas em vários países, as oportunidades de cada uma delas eram oferecidas ao conjunto. Cada unidade tinha metas individuais de redução e conforme os custos e oportunidades negociavam entre si, comprando reduções de outras unidades. Este esquema permitiu a BP reduzir suas emissões em mais de 10% entre 1998 e 2001. A prática ajudou a gestão das emissões e o envolvimento da força de trabalho quanto ao tema (AKHURST; MORGHEIM; LEWIS, 2003). Contudo as emissões obtidas se mantiveram no nível da economicidade e jamais impactaram o resultado do negócio. Ao ser atingido o limite de redução dentro dos parâmetros de resultado econômico determinados pela gerência, novos projetos não mais se tornaram atrativos. A partir de certo instante, nenhuma unidade possuía propostas com retorno atraente e, para ater-se às suas metas de emissão, todas desejaram comprar emissões. O sistema foi descontinuado, nas palavras dos gestores, por ter se tornado “enfadonho e custoso” (VICTOR; HOUSE, 2006).

Project Name	SPU	Owner	Earliest Start Year	Plan Total Capex/Revin (\$Million)	Plan Total NPV (\$Million)	Plan Total GHG Reduction (KT CO ₂ e)	Simple Capital Efficiency	Status
Expand All								
Aromatics & Acetyls								
49 projects				87.44	192.40	324.18	2.20	
Lubricants & Services								
1 project				0.20	0.00	0.00	0.00	
Refining								
169 projects				129.85	313.83	1,466.28	2.42	
OVERALL TOTAL				217.48	506.23	1,790.46	2.33	
219 record(s) found								

Figura 3.9 – Exemplo de tela do sistema de base de dados de Projetos de Energia e Gases do Efeito Estufa da BP

Fonte: Victor e House (2006).

Este exemplo demonstra praticamente um ciclo completo de funcionamento de um mercado de carbono com um desenho similar ao proposto no Protocolo de Kyoto. Ao introduzir este novo produto, o crédito de carbono, acompanhado de

direitos de propriedade, os limites ou metas de emissão, criou-se o ambiente propício à formação de um mercado onde os ofertantes de menor custo obteriam vantagem competitiva e as barganhas entre os agentes proporcionariam um equilíbrio que deveria conduzir à alocação ótima de recursos. Teoricamente, a contínua demanda de cotas de emissão estimularia as ofertas de maior custo, aumentando o preço e injetando mais recursos, realimentando e mantendo o processo que deveria conduzir ao investimento em opções mais custosas como as energias renováveis. Mas nem internamente à BP o sistema subsistiu e nem no mundo externo aparenta ter sua subsistência garantida, visto que tal demanda não se concretizou.

Neste mercado de energia como *commodity*, sem qualquer tipo de interferência de política pública (inclusive de aspectos socioambientais), a sustentabilidade na dimensão econômica pode ser considerada atingida apesar dos ciclos. Mas a sustentabilidade ambiental somente tem sido parcialmente atendida por força de lei, enquanto a social é negligenciada, pelo menos, para os contingentes de bilhões de pessoas que não têm acesso a energia moderna. Esta condição, de acordo com as previsões citadas em outra parte, pode ser reduzida em termos percentuais com o crescimento da população mundial, mas se mantém em valores absolutos crescentes até 2030. Caso seja incluída a segurança energética de forma contínua no tempo, como uma medida de dimensão social, nem a parcela dos habitantes que atualmente têm acesso às energias, chamadas modernas, pode avaliar este aspecto positivamente, face às incertezas de preservação dos investimentos necessários ao suprimento continuado.

Esta análise indica que o mercado de energia atual dificilmente pode ser considerado sustentável. E a introdução de mais um produto, que pretendia alavancar a dimensão ambiental, o crédito de carbono, parece somente se juntar aos ciclos de preços e incertezas, sem assegurar um futuro de temperaturas mais propícias à vida na Terra como a conhecemos. O mercado atualmente estabelecido de energia não favorece a sustentabilidade e nem insinua promover a próxima transição energética. Ao contrário, alimenta a manutenção do status quo atual, fazendo perseverar as fontes energéticas tradicionais, ao mesmo tempo, represando a entrada de fontes substitutas. Observe-se que os esforços de eficiência energética e introdução de energias renováveis somente ocorrem por meio de intervenção governamental em mudanças de legislação e aplicação de subsídios.

3.3 O POSSÍVEL ATENDIMENTO FUTURO DE ENERGIA SOB A ÓTICA DO EQUILÍBRIO COMPETITIVO

Diversos organismos, por meio de publicações já citadas (IEA, 2011; EXXONMOBIL, 2011; BP, 2012) e outras (WEC, 2010; EIA, 2011; IPCC, 2012), procuram prever a demanda futura de energia em termos quantitativos e qualitativos, projetando com base em vários cenários. Estes cenários consideram a influência de variáveis econômicas, disponibilidade de recursos naturais e de tecnologias, restrições ambientais, parâmetros sociais e coerentemente com estes conjuntos de premissas preveem uma matriz energética. Obviamente, conforme sejam aplicadas estas premissas, estes futuros energéticos podem ser muito diferentes. Particularmente um dos fatores que mais varia nos cenários é a disponibilidade dos recursos energéticos vis a vis às inovações tecnológicas e os custos das fontes alternativas de energia. Por exemplo, em 2005, a Agência Internacional de Energia (IEA) publicou um relatório sobre as reservas de petróleo disponíveis. As reservas de recursos não renováveis, como o petróleo, podem ser qualificadas como provadas, prováveis e possíveis, conforme parâmetros estatísticos aplicados aos campos de produção, como exemplificado na Figura 3.9.

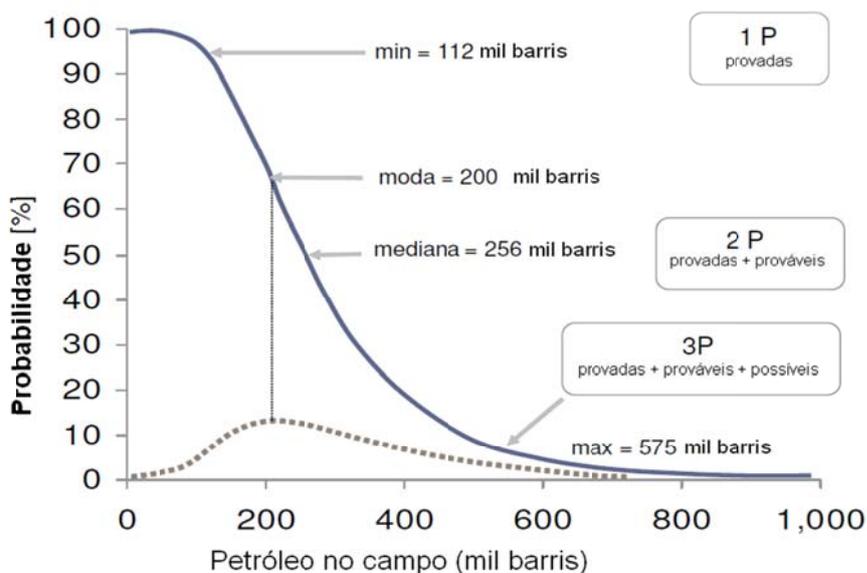


Figura 3.10 – Exemplo da metodologia de parametrização das reservas de petróleo
Fonte: Adaptação de Schindler; Zittel (2008).

Este estudo explorou as potencialidades destas formas de avaliação dos campos de petróleo, comparando-as a outras fontes potenciais de energia, numa curva que confrontava custo unitário do energético com seu potencial de suprimento, expressa pelo gráfico da Figura 3.10.

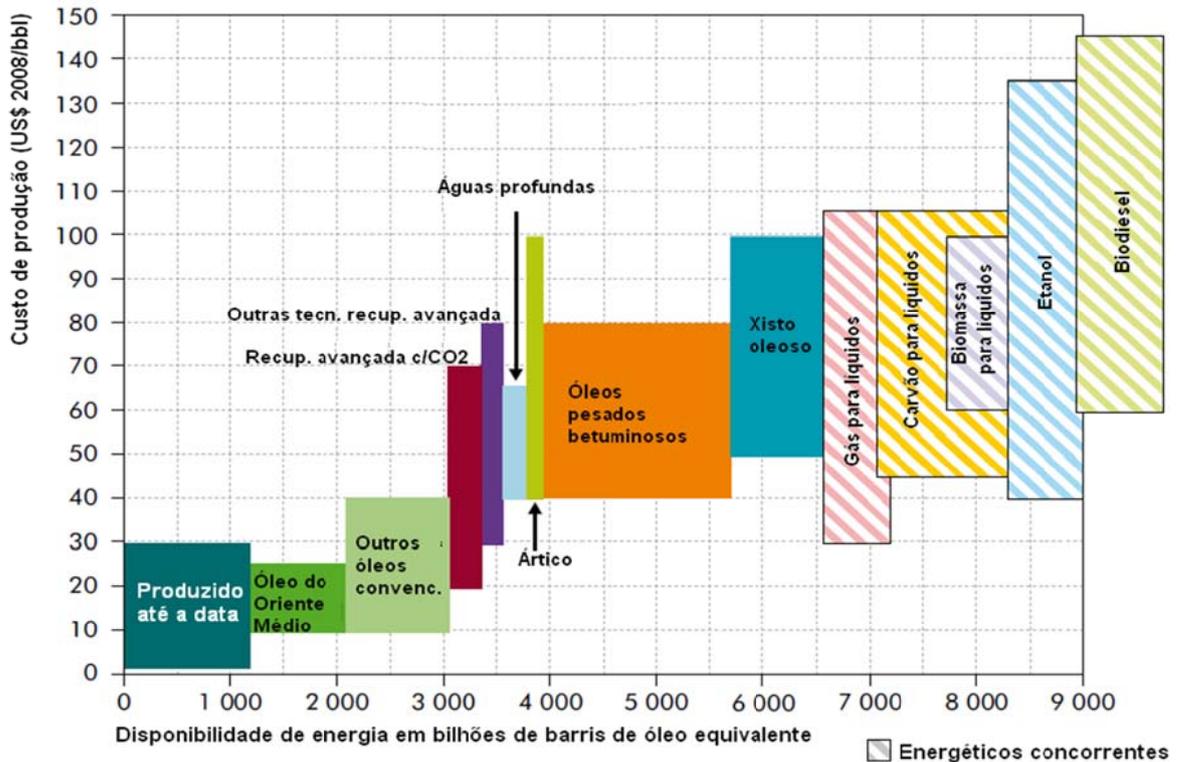


Figura 3.11 – Curva de custos de produção de óleo e energéticos

Fonte: adaptação de IEA (2010).

A partir desta mesma ideia, lançando mão de dados disponíveis em vários estudos, citados a seguir, foi feita uma análise sob a ótica de equilíbrio oferta e demanda do consumo energético mundial, procurando determinar quais fontes energéticas teriam sua aplicação priorizada. A maioria dos dados relativos aos recursos energéticos não renováveis foram extraídos de Crooks (2008), que utilizou dados de diversas consultorias como a Cambridge Energy Research Associates, IHS Herold e Wood Mackenzie, dados da Agência Internacional de Energia e estimativas da indústria. Os valores relativos aos recursos renováveis foram coletados de um recente relatório do IPCC (2011). Outros dados específicos complementares sobre carvão (WEC, 2010), urânio (ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT; INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, 2009), gás natural (CEDIGAZ, 2011) foram também utilizados. Todas as quantidades de

recursos não renováveis são estimativas relativas ao ano de 2008 enquanto as quantidades de energias renováveis são potenciais anuais. Para efeito metodológico, calculamos as disponibilidades totais dos renováveis de 2008 até 2020. Os dados assim obtidos estão resumidos nas Tabelas 3.1 e 3.2.

Tabela 3.1 – Custos unitários de produção de óleo e energéticos

Custos unitários e quantidades de energia disponível Comparação entre diversos energéticos					Energia disponível			
		Custo unitário			Energia/ano		Disponível até 2020	
		US\$/GJ			EJ/ano		EJ	
	Recurso energético	Mínimo	Médio	Máximo	Minimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Não renováveis	Óleo Oriente Médio	0,85	2,99	5,12			3.850	7.700
	Óleo Cinturão do Orinoco	3,41	4,27	5,12			1.519	2.930
	Outros óleos convencionais	2,56	5,12	7,68			3.239	6.477
	Gás natural	2,74	6,39	10,05			7.360	16.747
	Óleos do Préal Brasil e águas profundas	5,97	8,53	11,09			914	1.714
	Carvão	9,90	10,92	11,94			24.824	72.419
	Areias oleosas canadenses	10,24	12,80	15,35			994	1.799
	Óleo de Xisto	10,24	14,50	18,77			5.712	17.136
	Nuclear	15,01	19,88	24,74			1.911	2.930
Renováveis	Biomassa	2,00	12,00	38,00	50	500	600	6.000
	Hidráulica	2,00	5,00	15,00	50	52	600	624
	Termossolar	3,00	15,00	70,00	1.575	49.837	18.900	598.044
	Eólica	4,00	11,00	24,00	85	580	1.020	6.960
	Geotérmica	10,00	40,00	78,00	10	1.109	120	13.308
	Oceanos	12,00	21,00	31,00	7	331	84	3.972

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 3.2 – Custos unitários de produção de óleo e energéticos em barris de óleo equivalentes

Custos unitários e quantidades de energia disponível Comparação entre diversos energéticos Equivalente em barril de petróleo					Energia disponível	
		Custo unitário			Disponível até 2020	
		US\$/bbl			Mtoe	
	Recurso energético	Mínimo	Médio	Máximo	Minimo	Máximo
Não renováveis	Óleo Oriente Médio	5,00	17,50	30,00	91.951	183.902
	Óleo Cinturão do Orinoco	20,00	25,00	30,00	36.289	69.986
	Outros óleos convencionais	15,00	30,00	45,00	77.353	154.707
	Gás natural	16,06	37,47	58,89	175.800	400.000
	Óleos do Préal Brasil e águas profundas	35,00	50,00	65,00	21.828	40.928
	Carvão	58,00	64,00	70,00	602.000	1.729.700
	Areias oleosas canadenses	60,00	75,00	90,00	23.738	42.974
	Óleo de Xisto	60,00	85,00	110,00	136.426	409.277
	Nuclear	88,00	116,50	145,00	45.649	69.982
Renováveis	Biomassa	11,72	70,34	222,74	14.331	143.308
	Hidráulica	11,72	29,31	87,92	14.331	14.904
	Termossolar	17,58	87,92	410,31	451.419	14.284.036
	Eólica	23,45	64,48	140,68	24.362	166.237
	Geotérmica	58,62	234,46	457,20	2.866	317.856
	Oceanos	70,34	123,09	181,71	2.006	94.870

Fonte: Elaboração própria.

Primeiramente foi elaborada uma atualização da curva de custos de produção e disponibilidade de energéticos. Neste gráfico foram utilizados os dados referentes às reservas provadas (1P) das energias não renováveis e as potencialidades mínimas das fontes renováveis.

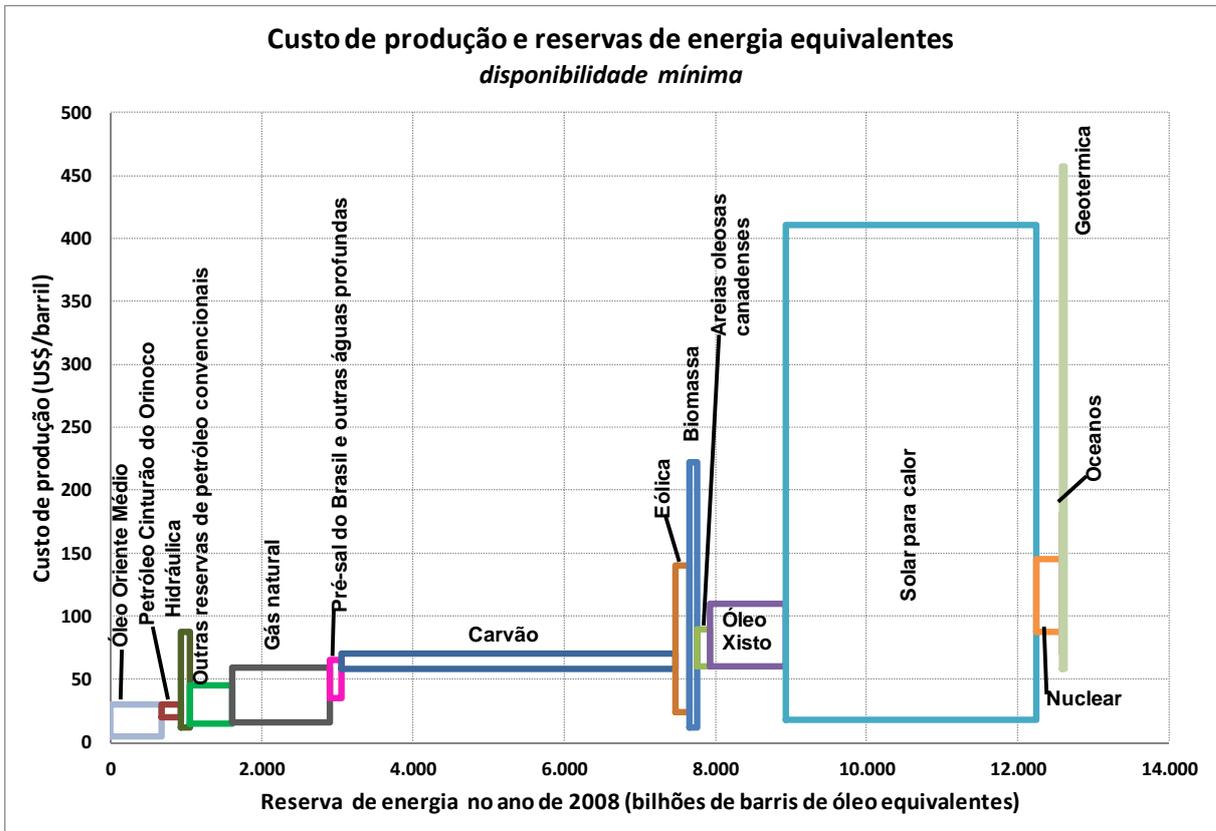


Figura 3.12 – Curva de custos de produção de energéticos atualizada
Fonte: Elaboração própria.

Utilizando o custo médio de produção e a disponibilidade mínima dos diversos energéticos, é possível elaborar uma curva de oferta acumulada das fontes energéticas a partir destes dados relativos ao ano de 2008. Esta nova curva assume que os diversos energéticos estariam acessíveis a todo o mercado consumidor de energia no Mundo sendo ofertados pelo custo médio crescente conforme o gráfico da figura 3.12. Numa visão de equilíbrio oferta e demanda, considerou-se que a potencial demanda seria atendida pelos supridores de menor custo, podendo assim ser determinadas quais fontes seriam utilizadas prioritariamente. A demanda de energia global foi obtida do relatório de previsão da BP (2012), sendo acumulada entre 2008, ano das estimativas de disponibilidade de recursos energéticos utilizados nesta análise, até o ano de 2020 conforme a figura 3.13.

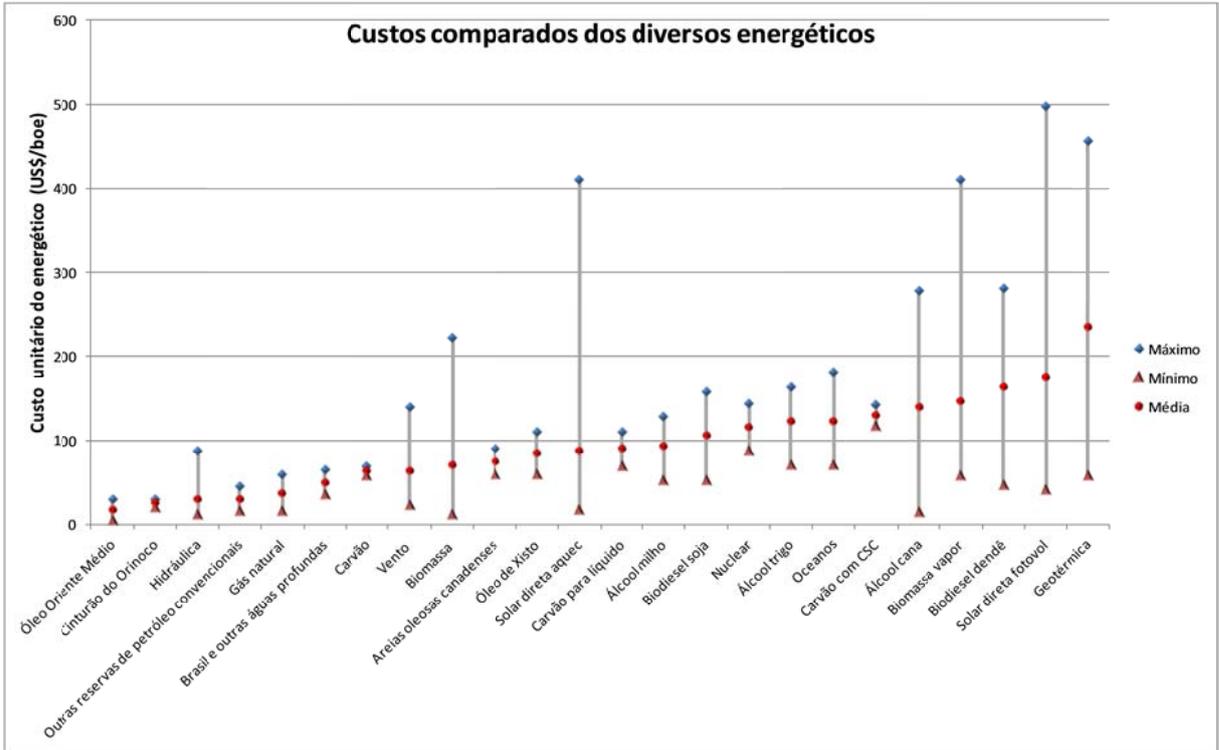


Figura 3.13 – Custos comparados de produção de diversos energéticos em ordem crescente pelo custo médio
 Fonte: Elaboração própria.

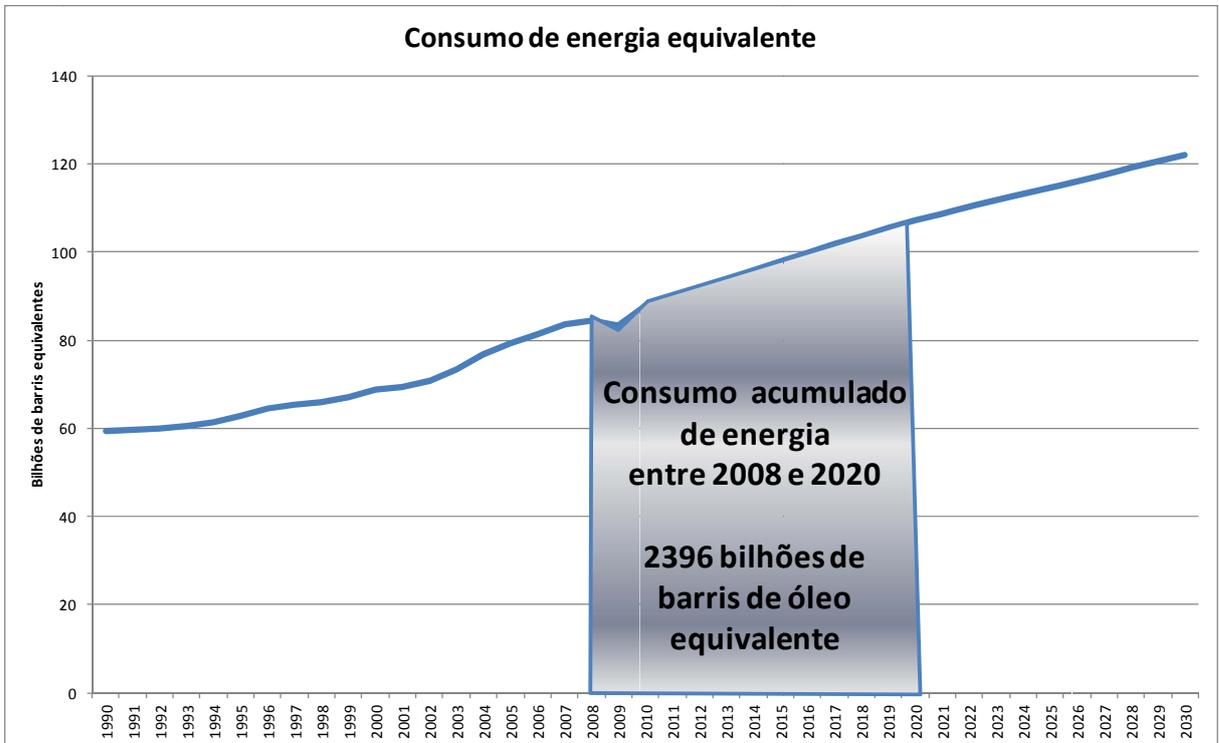


Figura 3.14 – Previsão de consumo mundial de energia
 Fonte: Adaptação de BP (2012).

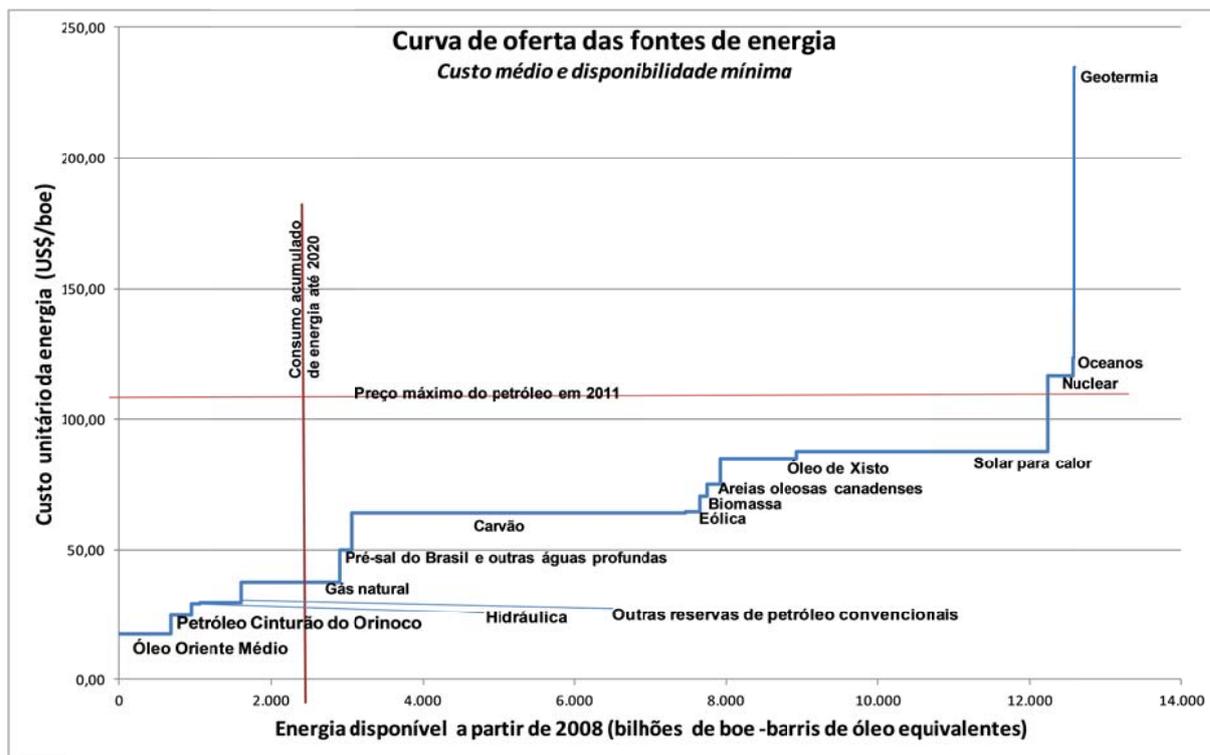


Figura 3.15 – Curva de oferta de energéticos
Fonte: Elaboração própria.

O ordenamento das potenciais fontes energéticas pelos seus custos médios e disponibilidades mínimas ou reservas provadas, no caso das energias não renováveis, claramente indica que estas, e em especial as energias fósseis, seriam os recursos energéticos de maior competitividade. Plotando neste mesmo gráfico da figura 3.14, o preço máximo recentemente alcançado pelo petróleo no ano de 2011, observa-se que neste nível de preço haveria economicidade na utilização de diversas fontes energéticas além das fósseis mais baratas, como a eólica, biomassa e até a solar. Contudo, assumindo as previsões de consumo futuro, plotando também a energia acumulada a ser demandada entre 2008 e 2020 como se fosse uma demanda inelástica, conclui-se que somente algumas poucas fontes energéticas seriam consumidas, e mais uma vez na maior parte, de origem fóssil.

Ainda da mesma figura 3.14 e da Tabela 3.2, poderia ser estimado o custo de externalidade a ser internalizado, por exemplo, à produção de óleo do Oriente Médio para permitir a priorização de outras fontes não emissoras de GEE. Deste modo encontramos custos a internalizar da ordem de US\$ 48/boe – barril de óleo equivalente, para promover a utilização de energia eólica com prioridade equiparada aos petróleos do Oriente Médio. Os valores passam a US\$ 53/boe no caso da biomassa e US\$ 70/boe para a termossolar. Assumindo que uma tonelada de CO₂ é

gerada quando cerca de 3,15 barris equivalentes de petróleo são queimados, estes custos de internalização em termos de toneladas de CO₂ evitadas pelo uso destas renováveis em detrimento do óleo do Oriente Médio chegam a cerca de US\$ 148/t CO₂ na energia eólica, US\$ 166/t CO₂ na biomassa e US\$ 222/t CO₂ na termosolar. Desnecessário dizer que estes valores extrapolam em muito os valores de custos de redução de CO₂ já citados no ítem 3.2.3, e, portanto a abordagem de livre mercado não favorece a opção de priorização da utilização dos recursos energéticos renováveis, mesmo com a internalização dos custos destas alternativas.

Adicionalmente pode ser investigado se ocorre mudança quanto à prioridade de utilização dos energéticos quando se altera a sua disponibilidade. Recordemos que a curva de oferta e demanda construída na figura 3.14 assume como pressuposto a disponibilidade mínima dos recursos, utilizando somente os valores de 2008 para as reservas provadas (1P). Para esta avaliação complementar, assumindo que a faixa de custo se mantivesse nos mesmos patamares para cada energético, foi plotada a disponibilidade máxima de todos os energéticos. Foi expandida a disponibilidade aos limites que incluem as reservas prováveis e possíveis, chegando ao conceito conhecido como **reserva do último recurso**. Nesta visão, são consideradas todas as estimativas de recursos energéticos disponíveis na natureza, mesmo no caso das renováveis, admitindo que a inovação tecnológica permitisse o aproveitamento pleno deste total. Nesta hipótese, a situação de não preferência em relação aos energéticos não renováveis somente se agrava.

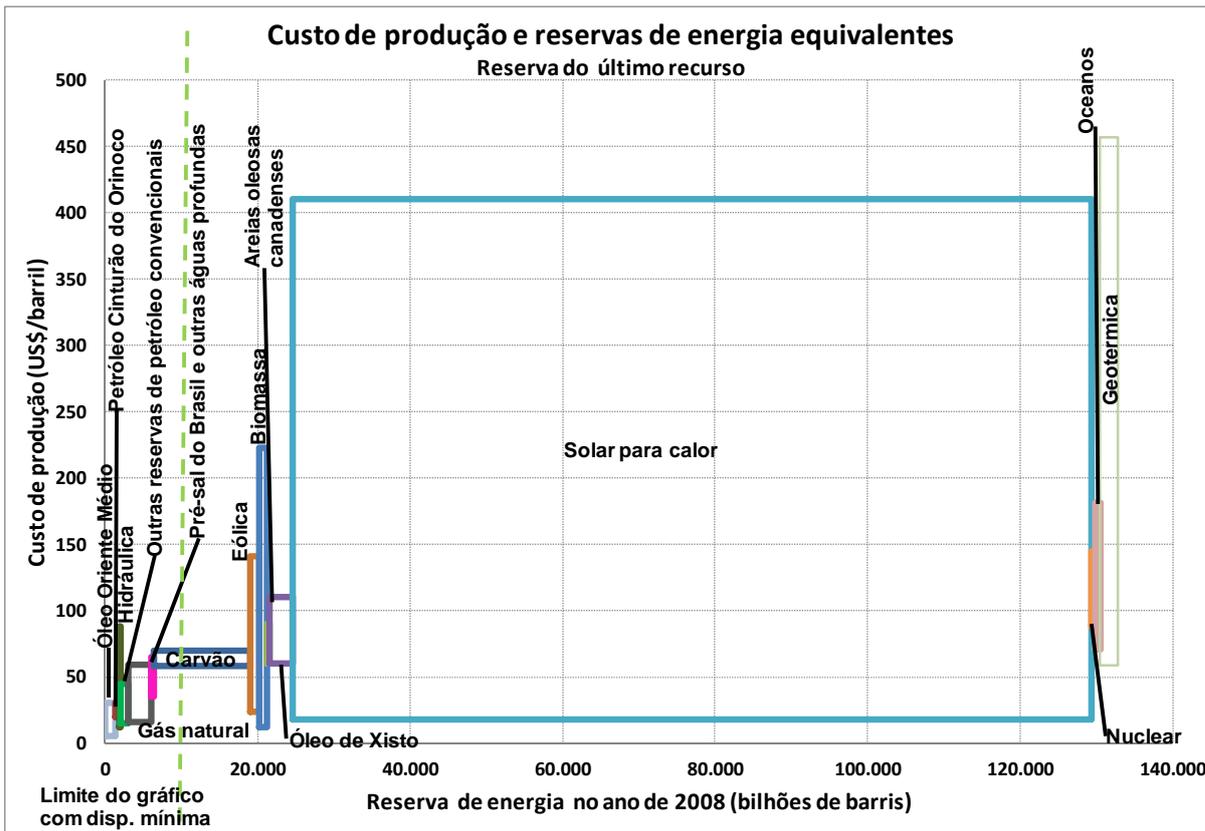


Figura 3.16 – Curva de custos de produção de energéticos com as reservas do último recurso
Fonte: Elaboração própria.

Primeiramente, foi revisado o gráfico da figura 3.11, que implica uma ampliação da extensão dos recursos, expressa pelos limites do eixo das abscissas que aumenta dramaticamente. A dimensão deste aumento pode ser observada pela linha pontilhada vertical que cruza o eixo das reservas, na figura 3.15, próximo do valor de 14.000 bilhões de barris, que é o limite do gráfico com disponibilidade mínima da figura 3.11.

O gráfico da figura 3.16 também apresenta as reservas do último recurso, porém limitado à mesma escala do gráfico da figura 3.11. Mais uma vez podemos concluir que considerados os mesmos custos de produção, qualquer aumento de disponibilidade dos recursos, especialmente não renováveis, posterga a preferência da utilização das energias renováveis. O efeito deste aumento de disponibilidade dos recursos não renováveis também seria expresso numa ampliação do eixo das reservas da figura 3.14, corroborando a conclusão de adiamento ou redução da preferência das renováveis, considerados os mesmos consumos totais previstos.

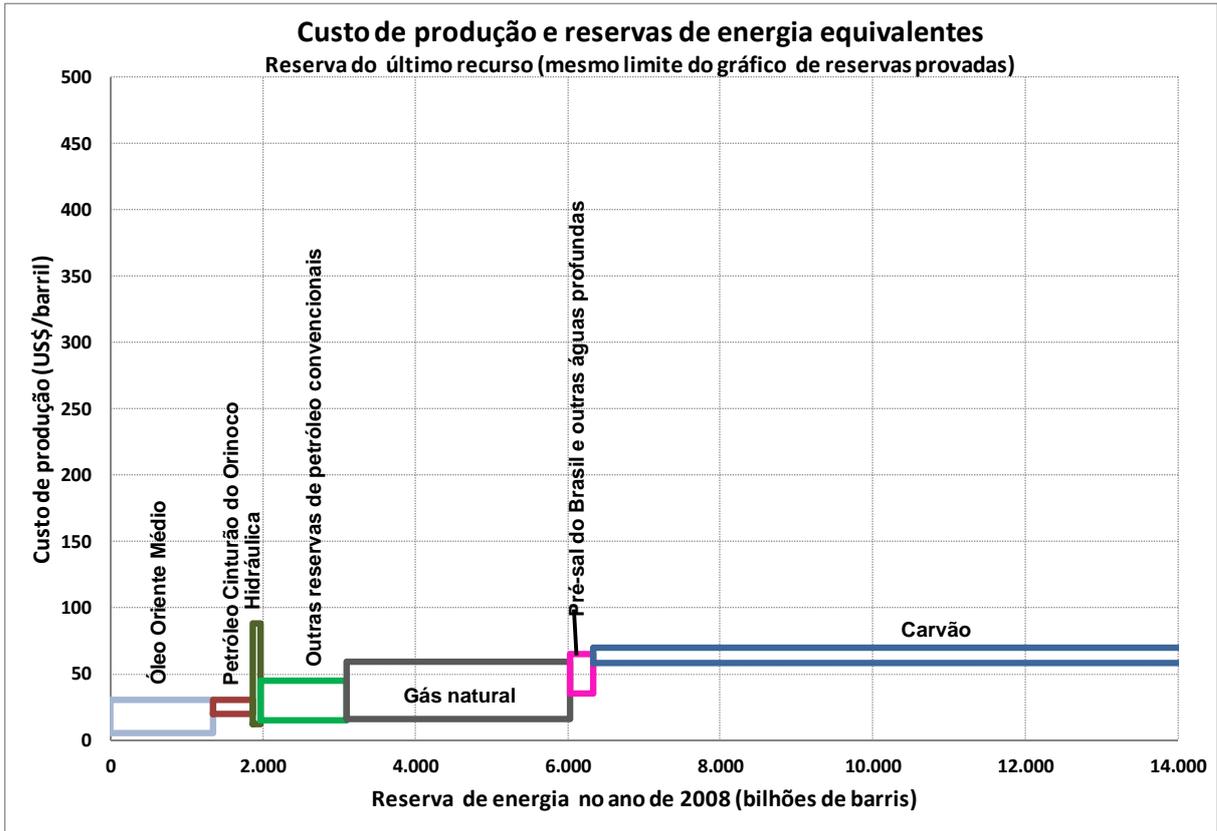


Figura 3.17 – Detalhe da Curva de custos de produção de energéticos com as reservas do último recurso

Fonte: Elaboração própria.

Esta análise demonstra que o equilíbrio oferta e demanda nestes termos desfavorece a aplicação dos energéticos com menores externalidades ambientais. Contudo, algumas das premissas utilizadas nesta análise são passíveis de alguma crítica e merecem um maior detalhamento e revisão. As premissas básicas assumem que os diversos energéticos estariam acessíveis a todo o mercado consumidor de energia no Mundo sendo ofertados pelo seu custo médio. Esta visão universalizada da oferta de energia peca em alguns pontos. Ao utilizar o “custo médio” se despreza a faixa de custos para uma mesma forma de energia, expressa na Tabela 3.1, resumindo a faixa de custo a um único ponto. A faixa de custos já é por si, uma simplificação de uma curva de oferta para cada energético. Exibe-se um exemplo disto no gráfico da figura 3.17, utilizando dados extraídos do mesmo relatório do IPCC (2011), para a geração eólica. Fica claro que existe uma curva de oferta específica variável com o custo de produção e volume de energia disponibilizada. Assim, a potencial disponibilidade de cada energético não deveria ser agregada numa única oferta contínua relativa a um custo médio de produção. Uma visão mais acurada deveria contemplar quantidades de recursos disponíveis

por energético com seus custos de produção compatíveis, provocando um primeiro redesenho do gráfico da figura 3.14.

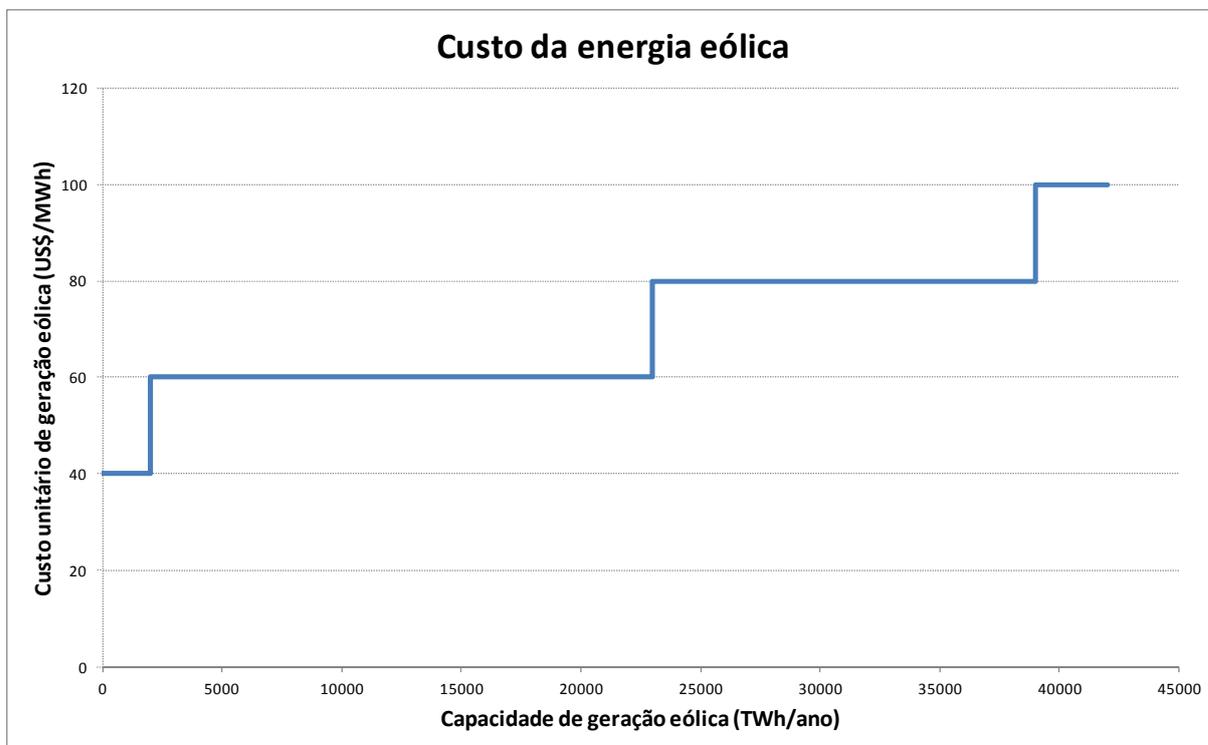


Figura 3.18 – Curva de custos de geração eólica
Fonte: Adaptação de IPCC (2011).

Além disso, a pressuposta acessibilidade global dos energéticos, que incorpora o conceito de energia como uma *commodity* global sem qualquer tipo de interferência de política pública (inclusive de aspectos socioambientais), mais vez uma ignora os aspectos das potencialidades regionais. Para certo tipo de energético específico podem existir características locais que favoreceriam sua disponibilidade a custos competitivos. Exemplos desta feição também foram coletados de mesma fonte (IPCC, 2011). Ressaltando a questão da energia eólica, a figura 3.18 apresenta faixas de variação de capacidade e custo de geração, conforme o ponto do planeta Terra. As figuras 3.19 e 3.20 exibem o mesmo tipo de variação quanto aos biocombustíveis. Alterando-se o ponto de produção no Globo terrestre e a matéria-prima para produção de etanol ou biodiesel, os custos de produção podem ser muitos diversos tanto em termos de custo médio quanto distância entre mínimo e máximo.

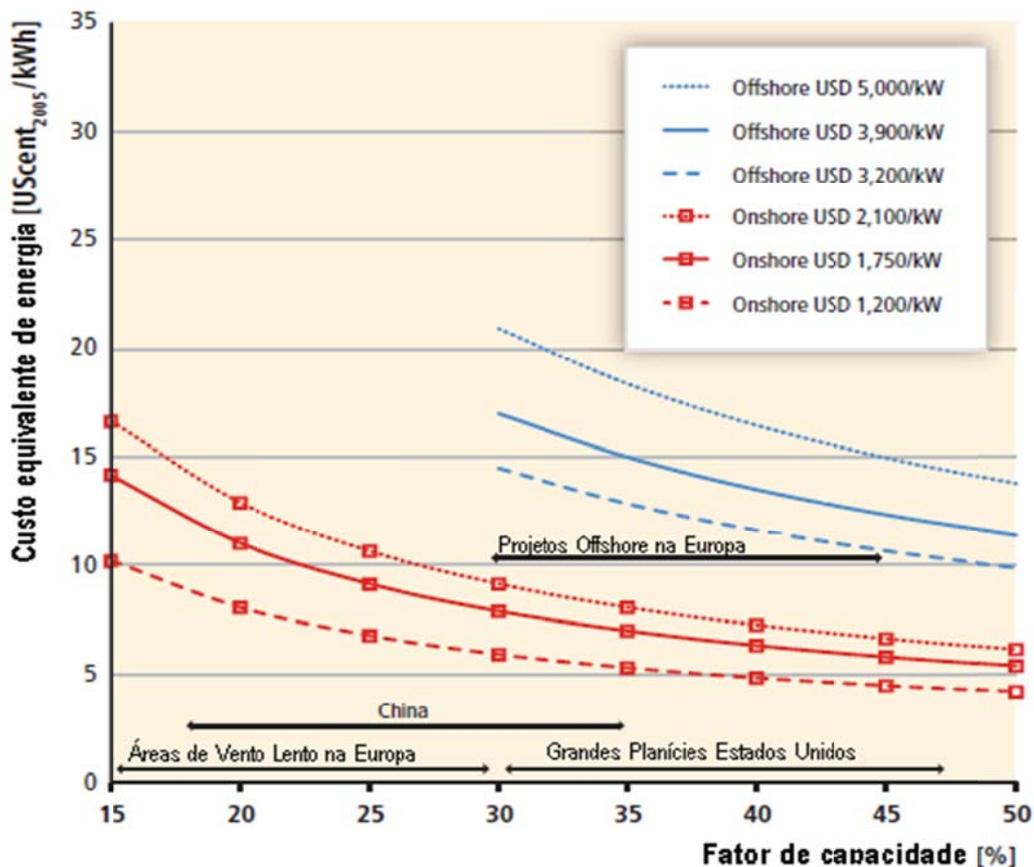


Figura 3.19 – Curva de custos equivalentes de geração eólica variando de acordo com a região do Mundo

Fonte: Adaptação de IPCC (2011).

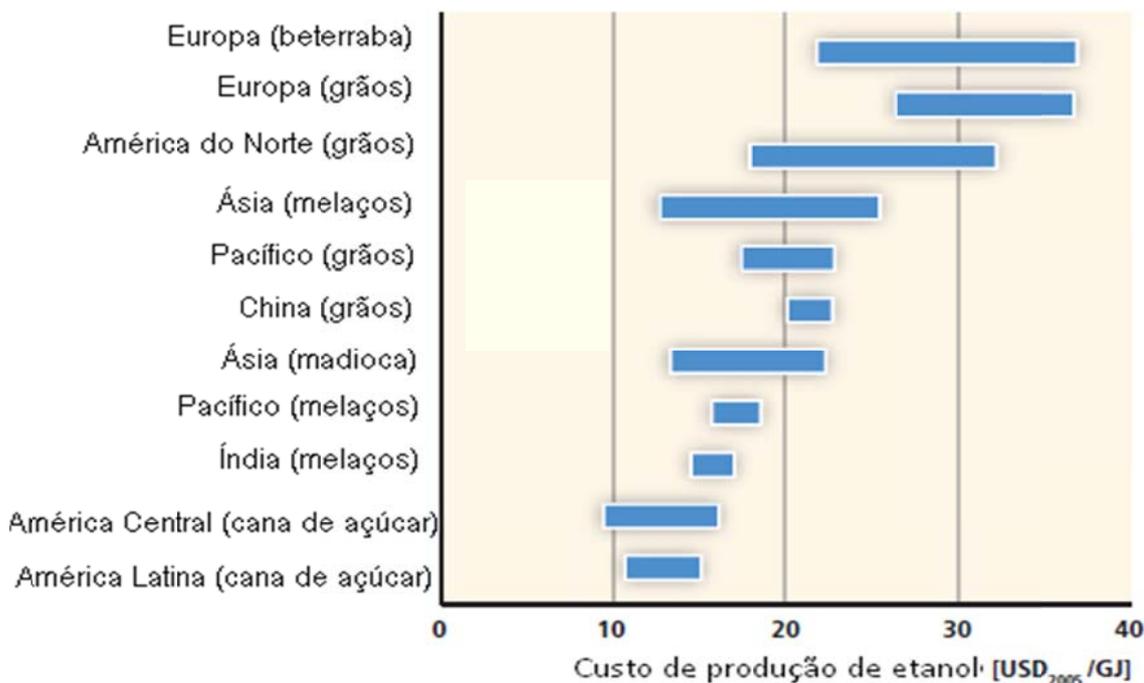


Figura 3.20 – Faixa de custos de produção de etanol variando de acordo com a região do Mundo e origem da matéria prima

Fonte: Adaptação de IPCC (2011).

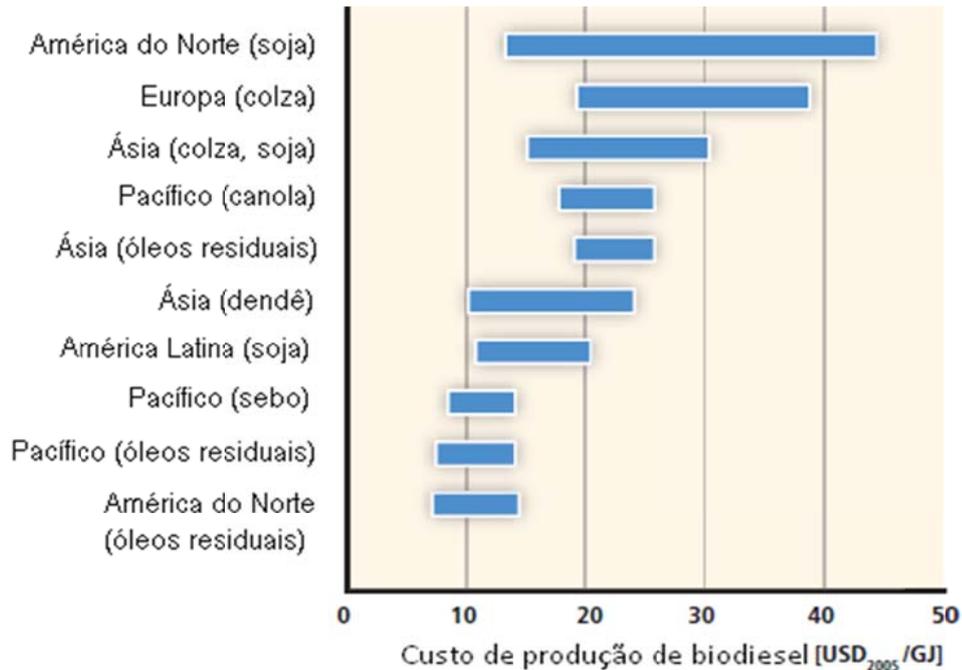


Figura 3.21 – Faixa de custos de produção de biodiesel variando de acordo com a região do Mundo e origem da matéria prima
 Fonte: Adaptação de IPCC (2011).

Estes dois detalhamentos tornam a análise globalizada, senão inválida, no mínimo questionável. A construção de uma curva de oferta de energéticos para avaliação da competitividade e priorização deveria ser regionalizada, contemplando, portanto, as vocações regionais quanto à disponibilidade e custo dos energéticos, bem como a demanda naquela área. A consequência imediata desta conclusão é que a avaliação dos custos de externalidades também deve ser elaborada ao mesmo nível de região. Abre-se neste ponto a possibilidade de internalização regional das externalidades ligadas à energia, porém não deve ser desconsiderada a barreira da captura pela tecnologia instalada. O *lock-in* tecnológico introduz o custo adicional da troca de sistemas e padrões, sem falar da resistência à mudança, à utilização de outro produto, outro energético com outras restrições, forma de acesso e uso. No entanto, a possibilidade de absorção das externalidades em níveis competitivos na dimensão regional pode propiciar a oportunidade de ampliar a sustentabilidade do suprimento energético em prazo mais longo, possibilitando a superação da barreira do *lock-in* tecnológico. Para tanto, existe a necessidade de desvincular os efeitos desejados da utilização da energia da forma efetiva do energético utilizado.

4 ENERGIA COMO SERVIÇO

A proposta deste estudo admite, por princípio, que para contemplar uma visão de sustentabilidade, o fornecimento de energia deveria ser encarado como um serviço. A este serviço seriam agregadas as qualidades ou garantias de que as atuais externalidades oriundas da disponibilização e utilização da energia passariam a ser contempladas e reduzidas ou mitigadas e, desta forma, a sustentabilidade poderia ser alcançada. Devemos, portanto, investigar se o suprimento de energia pode ser enquadrado como serviço e se esta visão expandida, que integraria sustentabilidade, é plausível.

4.1 ENERGIA - VISÃO, UTILIZAÇÃO E CONSEQUÊNCIAS

Já foi citada a dificuldade da compreensão do conceito físico de energia (COELHO, 2007). Consideremos, além deste entendimento, a necessidade de distinção entre o consumo da energia e os seus efeitos. Os benefícios diretos obtidos pelo uso da energia são facilmente valorados. Luz, aquecimento, refrigeração, potência são reconhecidos pelas conveniências que provém como visibilidade, segurança, conforto ambiental, preservação e preparação de alimentos, facilidade de locomoção sem esforço etc. Por estas percepções, a população de forma geral valoriza a utilização de energia, mesmo que esta se caracterize como um bem abstrato e que ainda pode assumir vários papéis conforme a visão institucional aplicada. Estes podem ser descritos como uma necessidade social, um “material” estratégico, um recurso ambiental ou uma *commodity*, sendo assim relacionada respectivamente a bem-estar social, geopolítica, segurança nacional, ecologia e economia (SHELDRIK; MACGILL, 1998).

Este bem multifacetado é ainda invisível para seu consumidor, pelo menos na maior parte das vezes. No caso de uma residência, pode ser considerado que ele é duplamente invisível porque além de não ser visto no momento da utilização, chega aos pontos de consumo por meio de sistemas embutidos nos vãos das paredes e pisos, que normalmente só são acessados em momentos de construção e reforma. Infelizmente, somente se percebe a energia nos momentos de sua falta. A qualidade

da energia ou falta desta propriedade, somente é notada nas consequências de prazo mais longo sobre os equipamentos que a utilizam.

As energias numa residência atualmente não são armazenadas previamente ao consumo, como ocorria com o carvão e a lenha. Quando se estocava carvão e lenha, como qualquer consumível, o acompanhamento do nível de estoque permitia sua reposição à conveniência do residente. A energia atual tem ou deveria ter a garantia de suprimento como uma característica inerente. Este suprimento contínuo torna mais complexo o acompanhamento das quantidades consumidas no tempo. Claro que existe a conta do fornecimento apresentada com frequência regular, normalmente mensal, mas a sua interpretação nem sempre é simples e a atuação para o controle de sua eficiência e correlação com os equipamentos e usos que geram este consumo, exige esforço (BURGESS; NYE, 2008). Atualmente, sistemas de medição em tempo real que permitem uma melhor administração do consumo energético começam a ser disponibilizados. Mas, mesmo assim, a disposição dos proprietários de residências em se valer destes aparelhos e aumentar a eficiência de seu uso ainda é ponto de controvérsia (HARGREAVES; NYE; BURGESS, 2012).

Esta mesma abordagem, a nosso ver, pode ser ampliada para o consumidor de combustíveis automotivos. Diversamente do consumidor residencial, o condutor ainda adquire um estoque em seu tanque de combustível, e o controle do nível deste estoque, visualizado pelo ponteiro do tanque, é que provoca o reabastecimento. As medições entre os instantes de recarga permitem avaliar a eficiência do veículo. Alguns carros já possuem computadores de bordo que calculam automaticamente o consumo ao longo do trajeto. Mas qualquer sistema de controle de consumo exige disciplina e regularidade, e também se deve considerar que, à exceção do marcador de combustível, o consumidor não enxerga a energia, somente observa a conexão da entrada do tanque com a ponta da mangueira da bomba, estando nela a única identificação da energia que está sendo alimentada.

Este aspecto per si caracteriza certo nível de invisibilidade, que pode ser tanto maior quanto mais versátil a tipos de combustíveis o veículo for. No carro chamado flex, o abastecimento em quantidades variáveis dos energéticos permitidos (usualmente gasolina e álcool) produz o mesmo resultado esperado quanto à locomoção. A prática do consumo flexível vem sendo adotada já há muito tempo na indústria, por razões ligadas a continuidade operacional, vantagem competitiva de opção quanto a recursos e econômico-financeiras (KUIATILAKA, 1993). Ocorre

também no próprio negócio de suprimento de energia em rede pelos mesmos motivos da indústria, motivado ainda pela potencial melhor gestão dos riscos de falha de suprimento (MAULDIN, 1997).

Observe-se que em nenhuma das atividades de consumo energético analisadas no parágrafo anterior se fez qualquer menção ou alusão aos resultados ambientais e sociais destes usos, ou seja, às suas externalidades. Ao consumidor residencial, basicamente capturado pela economia de rede, resta pouca ou nenhuma ação quanto à opção da fonte primária que supre seu equipamento. Estas opções, que poderiam tentar atingir as três dimensões da sustentabilidade, ficam a cargo exclusivo do agente regulador e dos executantes por ele controlados, comprometidos por um arcabouço institucional. Tal estrutura, que contempla os serviços de fornecimento de energia oferecidos em sistema de concessão como eletricidade e gás natural, têm estes parâmetros de sustentabilidade explicitados por leis e que podem ser resumidos:

- 1) Segurança de abastecimento pela continuidade dos investimentos de manutenção e expansão da rede;
- 2) Possibilidade de acesso ao consumidor (ou universalização do acesso);
- 3) Modicidade tarifária e
- 4) Qualidade do serviço (incluindo medidas de eficiência).

Este conjunto de parâmetros visa à sustentabilidade quanto às dimensões econômica e social, mas passa ao largo da dimensão ambiental, salvo nos ganhos marginais oriundos das medidas de eficiência.

No caso do consumidor automotivo, que pode escolher a fonte energética, a opção por biocombustíveis aparenta ser aquela ambientalmente correta. Pelo menos no que tange a anulação de emissões de compostos poluentes intrínsecos aos combustíveis de petróleo como enxofre e do acréscimo de emissões de gás carbônico de origem fóssil. Mas mesmo esta última suposição pode não resistir a uma verificação mais rigorosa da cadeia produtiva dos combustíveis oriundos de biomassa, porque diversos estudos questionam a sustentabilidade ambiental do ciclo produtivo do álcool de cana de açúcar (ANDRADE; DINIZ, 2000) e biodiesel (ALVARENGA JR. E YOUNG, 2013). Independente do ambiente, a questão social pode também depreciar criticamente a opção do biocombustível a partir de algumas das práticas vigentes, como as condições de trabalho nas plantações de cana que ainda carecem de melhorias (BRASIL, 2008). Nestas dimensões, mais uma vez

entram em cena outras instituições, como as políticas públicas ambientais e sociais e as agências de controle que seguem suas determinações.

Sob estas premissas, podemos qualificar energia, na ótica do consumidor, como um recurso intangível, muitas vezes indiferenciado, cuja disponibilidade ou indisponibilidade e qualidade é percebida por meio dos serviços que permite que sejam providos. Um conjunto de instituições busca a manutenção de parâmetros, que no entendimento de uma coleção de políticas públicas, são compreendidos como aqueles que atendem às dimensões da sustentabilidade.

Esta conceituação permite que algumas das externalidades acabem por ser internalizadas, à revelia e muitas vezes imperceptivelmente ao consumidor. Um exemplo é o PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, instituído com o objetivo de aumentar a participação dos empreendimentos de geração concebidos com base em fontes eólicas, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas no Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN). O PROINFA visava promover a diversificação da Matriz Energética Brasileira, aumentar a segurança no abastecimento, permitindo também a valorização das potencialidades regionais e locais. O Ministério de Minas e Energia (MME) definiu o valor econômico de cada fonte e coube a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás) a celebração de contratos de compra e venda da energia gerada por estas fontes. Foi estabelecido que o valor pago pela energia elétrica adquirida, além dos custos administrativos, financeiros e encargos tributários incorridos pela Eletrobrás na contratação desses empreendimentos, fossem rateados entre todas as classes de consumidores finais atendidas pelo SIN, com exceção dos consumidores classificados na Subclasse Residencial Baixa Renda (consumo igual ou inferior a 80 kWh/mês). Observemos que o custo da externalidade de utilização de fontes alternativas para geração de energia elétrica foi compulsoriamente distribuído entre todos consumidores, salvo aqueles de baixo consumo, caracterizando também uma forma de internalização de custos sociais. Restou aos consumidores com consumo superior a 80 kWh/mês um preço de energia mais caro, porém cujo efeito final, o serviço obtido da energia, seria o mesmo.

Uma internalização compulsória de custos de externalidades também ocorre na utilização de outras formas de energia, como no caso dos combustíveis automotivos. Consideremos os impostos que incidem sobre os combustíveis automotivos e os veículos que os utilizam no Brasil. Uma variedade de impostos, taxas e contribuições

incidem sobre a utilização de veículos automotores. Estes são aplicados, por exemplo, sobre a simples propriedade como é caso do Imposto sobre Propriedade de Veículos Automotores (IPVA), o Imposto de Importação que recai sobre os combustíveis originários do exterior e Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS). Ainda incide uma série de contribuições sobre o consumo dos combustíveis, como a Contribuição de Intervenção de Domínio Econômico (CIDE), a Contribuição para o Programa de Integração Social do Trabalhador e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS/PASEP) e a Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS). Estas tributações variam de competência federal a municipal e têm vários fatos geradores e propósitos. Cite-se o IPVA, imposto estadual, que tem como fato gerador a propriedade de veículo automotor, cuja natureza é puramente fiscal, ou seja, arrecadação destinada 50% ao governo estadual e 50% ao município de registro do veículo, sem guardar nenhuma relação direta com prestação de qualquer serviço ligado à utilização do veículo ou do combustível. Curiosamente este imposto substituiu a pretérita Taxa Rodoviária Única, destinada especificamente à manutenção das rodovias. De forma contrária, a CIDE, tributo federal é diretamente vinculada a um serviço público indivisível, considerado de interesse específico do contribuinte, qualquer pessoa física ou jurídica que realiza operações de importação e comercialização de combustíveis, como gasolina, diesel, GLP, querosene, óleo combustível e etanol no mercado brasileiro. Seus recursos têm destino exclusivo, como subsídio a preço ou ao transporte daqueles produtos tributados e financiamento de projetos de infraestrutura e transporte, e projetos ambientais relacionados à indústria de óleo e gás. Observe-se que este arcabouço tributário busca internalizar custos sociais e ambientais, tentando distribuí-los de uma maneira que pretende ser mais justa entre os consumidores e impactados pelo uso do combustível. Esta forma torna a incidência dos tributos e aplicação dos recursos complexa o suficiente para que o consumidor não a compreenda ou não perceba seus efeitos diretamente. A estrutura tributária influencia a competitividade entre os combustíveis automotivos, impactando as escolhas dos consumidores, fator que conduz à utilização dos tributos como instrumentos de política energética (CAVALCANTI, 2006). Dentro deste escopo, diversos Estados praticam tarifas diferenciadas de IPVA, favorecendo a escolha dos consumidores pelos veículos a

gás natural, sob a égide de aumento da segurança de suprimento pela diversificação e principalmente redução de emissões atmosféricas poluentes. No entanto, esta assunção pode ser equivocada no longo prazo, quando se examinam as emissões efetivas dos veículos que utilizam combustíveis considerados mais “limpos”. Estudos apresentam resultados em que automóveis a etanol são mais poluentes que seus similares a gasolina (TEIXEIRA; FELTES; SANTANA, 2008) e também na comparação entre gás natural e gasolina (MENDES, 2004).

Nas situações descritas de internalização de externalidades da eletricidade com o PROINFA e das incidências tributárias sobre combustíveis automotivos, pode ser observado que ambas se concentram somente nas externalidades negativas. As eventuais externalidades positivas se perdem ou podem estar sendo absorvidas, provavelmente de forma não equânime por produtores, consumidores, impactados pelo uso de determinada energia, ou talvez até por terceiros. Parece, portanto que estas internalizações podem não ser compatíveis ou consistentes com os objetivos de uma política pública que objetive a sustentabilidade energética.

4.2 O CONCEITO DE SERVIÇO

A definição e diferenciação entre bens/produtos e serviços é tema básico da economia há cerca de 250 anos. Smith (1937) caracterizou a diferença entre ambos, como fruto do trabalho produtivo (produtos) e não-produtivo (serviços). Produtos seriam não-perecíveis, teriam direitos de propriedade bem definidos e seriam transferíveis e, por consequência, negociáveis. Serviços, ao contrário, seriam perecíveis, sem possibilidade de estabelecimento de direitos e, portanto inegociáveis e intransferíveis. Este conceito de “trabalho não-produtivo” se baseava no padrão de agregação de riqueza que Adam Smith (1937) estabeleceu. Ao contrário do que a expressão deixa entender, Smith considerava que os serviços eram necessários ao bem estar social. Ele chegou a discutir a questão, reconhecendo que o trabalho de médicos e advogados seria útil, respeitável e merecedor de altas remunerações, mas não seriam produtivos em termos de contribuição ao valor da produção de uma nação. Contraditoriamente, no entanto, identificou outros serviços como agregadores de valor à riqueza, como dos revendedores e atacadistas, cujo trabalho se propagaria à riqueza, por provocar a melhoria no cultivo e exploração de terras e atividades extrativistas, como mineração e pesca.

Este padrão de trabalho não produtivo, contudo não foi seguido por outros economistas clássicos. Say (1803), que apesar de entender a produção como criação de “utilidade” e não de matéria, introduziu o conceito da materialidade. Para ele, serviços seriam produtos intangíveis e que seriam consumidos no próprio instante da produção. Mill (1996), considerado o propagador da doutrina do utilitarismo, postulou que o trabalho produziria três tipos distintos de utilidades. A primeira seria a produção de objetos (bens / produtos), na qual o trabalho rearranjaria os materiais, tornando-os úteis para os seres humanos. Na segunda utilidade, a parte do trabalho realizada sem geração de produtos físicos se tornaria valiosa porque propiciaria melhora na produtividade da sociedade de forma geral. Estes seriam os serviços. Curiosamente, a terceira utilidade seria a do entretenimento, que, de acordo com Mill, não resultaria em qualquer produto tangível, nem contribuiria para aumentar a produtividade da sociedade. Senior (1863) classificou a distinção pelo que chamou de “o modo que atrai nossa atenção”, sendo produto quando um objeto físico é o que atrai a atenção e serviço quando a atração é o resultado de um ato. Walras (1983), em sua abordagem da **economia pura**, apesar de ter considerado igualmente o valor de produtos e serviços em seu postulado do equilíbrio geral, classificaria os serviços como produtivos e improdutivos em função da durabilidade do produto gerado. Quando fosse transformado em produtos que pudessem ser novamente convertidos em capital, seria considerado produtivo, mas quando o serviço fosse absorvido diretamente pelo consumo, seria classificado como consumível ou não-produtivo. Hicks (1942) classificou a diferença em função da separação entre produção e consumo. No caso de bens e produtos, produção e consumo podem ser distintos no tempo e no espaço, enquanto no caso de serviços, os dois eventos obrigatoriamente são simultâneos e ocorrem no mesmo local. Delaunay e Gadrey (1987) basearam seu conceito de distinção entre produtos e serviços na relação entre produtor e consumidor. Para serviços haveria a obrigatoriedade de interação produtor consumidor e no caso de produtos, o produtor pode desconhecer o consumidor.

Podemos sintetizar este conjunto de abordagens como uma visão que distingue claramente produto e serviço, na qual um produto é um bem tangível, físico, fabricado para ser vendido. Pode haver uma grande disparidade entre local e momento de produção e uso. É passível de ser estocado e ter sua propriedade transferida diversas vezes antes de sua utilização, não havendo necessidade de

produtor e usuário interajam. Serviço, por outro lado, é resultado de uma atividade (trabalho) executada na interação de um provedor com um usuário. A sua agregação de valor é imaterial e simultânea ao momento da criação e sua propriedade se torna exclusiva do usuário, pelo menos por um período de tempo em que os resultados do ato persistirem.

Assumindo esta visão separada de produtos e serviços, caso examinemos os energéticos, a grande maioria dificilmente se enquadraria na condição de serviço. Os combustíveis de maneira geral, quer de biomassa, como lenha, óleo de baleia, gorduras ou álcoois diversos, petróleo e seus derivados, carvão etc apresentam diversas características que os enquadram como produtos, ou conforme já citado, commodities. São produtos físicos, fabricados ou obtidos em locais potencialmente distantes e em tempo anterior ao seu consumo. Por diversas razões, como garantia de suprimento, facilidade logística ou especulação financeira, são estocados, e entre o produtor do objeto físico e o consumidor, existe uma cadeia de agentes que transferem sua propriedade algumas vezes antes de seu efetivo uso. Não podemos olvidar o fato que questões ligadas à forma de uso final criam uma série de compromissos entre produtor e os agentes intermediários, quanto a aspectos de qualidade do bem transferido, tempo de disponibilização, entre outros. Podemos vislumbrar nestes compromissos, uma espécie de interação entre produtor e consumidor que talvez indique uma tênue característica de necessidade de interação produtor usuário, uma das condições básicas da classificação de serviço. É justamente neste aspecto específico em que se realçam sobre dois energéticos a condição de serviço - energia elétrica e gás combustível.

Estes dois energéticos apresentam diversas características que os aproximam de uma classificação de serviço nesta abordagem. Primeiramente, a percepção pelo usuário dos efeitos da utilização destes energéticos ocorre pelo valor e utilidade que proporcionam. O ato de acender uma lâmpada, obter um alimento aquecido ou cozido, água quente etc, são as efetivas utilidades desejadas e percebidas no momento de necessidade. Exatamente como um serviço, são providas instantaneamente, no local e tempo necessários. Também é indistinto ao consumidor, salvo características específicas técnicas dos aparelhos que utilizam os energéticos, o processo de obtenção da utilidade. Por exemplo, na cocção de um alimento num forno a gás, a existência da queima é observada e fica claro, que o calor da combustão do gás é o que promove o cozimento. O mesmo efeito final,

salvo distinções quanto a aspecto e eventualmente apreciação de paladar, se obtém num forno de micro-ondas, mas o efetivo processo que leva à preparação do alimento neste aparelho é desconhecido à maioria dos usuários. O efeito ou valor agregado, tanto pela energia elétrica quanto pelo gás, pode ser reincorporado ao capital, quando adicionam valor a um produto, como quando energia é utilizada numa fábrica. Ou podem ser somente consumíveis, como energia que liga uma televisão doméstica, exatamente dentro da qualificação de Walras para serviços. A utilidade obtida, no caso da feição de consumível, é perecível, dificilmente passível de estocagem e intransferível. Justamente os aspectos de impossibilidade de estoque, inalienabilidade e impermanência demandam um sistema de suprimento que garanta a disponibilização da utilidade no momento preciso, sem o que não há adição de valor. Daí a obrigatória conexão física dos agentes provedores com os consumidores, mais uma característica de serviço, a interface produtor consumidor, mantendo o constante compromisso entre geração e consumo a qualquer tempo de demanda da utilidade.

O sistema de garantia de suprimento destes energéticos envolve diversos aspectos já abordados na evolução histórica, ressaltados aqui para uma análise de quanto suas condicionantes apresentam características de um serviço. Ambos energéticos se adéquam aos princípios da economia de rede (SHAPIRO; VARIAN, 1999) e às condições determinantes de um “monopólio natural” (MILL, 1996). Estes dois aspectos implicam uma série de compromissos e restrições para que a utilidade desejada seja obtida. O usuário final está conectado a um sistema obrigatoriamente padronizado de suprimento e consumo sem o qual não há garantia da disponibilização do serviço, o chamado *lock-in* tecnológico. Esta condição permeia todos os agentes da cadeia de suprimento, requerendo altos investimentos de capital nos processos de geração ou obtenção dos insumos primários, bem como na perene manutenção da capacidade de atendimento às demandas instantâneas, características da categoria de serviços. Estes altos custos tornam a possibilidade de oferta deste tipo de serviço em concorrência livre, pouco eficiente em termos econômicos e potencialmente mais onerosa à sociedade, o que conduziu ao conceito de monopólio natural. Estes diversos fatores exigem uma atuação cooperativa entre os diversos agentes, que, se por um lado, permite manter a padronização necessária e garantir a continuidade do serviço, acentua o processo de captura do cliente pelo sistema, tornando a livre escolha ou substituição, por

vezes, pouco atraente ou até proibitiva. A obrigatória cadeia de agentes, suas interfaces e padrões passam a ser traduzidos em compromissos quanto à qualidade, quantidade, tempo, entre outros, que se buscam garantir por meio das condições contratuais. No caso de fornecimento de energéticos em rede e a especificidade dos ativos necessários, contratos apresentam as vantagens, de prover garantias da compensação dos custos das transações e reduzir a incerteza do negócio para produtor e consumidor. Conforme sejam os papéis dos agentes e as formas de manuseio ou consumo, estas garantias conduzem a modelos de contratação típicos onde as obrigações, custos e penalizações passam a ser específicas. Como exemplo, um grande consumidor industrial assume compromissos quanto à quantidade máxima que pode demandar, pagando uma parcela exclusiva, independentemente do valor consumido, para cobrir os custos da disponibilidade daquele serviço e paga uma tarifa por unidade consumida. Além disso, muitas vezes, assume a obrigação de garantir aos fornecedores da cadeia um consumo mínimo, para propiciar lastro ao sistema de suprimento. Eventuais ultrapassagens ao consumo máximo contratado podem sofrer pesadas penalizações, porque estes excessos podem implicar utilização dos limites de capacidade do sistema e indisponibilidade de suprimento a outros usuários. Por outro lado, os consumidores residenciais usualmente não têm obrigações quanto ao consumo mínimo ou máximo, mas normalmente pagam as maiores tarifas por unidade consumida para compensar esta disponibilidade livre. No caso de energia elétrica e gás natural no Brasil, algumas destas distinções são classificadas em categorias de consumo diferenciado. Para energia elétrica, existem as tarifas diferenciadas, categorizadas em função da qualidade da energia em termos de corrente e tensão e denominadas como azul, amarela e verde. No caso do gás natural, as margens de distribuição são potencialmente diversas conforme o segmento de consumo – industrial, automotivo, comercial e residencial.

Questões ligadas ao aspecto de monopólio natural, e a admissão deste como uma falha de mercado, conduziram à necessidade de um sistema de regulação para coibir abusos. Este é mais um aspecto que aproxima estes energéticos das características de serviços. Desde os primeiros registros, uma das ações usuais dos governos tem sido a regulação dos mercados, como o estabelecimento de padrões sobre produtos, como pesos e medidas básicos para nortear as transações e os preços. O mesmo tipo de regramento se mostrou necessário quanto aos serviços,

uma vez que a intangibilidade, impossibilidade de transferência ou prova de propriedade e a condição de criação instantânea tornavam tênues as relações entre ambas as partes envolvidas. Ao provedor do serviço poderia ser difícil garantir o recebimento do pagamento esperado após a sua execução, ao consumidor não havia garantias quanto a eventuais insatisfações no que tangia a qualidade ou comprovação de atendimento de suas necessidades e para os dois restava ainda, a discussão quanto ao equilíbrio entre o preço pago e a utilidade obtida.

Recordamos aqui, já citado alhures, que a regulação sobre os serviços em rede, como destes energéticos, buscam mitigar a falha de mercado e coibir abusos, garantindo, ainda, modicidade tarifária, continuidade e qualidade no atendimento. Podemos afirmar que, em suma, estas eram as mesmas metas históricas das regulações de outros serviços apresentadas.

Nesta abordagem conceitual podemos considerar que os energéticos distribuídos em rede – gás natural e energia elétrica – guardam diversas características que permitem que sejam encarados como serviços. Assim, de todas as formas de energia apresentadas, parecem ser aqueles que mais se adéquam ao estudo da proposta deste trabalho. Resta analisar que qualidades devem ser agregadas a este serviço de energia, para que contemple a sustentabilidade. Neste ponto, se torna necessária uma investigação em torno do conceito de sustentabilidade e sua relação com o uso da energia.

4.3 O CONCEITO DE SUSTENTABILIDADE

O conceito de sustentabilidade ou o ser sustentável, particularmente no que tange aos negócios e empresas, ainda é abrangido adequadamente pelas definições semânticas dos diversos dicionários, mas as dimensões, nas quais esta condição passou a ser mensurada, mudaram radicalmente nos últimos 30 anos. Podemos afirmar que esta visão ampliada do termo, advém do impacto causado pelo já citado Relatório Brundtland (BRUNDTLAND, 1987) que definiu sustentabilidade como a habilidade da humanidade em garantir o atendimento das necessidades do presente sem comprometer a capacidade das gerações futuras em satisfazer suas próprias necessidades. Outras interpretações desta nova conceituação seguiram, realçando aspectos particulares de diversas disciplinas. Solow (1992), ganhador do prêmio Nobel de Economia, postulou que sustentabilidade sob a ótica econômica seria a

preservação da capacidade produtiva para o futuro previsível. Keichiro Fuwa, professor da Universidade das Nações Unidas, abordou a sustentabilidade biofísica definindo-a como a manutenção da integridade ou melhoria do sistema de suporte de vida da Terra (TESTER *et al.*, 2005). Maurice Strong, que foi secretário-geral da Conferência das Nações Unidas sobre o Ambiente Humano da década de 70, primeiro diretor executivo do Programa de Meio-Ambiente do órgão e participante da Comissão Mundial de Desenvolvimento e Meio-ambiente que redigiu o chamado Relatório Brundtland, afirmou que sustentabilidade, ou desenvolvimento sustentável, envolve um processo de profundas mudanças na ordem política, social, econômica, institucional e tecnológica, que inclui a redefinição das relações entre os países mais e menos desenvolvidos. Para o Banco Mundial (WORLD BANK, 1992), desenvolvimento sustentável significa adotar políticas de desenvolvimento e ambiental com base numa cuidadosa análise econômica de comparação dos custos e benefícios, que permita reforçar a proteção ao meio ambiente e conduza a níveis de bem-estar social, crescentes e perenes.

Por mais que as citações anteriores aparentemente sublinhem a ênfase recente, este juízo de sustentabilidade ligada à preservação dos recursos naturais já vêm sendo manifestado de longa data. No século XVIII, na Alemanha surgiu o uso de *Nachhaltigkeit* (sustentabilidade em alemão) quanto à utilização de recursos florestais (madeira) e a necessidade de intervalos de tempo bem definidos para que a floresta se recuperasse. A questão da utilização dos recursos naturais e sua potencial escassez tem sido tema natural de estudo para os economistas desde o século XVIII, consequência da marcante acumulação de riquezas em algumas nações e acelerada utilização de seus patrimônios autóctones. Deste período em diante datam os trabalhos de pioneiros Smith (1776) e Ricardo (1821) baseados em suas observações sobre os ganhos advindos da agricultura e extrativismo, e também a obra marcante de Thomas Malthus (1798). Ele publicou, em 1798, uma teoria sobre o perigo de uma potencial e iminente fome em massa, devido à incapacidade das terras agrícolas disponíveis em produzir alimentos na taxa necessária para alimentar uma população que crescia em taxas superiores. Já citado antes, Jevons (1866) se preocupava com a potencial transitoriedade da supremacia econômica britânica, baseada na tecnologia que explorava a energia do carvão. Abordou fatores como a explosão de crescimento populacional, eficiência energética (energia obtida por energia cedida), efeitos da aceleração de consumo devido à inovação

tecnológica, taxaço de recursos energéticos, recursos renováveis e como estes impunham limites ao crescimento, conectando estes aspectos a uma possível exaustão das reservas de carvão mineral. Todos estes temas são facilmente encontrados na literatura atual sobre sustentabilidade ou nas tergiversações sobre o fim do petróleo. Hotelling (1931) propôs uma teoria de cálculo da taxa ideal de exploração dos recursos não renováveis, conectando parâmetros da economia, como juros, o estoque dos recursos esgotáveis e seu valor no tempo. Esta regra, que recebeu seu nome, conduz à preservação das reservas, evitando sua exaustão pela elevação do seu preço e conseqüente restrição de seu consumo. A escassez de diversos recursos naturais essenciais em poucas gerações também foi abordada por um famoso relatório de um grupo de economistas do chamado Clube de Roma (MEADOWS *et al.*, 1972). Hartwick (1977, 1978) também abordou a questão da exaustão de recursos naturais, propondo uma solução ao problema ético intergeracional. Demonstrou que o uso das rendas derivadas das atividades de extração mineral no investimento em bens de capital poderia atender às necessidades de desenvolvimento das futuras gerações. Estabeleceu assim outra regra, também batizada com seu nome, na qual estes investimentos implicariam um consumo per capita constante, garantindo uma riqueza futura consistente com a manutenção da renda individual e bem estar social, compensando o futuro da ausência dos recursos previamente consumidos. Esta abordagem, como a de Hotelling (1931), admite a exaustão de recursos naturais e sua substituição por outros ativos. Na mesma época, outras publicações denunciavam os efeitos deletérios da atividade econômica sobre o meio-ambiente (CARSON, 1962; EHRLICH, 1968; LOVELOCK, 1989) e acabaram por trazer à discussão a questão do bem-estar, num contexto de equidade entre os indivíduos de todas as nações e gerações. Esta polêmica lançou a base de criação do atual conceito de sustentabilidade, porém a determinação de sua abrangência e seu pleno estabelecimento ainda é passível de dúvidas e dificuldades.

Para que este valor *sustentabilidade* possa ser agregado ao serviço que se pretende modelar, é necessário delimitar como ele se circunscreve à arena real de atuação de uma empresa. Ou seja, qual feição de sustentabilidade se aplica de modo prático à gestão de negócios, como consubstanciar este conceito em atos mensuráveis e que permitam administrar a vida empresarial para atingir esta meta. De novo, recorreremos ao Relatório Brundtland que expandiu o entendimento do

negócio sustentável para além do mero resultado econômico positivo e reprodutível por diversos ciclos de tempo. Elkington (1994, 1997) discutiu esta questão e lançou uma proposta que parece ter capturado a atenção das grandes corporações, o chamado *Triple bottom line*, traduzido como Tripé da sustentabilidade. Seguindo a abordagem do Relatório Brundtland, definiu que três aspectos – econômico, ambiental e social ou, sob outra forma, lucro, planeta e pessoas (*profit, planet and people*) deveriam ser medidos e o desempenho empresarial equilibrado entre estas três dimensões seria um indicador de sustentabilidade empresarial. Esta metodologia foi absorvida no ambiente de negócios e ganhou diversas versões já citadas como o sistema de relatório do *Global Report Initiative - GRI*, *Dow Jones Sustainability Index*, *FTSE4Good* e outros. Desde então as empresas e pesquisadores tem despendido um razoável esforço na busca do conjunto de indicadores que mais adequadamente permita medir a sustentabilidade mais aderente à realidade de cada negócio (VIEIRA, 2005; CHENG, 2008; VILACA, 2009; INFANTE, 2012; MARCONATTO *et al.*, 2013).

Conclui-se que sustentabilidade, além de um objetivo ainda controverso, pode ser diversa conforme o ramo de atividade econômica, engolfando uma quantidade extensiva de metas subsidiárias para seu alcance. A obtenção da sustentabilidade ampla seria a composição de um somatório de várias contribuições particulares dos agentes dentro seu ramo de atuação. Assim, pode ser sintetizado o conceito de sustentabilidade como a visão ou a expectativa de um conjunto de agentes sobre os resultados de certa atividade. Esta visão influencia e determina a abrangência do que se entende por sustentabilidade e como esta se aplica àquela atividade. Caso compreendamos que os agentes envolvidos em qualquer atividade são perfeitamente descritos no conceito dos *stakeholders* ou interessados numa empresa, podemos inferir uma conceituação ou definição de sustentabilidade para aquele negócio. A compreensão do valor atribuído por estes interessados às dimensões econômica, ambiental e social e sua abrangência temporal e territorial é fundamental para definir ou delimitar seu conceito de sustentabilidade.

A teoria ou conceito dos “*stakeholders*”, ou partes interessadas na empresa, foi lançada num texto sobre gestão estratégica. Nesta definição original, uma parte interessada é “qualquer indivíduo ou grupo de indivíduos que pode impactar ou ser impactado pela realização dos objetivos da organização” (FREEMAN, 1984, tradução nossa). Em suma, este conceito propôs uma redefinição da empresa, a

partir da visão dos diversos envolvidos nos resultados de sua operação. A discussão dos papéis e responsabilidades jurídicas amplas da atuação dos indivíduos em torno da atividade da empresa é muito anterior ao uso da palavra (DODD JR., 1932), enquanto a própria palavra “stakeholder” aparece pela primeira vez num memorando interno do Stanford Research Institute (FREEMAN; REED, 1983). Em seu livro de 1984, Freeman listava os seguintes indivíduos ou grupos, como partes interessadas na corporação:

- Proprietários;
- Gerentes;
- Empregados;
- Fornecedores;
- Clientes;
- Comunidade local.

Desde seu lançamento, a teoria do “stakeholder” tem sido exaustivamente revisitada e discutida quanto à composição, interesses e atuação dos grupos que impactam a corporação (JONES; FELPS; BIGLEY, 2007; DONALDSON; PRESTON, 1995). Alguns trabalhos recentes ampliaram a lista original de Freeman, coerentemente com as mudanças conjunturais do ambiente de negócio:

- Os meios de comunicação;
- O público em geral;
- Sócios e parceiros de negócios;
- Gerações futuras;
- Gerações passadas (fundadores das organizações);
- Acadêmicos;
- ONGs ou ativistas – individualmente considerados, como representantes de partes interessadas ;
- Representantes de partes interessadas tais como sindicatos ou associações comerciais de fornecedores ou distribuidores ;
- Financiadores e investidores que não sejam os acionistas (credores, obrigacionistas);
- Governo, reguladores, formuladores de políticas (FRIEDMAN; MILES, 2006).

Mesmo nesta abordagem, a inclusão da sustentabilidade ampla no resultado dos negócios pode significar na consideração de uma quantidade imensa de variáveis para contemplar os interesses destes diversos atores.

4.4 O SERVIÇO EXPANDIDO PARA CONTEMPLAR SUSTENTABILIDADE

A relevância da questão ambiental, a pressão da opinião pública e dos mercados consumidores do final da década de 90, já citada anteriormente, provocou uma reação dos negócios tradicionalmente orientados à venda de produtos, mas sem maior compromisso com as consequências desta produção e seu uso. Para lidar com um mercado em mudança, que começava a rejeitar produtos não comprometidos com os interesses diversificados de seus consumidores, foi criado o conceito do sistema de produto-serviço (*product-services system* - PSS). Trata-se de uma estratégia competitiva integrando produtos e serviços, orientada a serviço e sustentabilidade ambiental, buscando diferenciação dos concorrentes que simplesmente ofereciam produtos com preços mais baixos. Incorpora assim, o reconhecimento que serviços combinados com produtos poderiam abrir um novo caminho para lucros e crescimento, atendendo de modo mais abrangente as demandas dos interessados.

A proposta de integração de produtos e serviços foi criada na Europa em finais da década de 1990 (GOEDKOOOP *et al.*, 1999) e consiste em uma mistura de produtos tangíveis e serviços intangíveis projetados e combinados para que, em conjunto, sejam capazes de satisfazer as necessidades do cliente final. Mont (2002) postula que se trata de um sistema de produtos e serviços integrados para promover a redução do impacto ambiental por meio de cenários alternativos de uso do produto. A maioria dos autores considera o PSS simplesmente uma proposta competitiva para satisfazer a demanda ambiental do consumidor. Alguns outros, afirmam que o PSS extrapola esta visão simplista e busca a sustentabilidade pelo equilíbrio das preocupações econômica, ambiental e social na consecução do negócio (BEUREN; GOMES FERREIRA; MIGUEL, 2013).

Este conceito já vinha sendo aplicado em diversos negócios:

- lavanderias que utilizavam menos água;

- indústrias químicas que, ao invés de vender os produtos químicos, passaram a prover serviços e se responsabilizar pelos resultados de sua utilização, sua reciclagem e redução de consumo;
- fabricantes de impressoras e fotocopiadoras que garantiam a reciclagem de partes substituíveis como cartuchos;
- empresas de eletrodomésticos que passaram a vender os efeitos do uso e não o equipamento em si (MONT, 2000).

Nesta abordagem se vislumbram benefícios que contemplariam os diversos envolvidos e impactados por estas atividades de negócios. O consumidor passaria a perceber um serviço flexível e personalizado, que busca a melhoria contínua destes produtos e serviços pela inclusão de seus critérios de qualidade para garantir sua satisfação continuada. O fornecedor passaria a monitorar a utilização de seus produtos, aumentando seu conhecimento sobre as preferências do mercado, surgindo assim oportunidades de inovação, como a agregação de serviços, modificações de desenho, reciclagem ou redução de uso de materiais etc. Este processo propiciaria redução de custos e de consumo de recursos, realinhamento do que estaria sendo ofertado e maior longevidade do negócio porque esta adaptação dinâmica às necessidades passaria a angariar a confiança e lealdade do consumidor. O atendimento das demandas deste consumidor mais exigente e consciente conduziria a benefícios ao meio ambiente e à sociedade. Uma visão de maior responsabilização do fornecedor, no chamado ciclo de vida destes produtos e serviços, incentivaria a reutilização, reciclagem e redução da geração de resíduos. O próprio movimento de “servitização” abriria uma nova oferta de posições de trabalho onde ao invés da comercialização do produto, a funcionalidade e o valor agregado pelo conjunto produto-serviço prepondera. Este conceito tem se tornado tão relevante que a descrição de metodologias para seu desenvolvimento são cada vez mais comuns na literatura (TRAN; PARK, 2014).

No negócio de energia, esta dualidade produto e serviço já havia sido contemplada, com abordagens como o gerenciamento da demanda, em inglês *demand-side management* (DSM), conceito introduzido após a crise de petróleo de 1972. Este termo pretendia descrever as medidas tomadas por parte das empresas fornecedoras de eletricidade para orientar os consumidores finais na forma que adquiriam e usavam energia elétrica. Estas medidas foram projetadas para influenciar o comportamento do lado da "procura", buscando uma maior eficiência

energética do conjunto oferta e demanda (WARREN, 2014). Este conceito propunha uma mudança no escopo de atuação do fornecedor de eletricidade, que passaria a vender o serviço de utilização eficiente de energia e iluminação, que incluía informação e educação. Venderia eficiência energética, cobrando um valor, ainda que reduzido, pela energia não utilizada, numa solução positiva para ambos os lados, fornecedor e consumidor. O uso eficiente e a consequente redução da taxa de crescimento do consumo reduzia ou adiava no longo prazo, a necessidade de construção de novas usinas, a utilização de recursos naturais e financeiros, prolongando a vida útil dos ativos instalados e postergando a necessidade de investimentos. O principal problema com esta abordagem no caso da eletricidade é que os regimes regulatórios e institucionais vigentes muitas vezes estão configurados de um modo que não favorece sua aplicação. As regulações sobre energia são geralmente baseadas em volume de consumo e preço unitário. Medidas de efficientização provocam redução das receitas advindas da regulação e somente seriam passíveis de sucesso com a possibilidade de obtenção de receitas maiores ou no mínimo constantes com a venda de quantidades menores, o que significaria preços unitários mais elevados. Apesar destas questões, diversas empresas de eletricidade e gás já ofereceram “pacotes de serviços”, agregando a energia necessária, a eficiência energética e a garantia de consecução das funções requeridas. Nestes pacotes, o consumidor pagava um preço ou uma tarifa que independia em parte da quantidade de energia (MONT, 2000). Esta prática foi adotada em diversos países (WARREN, 2014), inclusive como política pública (ZENG *et al.*, 2013) e tem permitido um melhor planejamento na introdução de energias renováveis (PAULUS; BORGGREFE, 2011), alcance de metas de redução de impacto ambiental (BERGAENTZLÉ *et al.*, 2014) e até na internalização de custos externos (SHEEN, 2005). Outra consequência da DSM foi a criação nos Estados Unidos das ESCOs (*Energy Service Company*), companhias de serviços de energia. Estas empresas oferecem um pacote de serviços que inclui o fornecimento de recursos energéticos, identificação e seleção de medidas que aumentam a eficiência energética, bem como a instalação, operação e manutenção dos equipamentos que consomem e recuperam energia. Neste modelo, fornecem não a energia em si, mas o serviço de gestão do uso da energia, por meio de um contrato de desempenho que garante a cobertura dos custos de transação de consumidor e

fornecedor cobrando uma tarifa que depende da eficiência da utilização (LARSEN; GOLDMAN; SATCHWELL, 2012).

Outro exemplo de sistema produto e serviço que engloba a utilização de energia é o compartilhamento de veículos. Este modelo de negócio foi concebido originalmente para permitir aos usuários a disponibilidade de uma frota com diversos modelos e suas várias aplicações, sem necessidade de um grande investimento inicial individual e os consequentes custos de manutenção. Pequenos negócios poderiam dispor de uma frota de carga com capacidades compatíveis a cada demanda de transporte e usuários particulares poderiam optar pelo veículo mais adequado à sua necessidade de deslocamento do período, como um carro compacto para a cidade, um sedan familiar, um utilitário para uma viagem com bagagens ou um modelo para transporte de grupos maiores de pessoas (KENT; DOWLING, 2013). Há alguns anos, o compartilhamento vem sendo utilizado também para automóveis elétricos, sendo que sua motivação contempla os mesmos pontos citados anteriormente acrescidos de outros mais relevantes, neste caso. O custo relativamente maior do carro elétrico comparado ao movido a combustível, a menor autonomia relativa (< 200 km), menor apelo de marketing e status (carros menores, com menos atrativos, menor capacidade de carga e valor de revenda reduzido) tornam este modelo de negócio alternativo mais interessante na opção de mobilidade elétrica. Preponderantemente, este serviço tem sido oferecido pelos próprios fabricantes do veículo elétrico, para testar a tecnologia e verificar a aceitação do produto, contando com apoio e eventual participação, por meio de investimento ou isenções fiscais, dos governos locais. Estes últimos vislumbram nesta opção, ganhos com redução de poluição, menos congestionamentos e melhor aproveitamento do espaço urbano, pela diminuição de necessidade de áreas de estacionamento, visto que há necessidade de locais pré-definidos para recarga (KLEY; LERCH; DALLINGER, 2011). Além da oferta do serviço de mobilidade pelo compartilhamento de veículos, no caso do carro elétrico, alguns fabricantes vendem o automóvel com um serviço incluso de troca e recarga da bateria. A troca da bateria descarregada por outra, com carga plena, em estações apropriadas espalhadas pela região de percurso previsto, reduz o tempo aparente de carga, emulando o tempo de abastecimento e a conveniência usual do veículo a combustível (DENSING; TURTON; BÄUML, 2012; YANG *et al.*, 2014). Explicitamente ou não, estas modelagens de negócio passam a tratar energia como parte integrante do serviço de

mobilidade e conforme o desenho, o papel do fornecedor de energia pode ser considerado de menor importância e facilmente assumido pelo fabricante do veículo (SCHWEDES; KETTNER; TIEDTKE, 2013).

Conclui-se que o conceito produto-serviço foi criado originalmente para contemplar uma visão de sustentabilidade, a partir da expectativa de redução de impacto ambiental dos consumidores. Esta conceituação tem sido expandida para atender uma compreensão mais ampla de sustentabilidade, sob a ótica de todos os envolvidos e impactados, os chamados “stakeholders” e esta abordagem vêm sendo aplicada também para energia. Koga e Kaminishi (2013) propuseram a utilização do conceito produto-serviço em conjunto com as visões e expectativas dos *stakeholders* para modelar um novo desenho do sistema elétrico do Japão, de forma a propiciar maior sustentabilidade. Este modelo procura garantir o atendimento da demanda elétrica, considerando investimentos no lado da oferta e da demanda como a introdução de energias renováveis, sistemas de armazenamento e iluminação mais eficiente entre outros.

5 ANÁLISE COMPARATIVA ENERGIA COMO PRODUTO OU SERVIÇO E A SUSTENTABILIDADE

Uma vez tendo delimitado o que pode ser entendido ou enquadrado como serviço e analisado o que pode ser entendido como sustentabilidade, é necessário analisar a possibilidade da conjugação de características a um serviço que possa contemplar sustentabilidade conforme as visões dos diversos envolvidos (*stakeholders*).

Numa tentativa de simplificar e reduzir estas dimensões, podemos agrupar estes representantes em grupos de interesse similar. Assim, propomos a seguinte taxonomia:

- Grupo Executante – composto pelos Gerentes e Empregados;
- Grupo Investidor – composto pelos Proprietários, Gerações passadas (fundadores das organizações), Sócios, Acionistas, Parceiros de negócios, Financiadores, Credores e Obrigacionistas;
- Grupo Utilizador – composto pelos Clientes, Consumidores, Fornecedores, Compradores, Distribuidores e Usuários;
- Grupo Recebedor ou Percebedor – composto pelos Comunidade local, Meios de comunicação, Gerações futuras, Acadêmicos, ONGs, ativistas, sindicatos, Governos, reguladores, formuladores de políticas, público e a sociedade em geral.

Nesta classificação podemos inferir que grupo Investidor terá seus interesses expressos prioritariamente pelos resultados econômico-financeiros e secundariamente pelas variáveis que possam impactá-los. O Grupo Utilizador terá seus interesses expressos nas variáveis ligadas a preço, volume de oferta, qualidade e confiabilidade de produto / serviço e seu suprimento e eventualmente nos parâmetros que indiquem decréscimo nestas garantias. O Grupo Recebedor / Receptor tenderá a valorar as variáveis conectadas aos efeitos secundários ou externos do resultado do negócio, como arrecadação de tributos, efeitos poluentes e sobre a saúde, geração de empregos, consumo de recursos naturais etc. Já o Grupo Executante é o que mais congrega variáveis, uma vez que precisa contemplar as demandas do Utilizador para garantir o fluxo financeiro que mantém a cadeia de

negócio, atendendo aos requisitos impostos pelo Grupo Investidor e respeitando as restrições e normas do Grupo Receptor / Receptor.

Podemos postular que uma medição de sustentabilidade que considere o conjunto de interesses dos diversos grupos seria de grande interesse do Grupo Executante porque este grupo é o responsável pelo direcionamento do negócio. A inclusão ou internalização das expectativas na medição de resultado econômico-financeiro poderia proporcionar maior sustentabilidade no longo prazo. Não podemos esquecer que a atuação regulatória dos Governos eventualmente procura contemplar a expectativa de sustentabilidade do Grupo Receptor, incorporando algumas das variáveis externas ao resultado econômico-financeiro, por meio de taxações e subsídios. Porém nem sempre estas medidas alcançam este objetivo.

5.1 ENERGIA COMO PRODUTO E A SUSTENTABILIDADE

A partir deste ponto e utilizando as variáveis definidas nos capítulos anteriores, se passa a elaborar uma análise comparativa de possibilidades de incorporação de sustentabilidade para energia, como produto ou como serviço. À luz das considerações apresentadas no marco teórico e da disponibilidade de dados, será focado o caso do sistema elétrico brasileiro.

5.1.1 A Incorporação de Parâmetros de Sustentabilidade à Energia como Produto – Exemplo da Energia Elétrica no Brasil

5.1.1.1 Breve Histórico do Sistema Elétrico Brasileiro

O sistema elétrico brasileiro teve seus primórdios em investimentos privados descentralizados espalhados por regiões do País com maior renda, na segunda metade do século XIX. Baseada na tecnologia de geração hidrelétrica, diversas concessões de aproveitamento de quedas d'água foram instaladas, atendendo em sua grande maioria, sistemas de iluminação pública. Neste período inicial, a participação do Estado se limitava a ações mínimas, no que tangia à concessão do uso dos recursos hídricos e regulação dos serviços de iluminação. A energia elétrica continuou a ser a cada vez mais adotada, havendo expansão de sua utilização aos transportes públicos, como bondes, e indústrias, com a instalação de usinas

geradoras hidrelétricas específicas. Este crescimento de demanda incentivou a criação de empresas concessionárias dos serviços de iluminação e transporte público para atendimento de grandes cidades, como Rio de Janeiro e São Paulo, constituídas por capital estrangeiro privado. Em 40 anos, a partir de 1880, foram criadas cerca de 800 empresas de energia elétrica no Brasil, que instalaram cerca de 800 usinas até 1930 e se espalharam pelo País, conseguindo concessões de iluminação e bondes em diversas outras regiões. A eletricidade rapidamente se tornou a energia motriz da indústria nacional, que florescia na década de 20, impulsionada pelos excedentes monetários gerados pelo setor agrícola e a restrição aos manufaturados importados devida a Primeira Grande Guerra. Fortemente dependente da força hídrica, recurso natural de uso concedido, o aumento de seu uso provocou reação do Estado. A partir do início do século XX, surgem legislações que visam disciplinar e regulamentar a utilização destes recursos e concessões de serviços. A constituição de 1891 estabeleceu que as concessões dos serviços de distribuição de eletricidade cabiam às prefeituras e o aproveitamento das águas aos governos estaduais e poucas leis e decretos estabeleceram algumas regras adicionais. Em 1907 foi organizado o primeiro projeto para um Código de Águas e em 1920 foi criado o primeiro órgão oficial ligado à política energética a Comissão Federal de Forças Hidráulicas, no entanto estas iniciativas não tiveram efetividade. O advento do Estado Novo em 1930, com seu cunho nacionalista, provocou a retomada das discussões em torno do Código das Águas, que se tornou decreto lei somente em 1934. Esta versão consolidou o papel intervencionista do Estado, ainda não como investidor, mas de decisor e controlador do sistema elétrico. Novas concessões passariam a ser outorgadas somente a empresas nacionais e aquelas em poder de estrangeiros, consideradas essenciais, reverteriam ao final do período de concessão para o controle de brasileiros (MARTINS, 2009).

A outorga das concessões sobre os recursos hídricos passou a ser de responsabilidade do Governo Federal e legislações complementares criaram órgãos de controle e fiscalização do uso das águas e geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. O aumento do controle do Estado sobre o sistema elétrico reduziu o interesse do investidor e acabou por provocar crises de abastecimento. A opção para aumentar a capacidade do sistema foi o estabelecimento de planos nacionais de desenvolvimento, como o Plano SALTE (Saúde, Alimentação, Transporte e Energia) que contava com o financiamento do Estado de parte dos investimentos

necessários ao atendimento da demanda. Entre 1952 e 1961, o Estado assume também o papel de investidor, com cerca de metade dos empreendimentos de aumento de capacidade tendo sido financiada com recursos públicos via Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE), atual Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) (MARTINS, 2009).

Neste processo, paulatinamente, o Estado expande sua atuação passando a assumir também o papel de executante no sistema elétrico do País. Ações subsequentes dos governos federais entre 1962 e 1985 passaram à sua responsabilidade o desenvolvimento do sistema elétrico por meio de empresas estatais específicas (SILVA, 2011). Sob a coordenação da Eletrobrás, foi feita a interligação da maioria do sistema elétrico nacional em 1973. E o planejamento da expansão deste sistema no longo prazo, passou a ser unificado, divulgado por meio de planos como o chamado “Plano 90”, e suas revisões, “Plano 95”, “Plano 2000” e “Plano 2010”, que marcaram esta mudança da atuação governamental. Este período se caracterizou pela espetacular expansão da capacidade de geração que aumentou 736% entre 1962 e 1989 (MARTINS, 2009), passando o País a aproveitar ainda mais o seu significativo potencial hidrelétrico (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2007), sendo um dos países da América Latina que o melhor tem aproveitado (RUBIO; TAFUNELL, 2013).

Contudo, o Plano 2010 (ELETROBRÁS, 1987) previa a continuidade e expansão da exploração destes recursos energéticos, considerando a hidreletricidade ainda como a principal fonte de suprimento. Este plano não foi seguido devido à conjuntura econômica e mudanças na participação da sociedade quanto a estas decisões. O aspecto de investimentos foi analisado pela Comissão do Senado Federal que investigou a crise de abastecimento de energia elétrica, que ocorreu no País entre 2000 e 2002. Segundo o relatório desta comissão, fatores ligados à crise da dívida externa e dificuldades no balanço de pagamentos nacional, levaram à falta de recursos financeiros que interrompeu os investimentos governamentais no setor:

Os investimentos majoritariamente públicos, que, no período de 1980 a 1989, eram sempre superiores a US\$ 10 bilhões por ano, tendo chegado a US\$ 15,1 bilhões e US\$ 15,4 bilhões em 1982 e 1987, respectivamente, caíram para uma média de US\$ 6,5 bilhões por ano entre 1990 e 1999, tendo descido a US\$ 4,3 bilhões e US\$ 4,7 bilhões em 1995 e 1996, respectivamente (SENADO FEDERAL, 2012).

Ocorreu também o agravamento geral do equilíbrio de contas do setor elétrico, com inadimplência de pagamentos das distribuidoras junto às geradoras. Este cenário de desequilíbrio de contas, ausência de investimento e crise de abastecimento, foi interpretado como sinal do esgotamento do modelo do Estado executante. Foi elaborado um Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro em meados da década de 1990, que contemplava as mudanças institucionais necessárias à implantação de um novo modelo para o setor. Este projeto pretendia voltar a assegurar a oferta de energia ao País de forma eficiente, reduzindo o comprometimento de capitais estatais pelo estímulo ao investimento privado e pela competição. Para tanto propunha a instituição de um mercado de livre concorrência de energia, separando as atividades do setor elétrico em geração, transmissão, distribuição e comercialização, cabendo ao Estado os papéis de orientador, coordenador e regulador do setor. Foi criado o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), pela Lei nº. 9.478, de 6 de agosto de 1997, com diversas atribuições, destacando-se assegurar o suprimento energético ao País (BRASIL, 1997). No ano seguinte, foi instituído o Mercado Atacadista de Energia (MAE), para propiciar a livre negociação de energia elétrica, por meio de contratos bilaterais de longo e de curto prazo, dentro dos limites dos sistemas interligados. Agências e órgãos criados no passado, mas que tiveram sua atuação praticamente absorvida pela execução direta estatal, como o Departamento de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) e o Grupo Coordenador para a Operação Interligada (GCOI), que havia sido criado em 1973 sob a coordenação da Eletrobrás, foram revigorados, tornando-se respectivamente Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). A ANEEL se tornou a agência responsável pela regulação e fiscalização da geração, distribuição e comercialização de energia, assumindo as funções anteriormente atribuídas ao DNAEE, que as havia recebido do Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE), criado em 1939. Este organismo tinha por objetivos regulamentar o Código de Águas, analisar e organizar a execução das interligações entre sistemas isolados e manter o governo informado sobre as questões do setor (SILVA, 2011).

Já o ONS, entidade de direito privado sem fins lucrativos, assumiu a função de gestão, coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), substituindo o GCOI. O SIN é um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância

de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários, possuindo tamanho e características que permitem considerá-lo único no Mundo. É constituído pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte, onde existem pequenos sistemas isolados, que corresponderiam, de acordo o planejado para janeiro de 2014, a menos de 1% da demanda de energia nacional (GRUPO TÉCNICO OPERACIONAL DA REGIÃO NORTE, 2013a). Observa-se que nestes movimentos procurava-se resgatar, tanto a forma de atuação governamental reguladora anterior, já prevista no Código de Águas, como a assunção da função de coordenação, que havia sido criada no âmbito da atuação estatal executante. Esta sequência de modificações implantadas visava garantir a segurança de suprimento de energia elétrica, a modicidade tarifária e a inserção social pela universalização de atendimento (SILVA, 2011).

Para garantir o alcance destes objetivos e consolidar o setor, ajustes complementares foram propostos no documento do Ministério de Minas e Energia (MME) intitulado **Modelo Institucional do Setor Elétrico** de 2003. Este documento propunha a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), instituição técnica com a função de efetuar o planejamento energético e substituir o MAE pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), com funções ampliadas. Também sugeria a criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), com a função de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional. Com isto, pretendia centralizar as decisões de planejamento e o controle no Governo, ao mesmo tempo em que garantia o preceito de livre concorrência nos mercados de geração e comercialização e a regulação nos segmentos de transmissão e distribuição, compreendidos como atividades de âmbito de monopólio natural (SILVA, 2011).

5.1.1.2 Análise da Evolução do Sistema Elétrico Brasileiro sob a Ótica Produto e Serviço

Considerando o histórico descrito e a análise de produto e serviços e sustentabilidade desenvolvida, podemos classificar a evolução do sistema elétrico em quatro períodos distintos:

- a) Dos primórdios até 1930 – Este período foi caracterizado pela implantação de sistemas isolados de energia elétrica, a partir de iniciativa privada,

baseados no aproveitamento do potencial hidráulico local. A eletricidade foi encarada como mais uma atividade comercial e o Estado regulava o serviço de distribuição de forma similar a outros. A maior preocupação da legislação se concentrou na competição da utilização dos recursos hídricos entre geração de eletricidade e a agropecuária. Não havia nenhum tipo de taxaço específica, nem controle ou parametrização quanto a preços ou tarifas, sendo estes livres e determinados pelos concessionários e somente eram aplicados os impostos vigentes, usuais a qualquer atividade comercial. Em verdade, a energia tinha seus preços determinados de forma monopolística. Para garantir a rentabilidade dos investimentos feitos por empresas de capital estrangeiro, as tarifas dos contratos iniciais de concessão eram definidas parcialmente em papel moeda e em ouro. Nesta cláusula, conhecida como cláusula-ouro, parte da tarifa era automaticamente atualizada pelo câmbio médio mensal. Podemos postular que neste período, energia elétrica era tratada como mais um produto qualquer, disponível somente quando um empreendedor vislumbrava uma oportunidade de atingir um mercado e realizava os investimentos necessários. Apesar de já ser chamada de **serviço concedido** ainda não havia efetivamente a visão de serviço, como discutida nos capítulos anteriores. A preocupação com a sustentabilidade praticamente não era contemplada, porque na própria dimensão econômica somente havia intenção de garantir o retorno dos investimentos efetuados, sem nenhuma visão de continuidade ou expansão (MARTINS, 2009).

b) De 1930 até 1962 – Determina o final do período anterior e marca o início deste, o Decreto n°. 23.501, de 27 de novembro de 1933, denominado decreto “Osvaldo Aranha” revogando a cláusula-ouro (BRASIL, 1933). A dependência da industrialização quanto à energia elétrica despertou a consciência do Estado para a importância vital da eletricidade ao desenvolvimento nacional. O Código de Águas de 1934 foi mais um indicativo da mudança de postura e nos anos seguintes, o investimento estatal aumenta, visando ampliar a disponibilidade do serviço a todos os cidadãos e atividades. A Constituição de 1946 instituiu o primeiro imposto específico para eletricidade, o Imposto Único, de competência privativa da União. Esta taxaço somente entra em vigor junto com a criação do Fundo

Federal de Eletrificação de 1954, que pretendia prover e financiar instalações de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica, assim como o desenvolvimento da indústria de material elétrico. Crises de desabastecimento e racionamentos realçam a mudança de visão, energia elétrica passa de produto comercial a serviço essencial, comparável a suprimento de água, como ocorrera no Reino Unido nas últimas décadas do século XIX. A dependência da iniciativa privada e do capital externo já não atendia as expectativas do passo de desenvolvimento da Nação. Companhias internacionais foram nacionalizadas e empresas públicas do setor elétrico criadas, o Estado passava a ser o principal investidor para garantir o serviço. E as tarifas passaram a incluir o custo do capital para a expansão do sistema por meio de medidas como o decreto 41.019, de 26 de fevereiro de 1957. Postulamos que nesta fase ocorreu uma transição, com a eletricidade deixando ser produto e passando a serviço, mas ainda não plenamente. A sustentabilidade econômica no longo prazo começava a ser contemplada e se vislumbrava uma intenção de sustentabilidade na dimensão social, com a meta de expansão do sistema (SILVA, 2011).

c) De 1962 até 1993 – A criação das Centrais Elétricas Brasileiras (ELETROBRAS) pelo Decreto n.º. 1.178, de 13 de junho de 1962 pontua o início desta fase, caracterizada pela atuação direta estatal como executante (BRASIL, 1962). Em 1965 o Estado passaria a ser o maior proprietário de geração do País, com cerca de 55% da capacidade instalada (MARTINS, 2009). Uma série de impostos como o já citado Imposto Único e o Fundo Federal de Eletrificação, reformulados, e um então recém-criado Empréstimo Compulsório (Lei 4.156, de 28 de novembro de 1962) foram revertidos em favor da ELETROBRAS para que esta recebesse recursos financeiros necessários à consecução de sua missão (BRASIL, 1962a). O planejamento e a operação ao nível de País passaram a ser integrados e em 1973, o sistema nacional foi interligado, abrangendo a maior parcela do território nacional. A tarifa de energia elétrica foi equalizada nacionalmente pelo Decreto-Lei n.º. 1383 de 1974 por razão de cunho social, para reduzir o peso da eletricidade no orçamento das regiões mais pobres (BRASIL, 1974). Foi criada mais uma conta sobre a tarifa, a Reserva Global de Garantia, depois alterada por lei posterior, para Reserva Nacional de Compensação da

Remuneração, para permitir transferência de recursos das concessionárias superavitárias para as deficitárias. Energia elétrica assumiu uma versão de praticamente puro serviço, com a tarifa deixando de ter uma relação direta com o equilíbrio de oferta e demanda de mercado e incorporando uma série de parcelas que pretendiam garantir sustentabilidade sob os aspectos econômicos e sociais em longo prazo (SILVA, 2011).

d) De 1993 aos dias de hoje - No período anterior, o sistema de geração se expandiu de forma mais acelerada, porém a deterioração da economia impactou criticamente a realização dos investimentos necessários à manutenção do status do sistema, conforme as parcelas embutidas na tarifa estruturada prometiam. Este último período tem como marco inicial, a revogação da equalização tarifária estabelecida em 1974, com a publicação da Lei nº 8.631 de 4 de março de 1993 (BRASIL, 1993). A reestruturação do sistema elétrico nacional procurou convocar a atuação das forças de mercado, pela abertura à livre concorrência nos segmentos de geração e comercialização. Ao mesmo tempo, a criação de diversos órgãos e empresas governamentais ligadas ao planejamento, acompanhamento e regulação intencionou fortalecer a ação estatal por meio de instituições com papéis específicos para assegurar o suprimento contínuo e de qualidade. Foram criadas as figuras do comercializador, autoprodutor e produtor independente de energia elétrica e instituído o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição para estes dois últimos. As regras de concessão de geração e distribuição foram ajustadas, para propiciar uma maior dinamicidade e eficiência na atuação dos agentes do mercado sobre os serviços (SILVA, 2011). A preocupação com aspectos socioambientais foi reforçada com a instituição da universalização do serviço público de energia elétrica, a oferta de energia elétrica emergencial e o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA) pela Lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002 (BRASIL, 2002). A Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) foi criada para permitir o repasse de recursos para a consecução destes objetivos. Esta lei ainda criou um subsídio de baixa renda, ao eximir os pequenos consumidores de energia de uma série de custos, que passaram a ser rateados somente entre os de maior consumo. Pode-se concluir que neste período se retornou, ainda que parcialmente, à visão de produto, buscando

que o equilíbrio oferta X demanda propiciasse maior atratividade e interesse de parte dos investidores, resolvendo a questão de oferta de energia e na comercialização, oportunidades aos consumidores de obter preços mais atraentes (TAVARES, 2004; CARÇÃO, 2011). A sustentabilidade, contudo ainda permaneceu atendida da mesma forma que no período anterior, porque a tarifa manteve praticamente todas as parcelas previamente estabelecidas, acrescidas de outras mais, dentro da visão de serviço.

5.1.2.1 A Tentativa de Incorporação da Sustentabilidade na Tarifa de Energia Elétrica – Os Encargos Setoriais

De acordo com o Atlas de Energia Elétrica do Brasil (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2008), as faturas de energia elétrica no País são compostas de três parcelas:

- 1) Geração de Energia;
- 2) Transporte de Energia e;
- 3) Encargos e Tributos.

Destaca-se do mesmo Atlas, na anatomia da conta de luz, que cerca de 33% correspondem a encargos e tributos, e os encargos somente respondem por aproximadamente 10%. Dados de 2012 da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE, [2014?]) avaliavam que um consumidor da Região Sudeste pagava 41% entre encargos e tributos, sendo os encargos a 12% da fatura.

Até a publicação da lei federal 12.783, de 11 de janeiro de 2013 que sucedeu a Medida Provisória nº 579 (MP 579), de 2012, e revisou a metodologia de cálculo das tarifas de energia elétrica, haviam dez encargos setoriais que de acordo com o Atlas da ANEEL podem ser definidos como subsídios cruzados entre consumidores. Nesta análise nos concentraremos em alguns deles apenas:

Quadro 5.1 – Descrição de alguns Encargos da Tarifa do Setor Elétrico

Encargo	Finalidade
RGR-Reserva Global de Reversão	Indenizar ativos vinculados à concessão e fomentar a expansão do setor elétrico.
CDE - Conta de Desenvolvimento Energético	Propiciar o desenvolvimento energético a partir das fontes alternativas; promover a universalização do serviço de energia, e subsidiar as tarifas da subclasse residencial Baixa Renda.
P&D-Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	Promover pesquisas científicas e tecnológicas relacionadas à eletricidade e ao uso sustentável dos recursos naturais.
PROINFA- Programa de Incentivos a Fontes Alternativas	Subsidiar as fontes alternativas de energia.
CCC-Conta de Consumo de Combustíveis	Subsidiar a geração térmica do país (Sistemas Isolados)

Fonte: Elaboração própria.

A Reserva Global de Reversão (RGR) foi um fundo instituído pelo Decreto nº. 41.019/1957 e visava criar uma reserva para cobertura de gastos da União com indenizações de eventuais reversões de concessões vinculadas ao serviço público de energia elétrica (BRASIL, 1957). Somente em 1971, a Lei nº 5.655 estabeleceu a cota da RGR, encargo pago mensalmente pelas empresas de energia elétrica, em função do valor, da vida útil esperada dos ativos (instalações, máquinas e equipamentos) e do tempo remanescente de concessão (BRASIL, 1971). A RGR foi absorvida pela Reserva Nacional de Compensação da Remuneração (RENCOR) criada pelo Decreto-Lei nº 2.432/1988, até que a RENCOR foi extinta pela Lei nº. 8.631/1993 e a RGR revigorada. Apesar de ter tido sua extinção determinada pela Lei nº. 9.648/1998 para beneficiar os consumidores, ganhou sobrevida e teve sua destinação ampliada algumas vezes, por leis posteriores (Leis nº. 10.438/2002, 10.848/2004 e 12.431/2011) passando a contemplar também financiamento de fontes complementares de geração de energia elétrica (podendo ser incluídas as chamadas “fontes alternativas”), uso eficiente da energia elétrica e expansão do sistema energético entre outras. Foi nominalmente extinto pela MP 579.

O CDE foi criado pela Lei nº. 10.438/2002, com prazo de validade de 25 anos, sendo seus recursos destinados para custear os estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, estudos de inventário e de viabilidade dos potenciais hidrelétricos, o desenvolvimento energético dos Estados, a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais

hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional e a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional. A Lei nº 10.762/2003 acrescentou a subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda, o que engloba programas como **Luz para Todos**.

O encargo P&D destina anualmente no mínimo 1% das receitas operacionais líquidas das concessionárias de geração, transmissão e distribuição ex-impostos para projetos de pesquisa e desenvolvimento, bem como para programas de promoção do uso eficiente de energia. A legislação também incluiu aplicações adicionais para este encargo, como programas de universalização do serviço público de energia elétrica, financiamento de projetos socioambientais, projetos de eficiência econômica e pagamento de faturas de energia elétrica de unidades consumidoras de órgãos estaduais e municipais. Em particular a Lei no 12.111/2009, permitiu que a aplicação deixasse efetivamente de ser vinculativa ao nome do encargo, liberando estes recursos para uma utilização quase livre.

O PROINFA foi criado em 2002 com o objetivo de aumentar a participação da geração a partir de fontes energéticas não tradicionais (fontes complementares ou fontes alternativas, como fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e termelétricas a biomassa. A viabilização destas fontes de geração se daria por meio da contratação compulsória pela Eletrobrás, por 20 anos, mediante “chamada pública”, a preços que viabilizassem estas fontes, sendo seus custos administrativos e financeiros rateados entre todas as classes de consumidores finais na proporção de seu consumo verificado, à exceção dos consumidores de baixa renda.

O encargo CCC foi criado no âmbito da equalização tarifária de 1973, visando subsidiar os custos adicionais de suprimento das áreas não abrangidas pelo Sistema Interligado Nacional e em 1993, foi expandida para abranger também o rateio do custo de combustíveis de termelétricas em sistemas isolados. Para incentivar a redução destes custos de geração, foi permitida a transferência dos direitos destes recursos para investimentos em projetos de pequenas centrais hidrelétricas, eólica, solar, biomassa ou gás natural, que substituíssem o consumo de combustíveis fósseis em geração termelétrica nos sistemas isolados. Este encargo também teve sua extinção decretada pela mesma lei que extinguiu a RGR, contudo a Medida Provisória nº 466, depois convertida na Lei nº 12.111/2009, eliminou a data limite da extinção e ampliou seu escopo, igualando o custo de geração nos sistemas isolados

ao custo médio da energia e potência comercializada no Ambiente de Contratação Regulada do Sistema Interligado Nacional (Decreto nº. 7.246/2010). Estas alterações eliminaram a sinalização econômica do custo real da energia nas regiões isoladas e elevaram seu custo. Também foi nominalmente extinto pela MP 579.

Podemos interpretar todos estes encargos como tentativas de internalização de externalidades, visando alcançar uma maior sustentabilidade, em âmbito econômico, social e indiretamente ambiental. Em âmbito econômico, quando procuravam garantir redução de custos e continuidade de investimentos. No social, com as preocupações de universalização de acesso com modicidade tarifária e indiretamente no âmbito ambiental, ao atuar no viés de eficiência energética. Seguiram a intenção já manifestada anteriormente pela política pública, como quando da criação do Imposto Único da Lei Constitucional nº 4, de 20 de Setembro de 1940, que incidia sobre o carvão e os combustíveis líquidos e tinha aplicação definida na conservação e no desenvolvimento das redes rodoviárias. Esta lei original já pretendia a internalização de custos externos, no caso o custo das rodovias, impactadas pelos veículos a gasogênio, diesel e gasolina da década de 1940. A Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, que regulou a arrecadação da RGR, criou a já extinta Reserva Global de Garantia, que para permitir a equalização tarifária, abriu espaço para a transferência de recursos das concessionárias superavitárias para as concessionárias deficitárias. Podemos assumir que pretendia internalizar custos externos da distribuição não equânime de investimentos do sistema elétrico. Contudo esta forma de subsídio acabou por gerar um quadro potencialmente incentivador de ineficiências, no qual as empresas mais eficientes eram penalizadas, ao passo que as menos eficientes, beneficiadas e não eram compelidas a maior eficiência (JARDIM, 2013).

Diversos dos encargos descritos acima visariam tornar a matriz elétrica mais diversificada, aumentar a cobertura das redes elétricas e aprimorar a eficiência do setor. Chama a atenção que ocorre uma sobreposição de objetivos entre alguns deles, uma vez que:

- RGR, PROINFA e CDE pretendiam prover subsídios para fontes complementares como eólica, biomassa e PCH;
- RGR e CDE, recursos para a universalização do serviço de energia elétrica e
- RGR e P&D, recursos para programas de eficiência energética.

Estas coincidências realçam a multiplicidade de destinos pretendidos aos recursos dos encargos. Esta diversidade de aplicações e origens aparenta ter contribuído também para a ineficiência e não atingimento das metas pretendidas. Corrobora esta hipótese, por exemplo, auditorias e monitoramento realizados pelo Tribunal de Contas da União (TCU) sobre a CCC, nos quais foram constatados que o parque termelétrico dos sistemas isolados seria “totalmente ineficiente” com custos de geração quase dez vezes mais elevados que o custo médio do país, apresentando “um alto nível de perdas elétricas afrontando o princípio da eficiência” (TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO, 2010).

A RGR e a CCC foram extintas pela lei federal nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, enquanto a CDE, se por um lado teve sua arrecadação reduzida, foi ampliada em escopo de aplicação, passando a assumir valores relativos aos processos de reversão remanescentes e ao consumo de combustível em sistemas isolados, num benefício que passou a se chamar “subsídio ao sistema isolado”. Na verdade, RGR e a CCC sobrevivem, porque foram absorvidas na CDE, ainda que com valores menores.

Apesar do destaque e maior detalhamento nestes cinco encargos citados, o mesmo aspecto de sobreposição se repete em outros. A mesma Lei nº 10.848/2004, também criou o conceito de **reserva de capacidade** para garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, sendo os custos da contratação da reserva de capacidade, rateados por todos os consumidores por meio do Encargo de Energia de Reserva (EER). Esta parcela responde por custos das usinas contratadas em leilões regulados que incluem gerações alternativas, como eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas, caracterizando mais uma coincidência com outros encargos já citados. Digno de nota também é o caso de taxas específicas para cobrir os custos de serviços prestados pelas instituições do setor como a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), Contribuição ao Operador Nacional do Sistema (ONS) e Encargo de Serviços do Sistema (ESS). A TFSEE visa prover receita para cobertura das despesas administrativas e operacionais da ANEEL, agência oriunda do DNAEE, órgão originalmente da estrutura do Ministério de Minas e Energia (MME) que era custeado no âmbito de suas atividades. Já o ONS substituiu o GCOI, que funcionava internamente à Eletrobrás e tinha seu custeio contemplado no custo total daquela empresa. O ESS representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do Sistema para o

atendimento da carga, destinado à cobertura dos custos pela prestação de serviços auxiliares à operação, tais como reatores, capacitores, reserva de potência, restrições de transmissão, regulação de tensão e despacho de geração fora da ordem de mérito. O ONS usa a ordem de mérito econômico para despacho das usinas, que significa ordenar a utilização das usinas na razão direta de custo, de menor para maior. Ao permitir que usinas de custo mais elevado tenham seu despacho priorizado, por razões diversas como garantia de condições elétricas (tensão numa região, por exemplo), pretende-se proporcionar mais segurança ao Sistema Interligado Nacional. Estes serviços descritos já eram providos no período prévio à reestruturação do sistema elétrico nacional, porém estavam incluídos em impostos ou eram considerados nos custos operacionais e em especial a ESS, a geração fora da ordem de mérito implica redução da eficiência do sistema, que era contemplada pela otimização embutida no planejamento e operação integrados do sistema.

Conclui-se que se a visão de produto não aparenta favorecer a inclusão da sustentabilidade, tampouco uma visão de serviço onde as externalidades são incluídas por meio de contas de subsídios, que pretendem prover recursos para mitigação dos seus efeitos. As estruturas de contas e utilização destes recursos têm se mostrado complexas e de difícil monitoramento e aplicação, contribuindo para a intensificação da ineficiência quando de seu emprego. A complexidade do processo atual parece patente quando se consulta o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE (ANEEL, 2013). Este documento foi elaborado para orientar os procedimentos contábeis do setor e permitir a atuação do regulador, como nas palavras de seu prefácio,

Esses procedimentos vêm sendo utilizados pelas concessionárias do serviço público de energia elétrica para registro de suas operações, possibilitando ao Órgão Regulador o efetivo exercício das atribuições de regulação e fiscalização estabelecidas pela legislação aplicável às atividades do serviço público de energia elétrica (ANEEL, 2013).

Nesta versão 2013, conta com 822 páginas, revelando na prática a citada complexidade do sistema de contas do setor de eletricidade. E para explicitar mais ainda a dificuldade no monitoramento da aplicação, citamos os recursos da TFSEE, que vêm sendo continuamente contingenciados para utilização em outros destinos diferentes, demonstrando que esta arrecadação excede a necessidade para qual foi criada (MONTALVÃO, 2009).

Considerando que o exame destes aspectos permite constatar que a internalização dos custos externos desta forma não parece atingir os objetivos, passamos a verificar a hipótese de inclusão direta das externalidades e se esta propiciaria efeitos de mitigação desejados.

5.2 ENERGIA COMO SERVIÇO E A SUSTENTABILIDADE

A hipótese principal deste trabalho assume que a oferta de energia sob a forma de serviço, dentro da abordagem de sistema produto-serviço, na qual se contemplaria o conjunto de custos internos e externos, poderia promover uma maior sustentabilidade nas dimensões econômica, social e ambiental. Considerando o sistema elétrico brasileiro, será realizada uma análise, utilizando dados *ex-post*, de qual efeito ocorreria, caso esta abordagem tivesse sido aplicada em algumas das decisões de investimento do passado.

5.2.1 A Incorporação de Parâmetros de Sustentabilidade à Energia como Serviço – Análise da Substituição da Hidreletricidade pela Termogeração no Plano 2010

O planejamento efetuado⁴ em 1986 pelo Governo brasileiro por meio da Eletrobrás, que ficou conhecido como PLANO 2010 (ELETROBRÁS, 1987), previa a continuidade e expansão da exploração do abundante potencial hidráulico do País, considerando a hidreletricidade ainda como a principal fonte de suprimento. Contudo, este plano não foi seguido devido a já citada conjuntura econômica da época e mudanças na participação da sociedade quanto a estas decisões. Os grandes projetos hidrelétricos, implantados durante o período de anterior à crise de abastecimento de energia elétrica do início dos anos 2000, provocaram mudanças significativas na aceitação de obras de tal vulto pela sociedade. Avaliações dos impactos ambientais e sociais de projetos como da Usina Hidrelétrica Itaipu (FUNDAÇÃO IPARDES, 1981) e outros similares, ainda que de porte menor (BERMANN, 2007; SOUSA, 2000; PINHEIRO, 2007; CESARETTI, 2010), implicaram

⁴ Esta seção é baseada em Pereira, Silva e Araújo, (2013).

uma revisão de conceitos por parte da sociedade e grande resistência à aceitação deste tipo de empreendimento. Apesar de vigorar no País um sistema de licenciamento que se considera conter exigências condizentes para a mitigação do impacto deste tipo de investimento (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2010), as dificuldades de implementação destes projetos não podem ser atribuídas exclusivamente à introdução deste Licenciamento Ambiental Prévio (FACURI, 2007; PEREIRA, 2011). O fato é que se implantou no País, um clima desfavorável ao licenciamento de usinas hidrelétricas. O exemplo mais recente é a Usina Hidrelétrica Belo Monte, projeto o qual o Governo veio tentando iniciar desde 1975 (GALLINARO, 2011). As propostas de hidrelétricas na região Norte, onde reside o maior potencial hidráulico remanescente com uso de reservatórios, têm sido o foco das maiores preocupações por causa dos possíveis impactos socioambientais, e exaustivamente estudados (MIELNIK; NEVES, 1988; JUNK; MELLO, 1990; MANYARI, 2007; MAGALHÃES FILHO; VERGARA; RODRIGUES, 2012).

Assim, devido a esta série de fatores, as premissas da expansão de capacidade de energia do PLANO 2010 não foram seguidas e no período de 1987 até hoje, uma parte da energia que originalmente se previa ser oriunda da hidreletricidade, foi gerada a partir de usinas termelétricas e eólicas. Pode se afirmar que foi assumido pela sociedade que as externalidades da implantação de hidrelétricas com barragem seriam suficientemente maiores que todos os custos adicionais destas outras fontes para justificar a substituição (ABBUD; FARIA; MONTALVÃO, 2012).

Em outras palavras, a decisão do Planejador Social (no caso, o Governo Federal Brasileiro) em optar pela construção da usina hidrelétrica poderia ser justificada caso se considere que as externalidades da implantação de hidrelétricas com barragem são maiores que todos os custos adicionais destas outras fontes para justificar a substituição. Infelizmente, à época da decisão, esse cálculo não foi efetuado. Por essa razão o exercício pode ser considerado como um teste de sensibilidade, demonstrando o valor máximo das externalidades a serem internalizadas pela opção hidrelétrica que tornariam tal decisão ótima. Assim, se pretende realizar um cálculo para todas estas fontes, contemplando as dimensões econômica, ambiental e social e verificar se a decisão se manteria ou seria alterada, considerando a internalização de uma externalidade específica (emissões de gases de efeito estufa).

5.2.1.1 Metodologia de Análise

Para esta análise será assumido que energia elétrica é remunerada como um serviço, ou seja, a tarifa paga e a receita resultante não variam com os custos marginais de acréscimos de capacidade do sistema. Dados históricos comprovam que não há uma relação direta entre as variações das tarifas de energia elétrica e os custos de geração, transmissão e distribuição. Além disso, a tarifa média tem apresentado uma taxa de crescimento que superou os índices de custos da economia nos últimos 18 anos (BONINI, 2011). Somente se registra uma reversão desta tendência, motivada pela mudança das fórmulas de reajuste, quando da aplicação da já citada MP 579 em 2013.

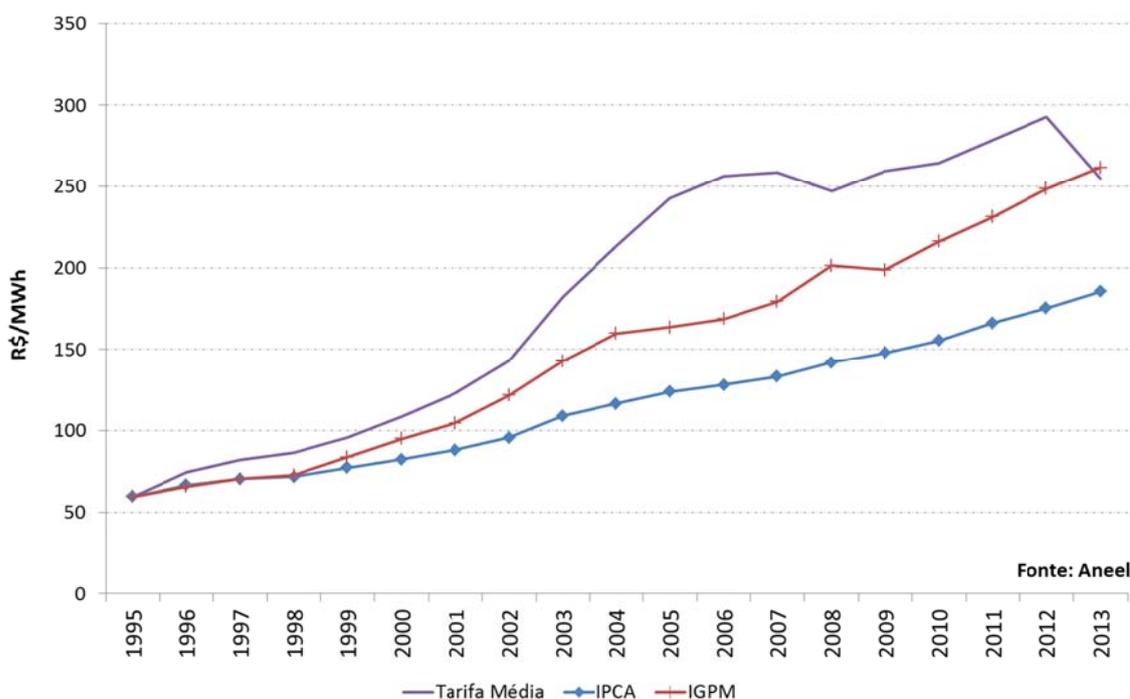


Figura 5.1 – Tarifa média de energia elétrica real e projetada a partir de 1995 pelo IPCA e IGPM
Fonte: Adaptado de ANEEL (2013).

A análise contemplará as seguintes etapas:

- A. Determinação das formas de energia substituídas
- B. Cálculo da quantidade de energia substituída
- C. Cálculo dos custos econômico-financeiros da geração de cada fonte considerada
- D. Cálculo dos custos das externalidades para cada fonte e sua internalização

- E. Comparação dos custos totais de cada fonte e verificação de qual seria a opção de menor custo.

5.2.1.2 Determinação das Substituições Energéticas e Quantidade de Energia Substituída

Foram analisadas as projeções de disponibilização de energia elétrica conforme o PLANO 2010 e comparadas ao consumo e a geração elétrica efetivamente ocorrida no período 1987-2010. Desta comparação foi calculada qual parcela da energia gerada seria oriunda de qual fonte no plano original. Sobre estas quantidades de energia foi calculada a diferença de custos entre a geração planejada e ocorrida.

O PLANO 2010 previa um crescimento da capacidade de geração de energia elétrica focado em três fontes primárias de energia – hidráulica, carvão mineral e nuclear. Inferia um crescimento médio de capacidade instalada da ordem de 4,4 GW/ano entre 1987 e 2010, chegando a 160 GW em 2010, sendo que a maior parcela permanecia em geração hidrelétrica, que ao longo de todo período respondia no mínimo por 89% do total. A capacidade realmente instalada em final de 2010 foi 30% menor que a prevista e se situou em 112 GW e a participação da hidreletricidade cresceu até 1996, quando atingiu o máximo de 87%. Depois desta data esta participação somente recuou, chegando a 74% em 2010, cedendo espaço basicamente para a geração térmica, que corresponde atualmente a cerca de 27% do total.

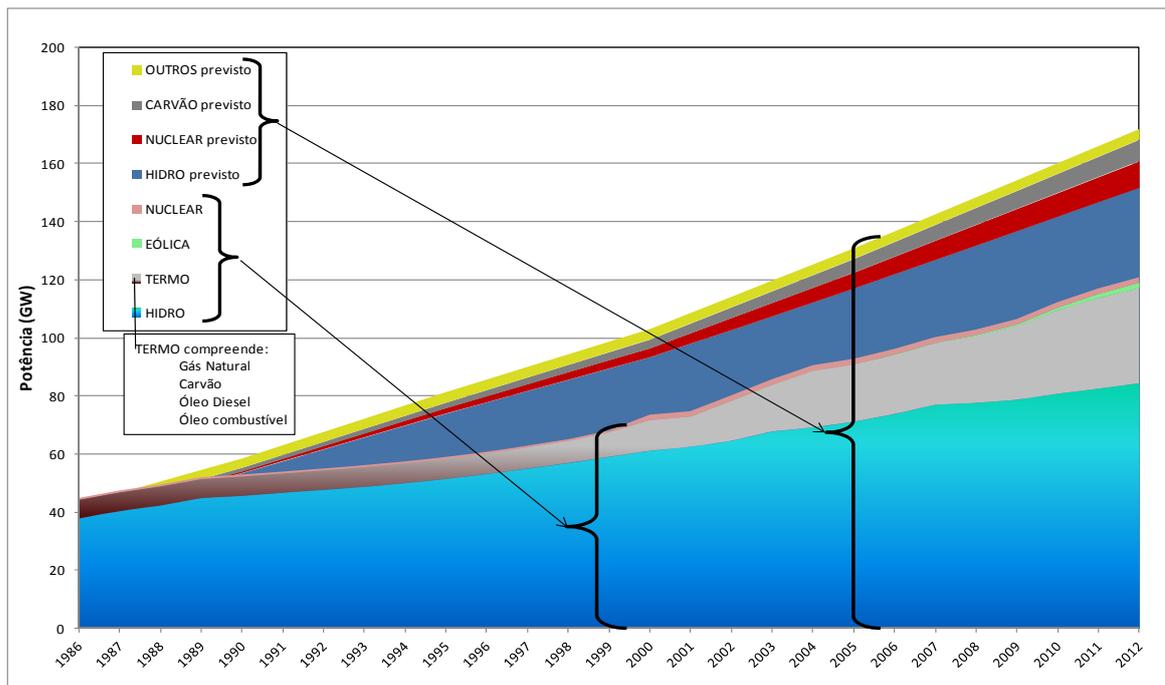


Figura 5.2 – Capacidade Instalada Prevista no PLANO 2010 X Ocorrida por Fonte
Fonte: Elaboração própria.

O PLANO 2010 previa uma taxa de crescimento do PIB brasileiro próxima à média verificada no período, porém esta última apresentou variações significativas ano a ano. As questões de dívida externa e balanço de pagamentos, com seus reflexos no andamento da economia nacional podem explicar esta trajetória tortuosa, diversa das premissas.

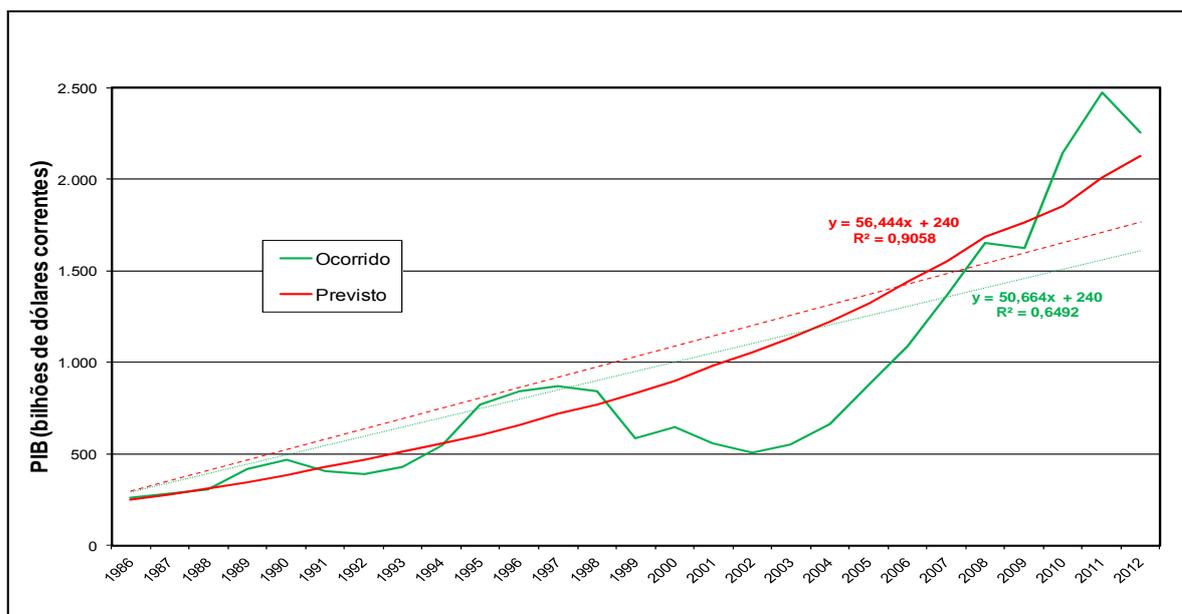


Figura 5.3 – Comparação do PIB Previsto no PLANO 2010 e Ocorrido
Fonte: Elaboração própria.

Como consequência da variação mais errática da economia nacional, o acréscimo de consumo de energia elétrica foi 18% menor em média do que aquele considerado no Plano.

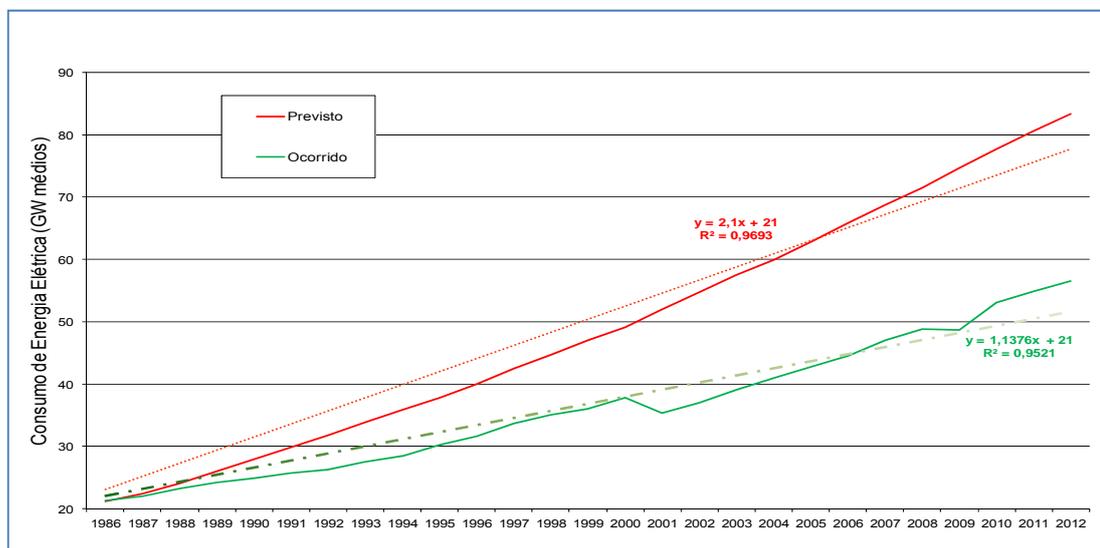


Figura 5.4 – Comparação do Consumo Previsto no PLANO 2010 e Ocorrido
Fonte: Elaboração própria.

Este consumo menor contribuiu para que a capacidade efetivamente instalada pudesse ser menor que a previsão do PLANO 2010 sem comprometer o atendimento da demanda, à exceção do período do racionamento de 2000 a 2002. Esta crise de abastecimento foi resultado mais dos descompassos nos investimentos e mudanças de modelo regulatório do que consequência de ausência de planejamento (BIELSCHOWSKY, 2002). Assim, podemos confrontar os dados de consumo com a energia disponibilizada prevista (basicamente hidrelétrica) e a efetiva, e constatar que a capacidade de geração prevista atenderia com folga a demanda de eletricidade que ocorreu no período. A disponibilidade de energia foi calculada utilizando a capacidade instalada prevista ou ocorrida, multiplicada pela garantia física, que pode ser definida como a energia assegurada do sistema, dependente da fonte de suprimento (BRASIL, 2004).

Tabela 5.1 – Garantias Físicas Médias por Fonte

Tipo de Usina	Unidades	Garantia física
Eólica	305	42,94%
Hidrelétrica	188	53,41%
Termelétrica	124	57,45%
Termonuclear	2	84,45%
Total e média	619	49,16%

OBS: Valores médios de garantias físicas das usinas típicas existentes, retirados do Banco de Informações de Geração da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

Fonte: Elaboração própria.

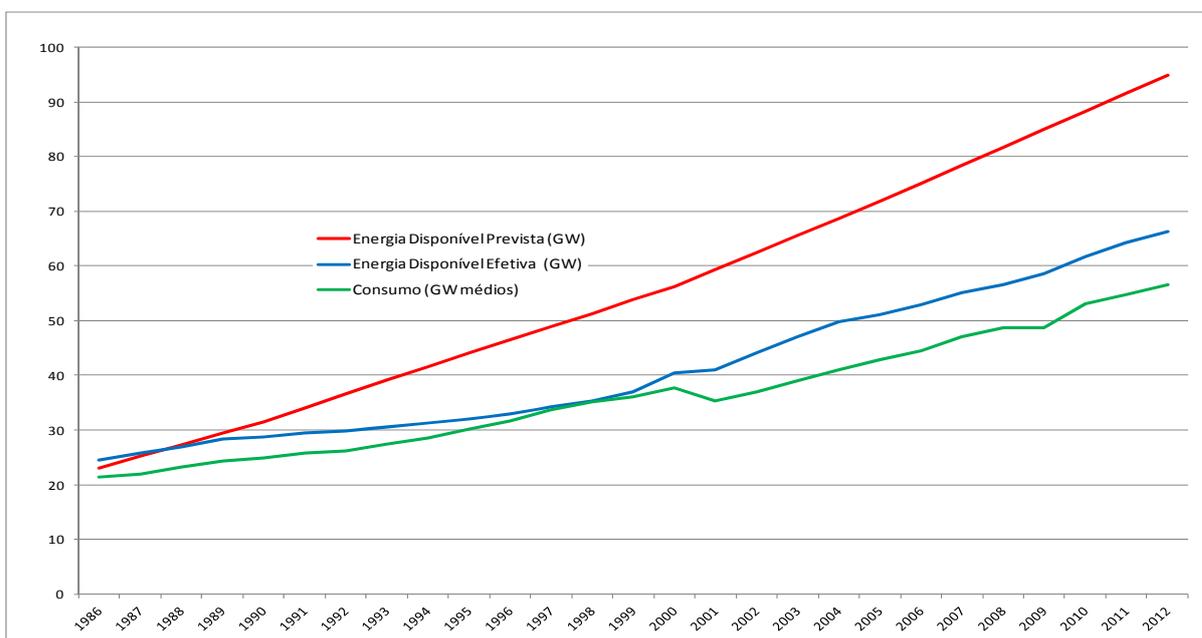


Figura 5.5 – Comparação entre as Energias Disponível Prevista pelo PLANO 2010, Efetiva e o Consumo Ocorrido

Fonte: Elaboração própria.

Foi comparada, em seguida, a energia que seria disponibilizada de acordo com o PLANO 2010 e a geração ocorrida por fonte no mesmo período, pelos dados do Balanço Energético Nacional 2012, excluídos dos conjuntos de dados, as informações relativas aos sistemas isolados (GTON, 2013). Nesta comparação foi verificada a equivalência de geração prevista e ocorrida de fontes específicas, como no caso de carvão e nuclear, averiguando-se que as previsões de geração do Plano superavam as disponibilidades ocorridas e que, portanto, qualquer disponibilização de energia destas fontes foi devidamente utilizada.

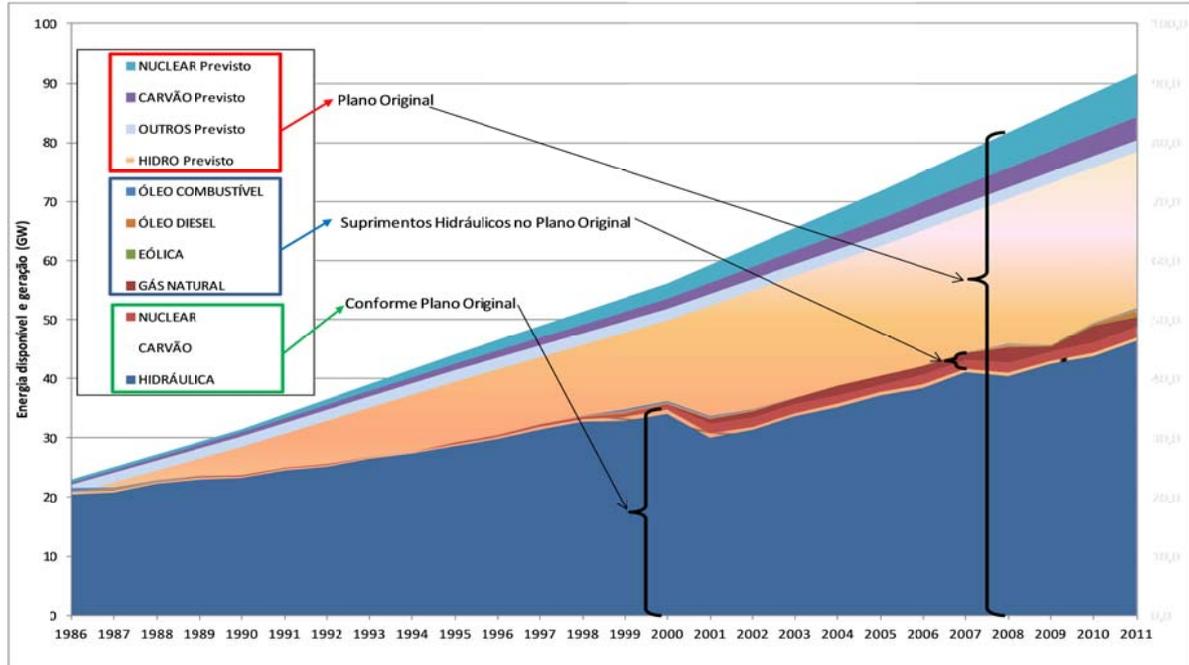


Figura 5.6 – Energia Disponível Prevista pelo PLANO 2010 e Geração Ocorrida por Fonte
Fonte: Elaboração própria.

Constata-se que somente uma faixa de consumo foi atendida de forma diversa das projeções do plano, correspondendo exatamente às gerações termelétrica e eólica, que originalmente seriam supridas por hidreletricidade.

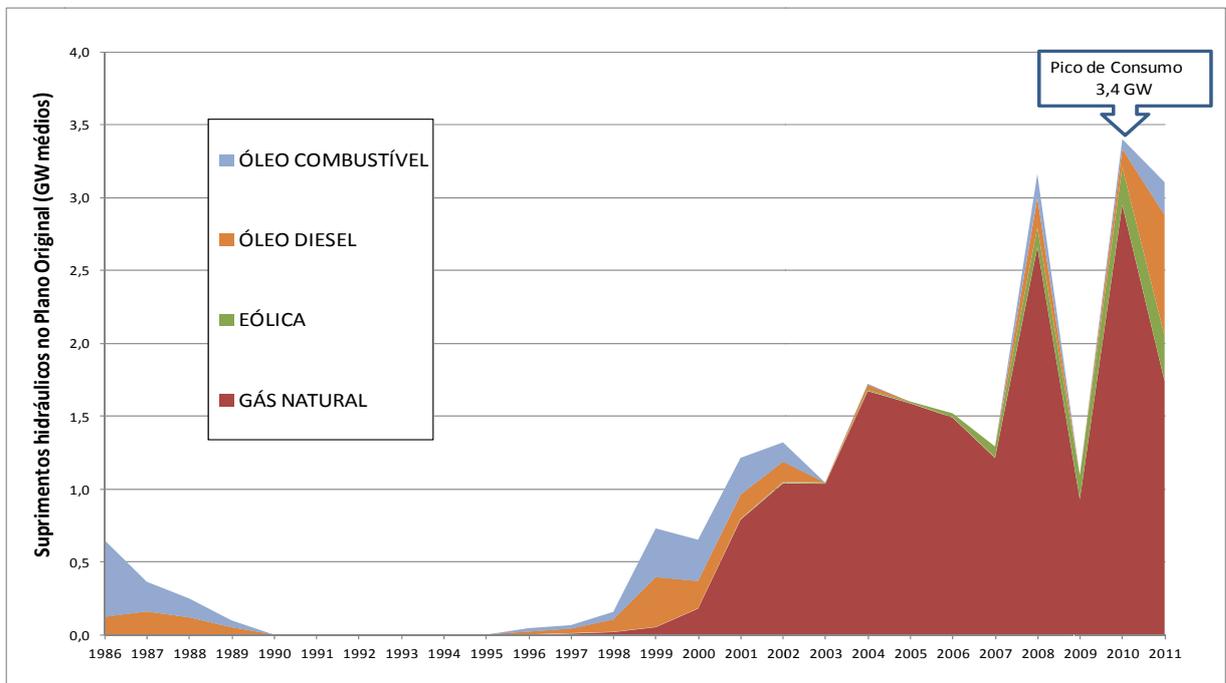


Figura 5.7 – Energia suprida originalmente por hidreletricidade pelo PLANO 2010 e substituída por outras fontes
Fonte: Elaboração própria.

Podemos explicitar a energia prevista no PLANO 2010 como hidrelétrica, e efetivamente gerada por fontes substitutas, ao longo do período de abrangência do Plano.

Tabela 5.2 – Balanço de Energia substituída 1987-2010

Fonte	TWh
Gás Natural	136,9
Eólica	6,1
Óleo Combustível	14,6
Óleo Diesel	15,2
Total Gerado	172,8
Hidrelétrica substituída	172,8

Fonte: Elaboração própria.

5.2.1.3 Cálculo dos Custos Internos das Fontes de Energia

O custo da energia substituída foi calculado e comparado aos custos das fontes substitutas, todos trazidos a valor presente. Estes custos poderiam ser estimados estabelecendo fluxos de caixa coerentes com a especificidade de cada fonte de suprimento e usina efetivamente implantada, conforme as projeções utilizadas como premissas no momento de cada projeto, mas este levantamento requereria uso de dados confidenciais e possivelmente não acessíveis.

Portanto, como se tem a intenção de obter o diferencial de custo atualizado entre as fontes energéticas efetivamente utilizadas e a planejada, ou seja, o custo do desvio de planejamento, por simplificação e maior reprodutibilidade dos resultados deste estudo, optou-se calcular este custo como se todos os empreendimentos fossem novos, utilizando estimativas recentes de competitividade entre estas fontes de energia.

Foi utilizado o Custo Médio de Geração (CMG) que inclui o valor que remunera o capital investido, custos de operação e manutenção e demais custos envolvidos (encargos, obras civis, serviços de engenharia etc.), de acordo com uma dada expectativa de retorno deste capital, medida por uma taxa interna de retorno. Esta metodologia é padronizada (IEA, 2010) e apura o chamado custo nivelado de eletricidade (*levelized cost of electricity* – LCOE). Este valor representa o custo unitário constante por quantidade de energia que gera um fluxo de pagamento que tem o mesmo valor presente do custo total de construção e operação da usina geradora pela sua vida útil. Pode se entender este conceito, como um custo de

longo prazo que contabiliza todos os recursos e ativos físicos necessários para garantir um fluxo de saída de energia pela vida operacional da usina. Seria o valor do ponto de equilíbrio (*break-even*) necessário para remunerar um investimento em um projeto particular de energia e torná-lo atrativo a um provedor de energia por todo seu ciclo de vida. Pode ser descrito de forma genérica pela seguinte expressão (adaptada de IEA, 2010):

$$CMG = \frac{CT_{CV}}{ET_{CV}} = \frac{\sum_{t=1}^T [(I_t + O\&M_t + Des_t + O_t) / (1 + r)^t]}{\sum_{t=1}^T [E_t / (1 + r)^t]}$$

Onde:

CMG = Custo Médio de Geração de Energia @ Valor Presente

CT_{CV} = Custo total da Energia pelo Ciclo de Vida @ Valor Presente

ET_{CV} = Produção Total de Energia pelo Ciclo de Vida

T = Tempo de Ciclo de Vida de Produção de Energia

I_t = Custo de Investimento por período “t”

$O\&M_t$ = Custo de Operação e Manutenção por período “t”

Des_t = Custo de Descomissionamento por período “t”

O_t = Outros Custos por período “t”

E_t = Energia Útil Gerada por período “t”

r = Taxa de desconto aplicável ao projeto por período “t”

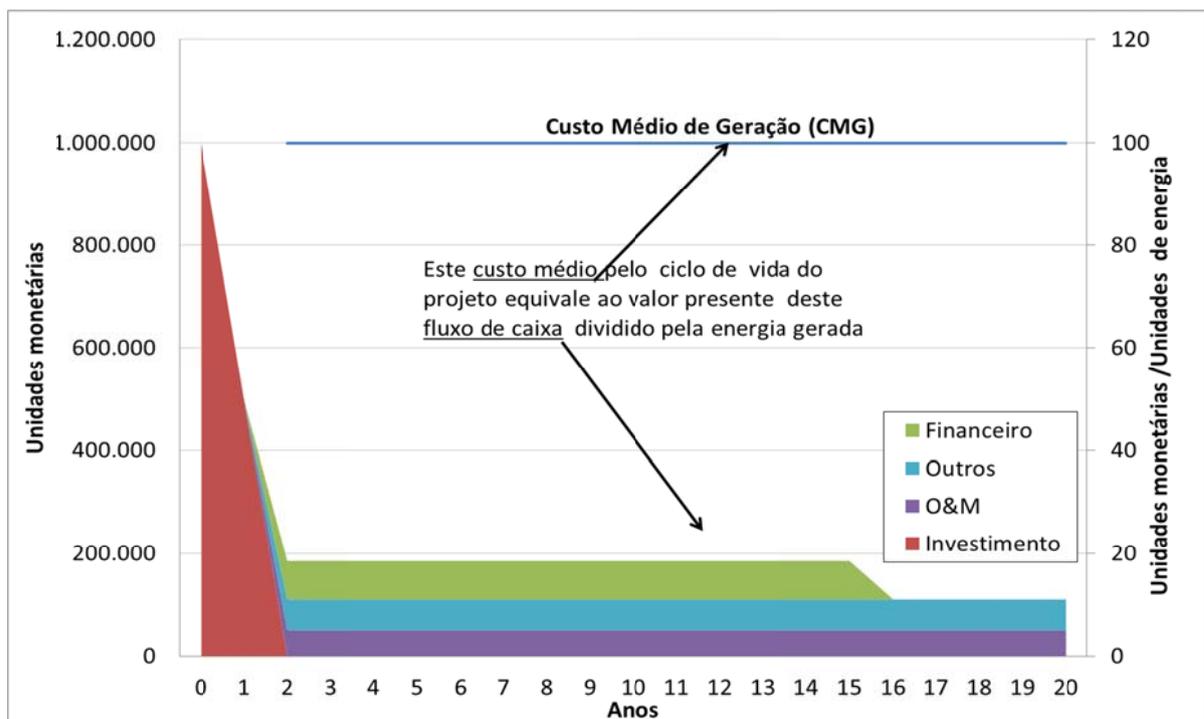


Figura 5.8 – Explicação gráfica do conceito de Custo médio de geração (CMG)

Fonte: Elaboração própria.

Este parâmetro pode ser calculado em bases comuns para qualquer projeto e permite a comparação dos custos unitários de diferentes tecnologias e fontes energéticas, considerando a vida útil de cada tipo de usina. Como incorpora o valor do dinheiro no tempo, pode incluir aspectos como risco e inflação. Permite ainda a inclusão de quaisquer custos que possam ser expressos nos termos da fórmula, como custos adicionais de transmissão e integração para projetos distantes dos centros de consumo e até externalidades. Assim, não consegue considerar valor diferenciado para opções energéticas com controle de despacho ou ativos que funcionem atendendo cargas de base ou pico de demanda. Como assume que a geração de energia e o fluxo de caixa são constantes ao longo de todos os períodos da vida útil do projeto, pode subestimar custos em projetos com fluxo de caixa de longo prazo e sobestimá-los, naqueles de ciclo de vida mais curto.

Para esta análise, como foram usados dados do passado, estas desvantagens não se aplicam. Os custos por fonte utilizados nesta análise foram coletados de trabalhos acadêmicos e de consultorias, elaborados por autores de origens e objetivos diversos, obtidos por metodologia similar a CMG, listados na Tabela 5.3. Todos têm em comum a discussão das formas de aplicação da política pública de expansão do sistema elétrico nacional. Em dois casos, nos quais não havia valoração para o óleo diesel e óleo combustível, repetiu-se o custo do gás natural, usualmente mais barato e também combustível fóssil, assegurando assim a obtenção de resultados conservadores. Para a opção de geração a gás natural, consideramos somente a opção de ciclo combinado, porque se o ciclo aberto apresenta vantagem de menor custo de investimento, a baixa eficiência de aproveitamento do combustível impacta criticamente seu custo variável. Destaca-se, em especial, um relatório de uma ONG (WWF-BRASIL, 2012) do qual foram extraídos os custos mínimos e máximos para sensibilidade.

Tabela 5.3 – Dados de Custo Médio de Geração coletados para a análise

Unidade	Itens	Hashimura, 2012	Abbud e Tancredi, 2010	Abbud, 2012	Pires e Holtz, 2011	Cesaretti, 2010	Rego, 2012	Castro et al., 2011	WWF, 2012 (mín).	WWF, 2012 (máx).
Custo médio de geração (R\$/MWh)	Eólica terrestre	95,80	270,00	99,58	139,00	197,95	132,00	148,00	89,00	119,00
	Gás natural ciclo combinado	161,69	210,00	353,76	133,00	140,60	187,50	143,00	173,58	173,58
	Óleo combustível	196,21	643,00	672,33	138,00	491,61	623,70	(1) 143,00	(1) 173,58	(1) 173,58
	Óleo Diesel	224,10	772,00	796,86	138,00	491,61	623,70	(1) 143,00	(1) 173,58	(1) 173,58
	Hidrelétrica	58,52	75,00	84,58	88,00	118,40	135,30	77,97	60,63	101,35

(1) – na ausência de dados específicos para óleos diesel e combustível, repetido o custo do gás natural

Fonte: Elaboração própria.

Observe-se que nenhuma das fontes de dados utilizadas considera a inclusão dos custos de externalidades, definidas como os impactos sobre terceiros em decorrência das atividades de geração de energia elétrica a partir das fontes listadas. Nestes cálculos similares ao Custo Médio de Geração, tanto danos ambientais ou sociais (externalidades negativas) como benefícios (externalidades positivas) não estão considerados. Trata-se, portanto, do cálculo do diferencial de custo financeiro entre as opções energéticas.

5.2.1.4 Cálculo dos Custos das Externalidades das Fontes de Energia

A inclusão das externalidades das opções de geração elétrica consideradas visa obter um valor que reflita de forma mais consistente o balanço custo-benefício das opções energéticas. Já existem métodos que contemplam estes aspectos, mas esta análise é muito complexa, uma vez que em particular no caso da hidreletricidade, a quantidade de itens a ser considerada é muito grande. Da “Metodologia de Valoração das Externalidades Ambientais da Geração Hidrelétrica e Termelétrica com Vistas à sua Incorporação no Planejamento de Longo Prazo do Setor Elétrico” (ELETROBRÁS, 2000) destacamos os itens a ser considerados no caso da geração hidrelétrica:

- *As perdas da biodiversidade em geral;*
- *As perdas de benefícios provenientes de algumas atividades econômicas, como: a irrigação, a pesca, a produção agrícola, etc.;*
- *Os danos sobre os recursos culturais, históricos (patrimônio cultural) e minerais encontrados no meio ambiente;*
- *Os benefícios provenientes da criação de uma área de lazer como o lago do reservatório.*

E no caso da geração termelétrica:

- *Os danos causados à saúde humana decorrentes de emissões atmosféricas de óxido de enxofre e material particulado e*
- *As emissões de dióxido de carbono contribuem para o aquecimento global da atmosfera.*

Esta lista de itens pode ser detalhada e facilmente acrescida de outros tantos, como no caso das hidrelétricas, citado por Ferreira (2004):

- Alterações climáticas em regime de ventos e temperaturas;
- Efeitos sobre a saúde humana e
- Emissões de gases de efeito estufa (em particular metano)

Contudo, a maioria dos trabalhos pesquisados falha por ignorar as potenciais externalidades positivas oriundas de projetos de geração. Citamos de Wang *et al.* (2010) alguns exemplos, além da própria geração elétrica:

- Regularização do regime de fluxo dos rios
- Desenvolvimento do potencial de navegabilidade
- Regularização do suprimento de água às cidades vizinhas
- Implantação de sistemas de irrigação
- Potencial de desenvolvimento de piscicultura

Devido às questões já citadas, diversos trabalhos tem procurado valorar as externalidades ligadas à geração hidrelétrica no Brasil e no Mundo. A valoração destes efeitos varia grandemente com a metodologia de levantamento utilizada. Podemos citar alguns exemplos com uma breve descrição de sua abordagem e seus valores:

- FERREIRA (2004), avaliou somente as externalidades negativas do setor hidrelétrico no Estado de Minas Gerais, chegando a um valor máximo de cerca de R\$ 20,00/MWh;
- REIS (2001), comparou os custos ambientais (externalidades negativas) da geração hidrelétrica e termelétrica a gás natural em poucos casos específicos no Brasil, chegando a valores máximos da ordem de R\$ 7,00/MWh para hidrelétrica e de R\$ 13,00/MWh para termelétrica;
- TAJZIEHCHI *et al.* (2013), avaliaram as externalidades negativas para uma hidrelétrica com reservatório no Iran, chegando a US\$ 164/MWh e
- WANG *et al.* (2010), consideraram um balanço de externalidades negativas e positivas para uma província da China, chegando a um valor médio de Y 206/MWh (cerca de R\$ 78/MWh). Registre-se que este valor equivale a 75% da tarifa de energia naquele País e a constatação que 95% dos benefícios advêm da geração elétrica e somente 5% dos demais benefícios, enquanto 97% das externalidades

negativas são devidas à perda da biodiversidade e degradação da qualidade da água.

Além da dispersão de valores conforme a abordagem, a maioria dos casos carece de uma avaliação econômica da área destinada ao reservatório previamente ao alagamento no que tange aos recursos vegetais, animais, minerais, culturais, históricos entre tantos (YOUNG *et al.*, 2011).

Entre as externalidades negativas, destaca-se a emissão de gases de efeito estufa, com a intensificação da geração termelétrica nos últimos anos, no suprimento de eletricidade do Brasil, que já apresenta efeitos significativos. O fator de emissão de dióxido de carbono por energia gerada do SIN aumentou quase 5 vezes entre 2011 e 2012, passando de 0,1056 para 0,5176 t CO₂/MWh (PORTO; CORREIA, 2013). A relevância atual e a maior facilidade de acesso a dados relativos a este aspecto induzem a uma tentativa de contemplar a uma parte das externalidades ambientais, pela inclusão das emissões de gases de efeito estufa (GEE) das opções energéticas consideradas.

5.2.1.5 Resultado da Análise

Com os custos médios de geração multiplicados pela energia, se obtém o custo financeiro da substituição da hidreletricidade.

Tabela 5.4 – Cálculo do Custo de Substituição da Hidreletricidade

Unidade	Itens	Hashimura, 2012	Abbud e Tancredi, 2010	Abbud, 2012	Pires e Holtz, 2011	Cesaretti, 2010	Rego, 2012	Castro et al., 2011	WWF, 2012 (mín.)	WWF, 2012 (máx.)
Custo médio de geração (R\$/MWh)	Eólica terrestre	95,80	270,00	99,58	139,00	197,95	132,00	148,00	89,00	119,00
	Gás natural ciclo combinado	161,69	210,00	353,76	133,00	140,60	187,50	143,00	173,58	173,58
	Óleo combustível	196,21	643,00	672,33	138,00	491,61	623,70	(1) 143,00	(1) 173,58	(1) 173,58
	Óleo Diesel	224,10	772,00	796,86	138,00	491,61	623,70	(1) 143,00	(1) 173,58	(1) 173,58
	Hidrelétrica	58,52	75,00	84,58	88,00	118,40	135,30	77,97	60,63	101,35
Custos da energia (R\$ milhão)	Eólica terrestre	585	1.647	608	848	1.208	805	903	543	726
	Gás natural ciclo combinado	22.129	28.741	48.416	18.203	19.243	25.662	19.571	23.757	23.757
	Óleo combustível	2.868	9.397	9.826	2.017	7.185	9.115	2.090	2.537	2.537
	Óleo Diesel	3.408	11.740	12.118	2.099	7.476	9.485	2.175	2.640	2.640
	Custo total substitutos	28.989	51.526	70.969	23.166	35.112	45.068	24.739	29.476	29.659
	Hidrelétrica	10.111	12.959	14.614	15.205	20.458	23.378	13.472	10.476	17.512
	Custo adicional da substituição = Substitutos - Hidrelétrica	18.878	38.567	56.354	7.961	14.654	21.689	11.267	19.000	12.147

(1) – na ausência de dados específicos para óleos diesel e combustível, repetido o custo do gás natural

Fonte: Elaboração própria.

Nesta visão, ainda sem externalidades, para todos os dados de custos utilizados, constata-se um efetivo custo adicional pela geração ocorrida ter sido diversa do PLANO 2010. Este valor varia entre 8 a 56 bilhões de reais, podendo ser

calculada uma média de R\$ 22 bilhões e uma mediana (centro do conjunto de dados) de R\$ 19 bilhões.

Como já citado, este é somente o custo financeiro da opção. Passa-se a incluir uma parcela de externalidade relativa a mudanças climáticas, adicionando as emissões diferenciais da substituição de fonte de energia. Logo, a análise que se segue não contempla os efeitos de outros aspectos ambientais e sociais. São utilizados dados obtidos de avaliações de ciclo de vida das emissões de GEE de tecnologias de geração de eletricidade coletados de uma revisão de literatura (IPCC, 2011).

Os dados da Tabela 5.5 representam um resumo da distribuição dos valores coletados na revisão de literatura. Assim, por exemplo, o valor 12 em eólica significa que os 50% menores valores levantados apresentam uma média daquele valor. Mínimo e máximo são os pontos únicos extremos coletados.

Tabela 5.5 – Emissões de GEE por fonte de geração de eletricidade

CO ₂ eq g/kWh	Hidrelétrica	Eólica	Gás Natural	Óleos	
Mínimo		0	2	290	510
25%		3	8	422	722
50%		4	12	463	840
75%		7	20	548	907
Máximo		43	81	930	1170

OBS: Extraído da Tabela A.II.4 de IPCC, 2011

Fonte: Elaboração própria.

Multiplicando-se estes dados, mais uma vez, pela energia substituída, se obtém as emissões por fonte no período 1987-2010.

Tabela 5.6 – Balanço de Emissões Totais de GEE da Substituição

Emissões gases de efeito estufa em t CO ₂ equivalente	Hidrelétrica	Eólica	Gás Natural	Óleos	Emissões Totais dos Substitutos	Diferença Emissões Substitutos - Hidrelétrica
Mínimo	-	12.203	39.690.107	15.209.586	54.911.896	54.911.896
25%	518.361	48.814	57.755.949	21.532.002	79.336.765	78.818.404
50%	691.148	73.221	63.367.309	25.051.083	88.491.612	87.800.465
75%	1.209.508	122.035	75.000.616	27.049.205	102.171.855	100.962.347
Máximo	7.429.836	494.240	127.282.067	34.892.580	162.668.887	155.239.051

Fonte: Elaboração própria.

Para valorar esta externalidade é necessário utilizar um valor significativo para a emissão de carbono. Existem atualmente diversos esquemas pelo Mundo afora, que atribuem valores à tonelada de carbono, de forma explícita como impostos específicos sobre emissões e sistemas de comercialização em que são

utilizados preços. Existem ainda as valorações implícitas por meio de incentivos à redução, incorporados pelas políticas públicas e regulações, em tarifas ou isenções fiscais sobre alguns energéticos (OECD, 2013a). Nesta mesma referência, foram calculados os valores do carbono, a partir destes esquemas, em vários países e para diversos setores da economia. No Brasil, o PROINFA foi considerado como uma valoração de carbono inclusa na tarifa, especificamente para gerações eólicas, à biomassa e pequenas centrais hidrelétricas. Por meio de balanço de quantidades de emissões potencialmente mitigáveis por estes incentivos e seus custos, foi estimado o custo da tonelada de carbono, que neste caso brasileiro do setor elétrico, chegou uma média de 12,7 €/t CO₂. Ainda não existe uma taxação sobre emissões de GEE no Brasil e apesar de existirem iniciativas da Bolsa de Valores brasileira quanto à estruturação de um mercado futuro de carbono, não existe uma cotação de carbono vigente no Brasil (BM&FBOVESPA, 2014).

Portanto, uma das formas de valoração a ser utilizada seria um preço de mercado de carbono, para estimar o custo de aquisição de créditos de carbono necessário à sua compensação destas emissões oriundas da opção energética. Considerando os diversos mercados ativos no Mundo, o mais significativo e onde poderiam ser adquiridos créditos confiáveis e na quantidade necessária seria o mercado europeu de carbono (WORLD BANK, 2013 e OECD, 2013a). A partir de dados das cotações deste mercado, extraídos do site da EEX⁵, foi obtido o histórico de cotações e volumes negociados entre outubro de 2012 a fevereiro de 2014, sendo calculados preços médios da ordem de 4,90 €/t CO₂. Valores máximos para estes créditos neste mercado, no mesmo período, chegaram a aproximadamente 9 €/t CO₂.

Outra hipótese de valoração seria utilizar o chamado “Custo social do carbono”, conceito que teve sua origem após a publicação dos primeiros relatórios do IPCC sobre mudanças climáticas. Diversos autores calcularam os custos dos efeitos do clima sobre o bem-estar “*welfare*” da sociedade, em regiões específicas do planeta e ao nível global. Este custo social englobaria os custos dos impactos associados com a emissão de uma unidade adicional de Gases de Efeito Estufa. É calculado como o valor presente líquido dos danos devidos a este incremento de

⁵ Disponível em: <<http://www.eex.com/en/market-data/emission-allowances/spot-market/ecarbix>>. Acesso em: 09 mar. 2014.

emissões ou dos custos de projetos para evitar seus efeitos. Na ótica das políticas públicas, seria equivalente à taxa pigouviana que deveria ser aplicada às emissões para internalizar as externalidades decorrentes. Este valor depende dos impactos considerados, o tempo de resiliência do impacto e outros fatores como custo e taxa de retorno de projetos que visem mitigar estes efeitos (TOL, 2011). Este mesmo autor citado tem realizado estudos estatísticos dos valores encontrados para o Custo Social do Carbono em diversas estimativas, e pontua a questão da dispersão dos valores encontrados (TOL, 2005). Desde 2010, o Governo Norte-americano publica um relatório técnico com o custo social do carbono para análise de impacto regulatório e revisou esta publicação recentemente em 2013. Para este cálculo são utilizados modelos matemáticos, que consideram os impactos da dinâmica do nível dos oceanos, aquecimento do espaço, perda de terra agriculturável e da produção agrícola entre outros ao longo do tempo, gerando uma distribuição da probabilidade do impacto acumulado. Estes cálculos indicam que os custos do carbono crescem ao longo do tempo, porque quanto mais adiante no tempo forem compensadas as emissões, maiores impactos e custos ocorrerão. As curvas de distribuição dos custos variam com a taxa de retorno dos projetos de mitigação da seguinte forma. Taxas de retorno maiores reduzem os custos do carbono, porque tornam os valores iniciais mais significativos e incentivam a inclusão destas externalidades no curto prazo e por consequência, diminuem os impactos futuros. Taxas de retorno menores têm efeito contrário, provocando aumento no custo social do carbono. Com a taxa de desconto de 3% a.a., o custo social de carbono fica em US\$ 43/t CO₂ (dólares de 2007) ou US\$ 48/t CO₂ (dólares de 2012). Neste estudo é calculado ainda, o valor que cobriria 95% dos impactos em todas as variáveis consideradas e que em 2020 atinge US\$ 128/t CO₂ (dólares de 2007) ou US\$ 142/t CO₂ (dólares de 2012) (U.S. GOVERNMENT, 2013).

Para calcular o custo total da externalidade das emissões, foram usados estes vários valores do dióxido de carbono e o volume de emissões calculadas, considerando a faixa de 75% da Tabela A.II.4 de IPCC, 2011. Todos os valores em moedas estrangeiras foram assumidos como valores médios de 2012 e convertidos pelas taxas de câmbio do Banco Central em 29/06/2012 (R\$ 2,0213/US\$).

Tabela 5.7 – Cálculo da Externalidade GEE da Substituição Energética (R\$ milhão)

Cálculo do valor da externalidades de emissões de gases de efeito estufa da substituição de geração (R\$ milhão) Máximo Tabela A.II.4 de IPCC, 2011		Incentivo PROINFA	Média Mercado europeu	Máxima Mercado europeu	Média Custo Social de Carbono EUA 2020	95% Custo Social de Carbono EUA 2020
		Valores de carbono R\$/tCO2				
Energéticos	Emissões t CO2					
Hidrelétrica	7.429.836	119	93	171	721	2.132
Substitutos	162.668.887	2.603	2.040	3.741	15.779	46.686
Diferença	155.239.051	2.484	1.947	3.570	15.058	44.554

Fonte: Elaboração própria.

Somente como nota, quanto à sensibilidade ao volume de emissões considerado, caso fosse utilizada a faixa de 25% das emissões da Tabela A.II.4 do IPCC neste cálculo, o custo diferencial da externalidade sobre os substitutos seria reduzido em 22%, na linha de Diferença da Tabela 5.7. Conclui-se que o custo desta externalidade seria de aproximadamente R\$ 1,7 bilhões, mediana a preços de mercado, ou pelas políticas de incentivo do Brasil, valor equivalente a 10% do diferencial de custo financeiro da substituição. A valoração pelo custo social eleva este custo para R\$ 9 bilhões, cerca de 50% do diferencial do custo financeiro, chegando a um extremo de R\$ 29 bilhões, que supera aquele diferencial.

O montante do diferencial dos custos financeiros e das externalidades da substituição da hidrelétrica pode ser estimado em R\$ 21 bilhões (R\$ 19 bilhões mediana do diferencial financeiro + R\$ 1,7 bilhões). A utilização do custo social do carbono aumenta este custo para R\$ 28 bilhões podendo chegar a um extremo de R\$ 48 bilhões (R\$ 19 bilhões + R\$ 29 bilhões).

De qualquer forma que seja calculado, este total pode ser interpretado como custo adicional absorvido pela sociedade devido à opção de utilizar recursos energéticos assumidos como de menor impacto imediato ao meio ambiente, ou seja, evitar as externalidades da energia hidrelétrica. Lembramos que esta avaliação de externalidades contempla exclusivamente as emissões de GEE, ignorando outros aspectos, como perda de biodiversidade etc.

Podemos interpretar este custo de externalidades, como dispêndio para evitar o alagamento, por exemplo, da área do reservatório da uma hidrelétrica que pudesse suprir a mesma quantidade de energia gerada a partir de outras fontes no período. Na Figura 5.7, foi marcado o Pico de Consumo das gerações substitutas em 2010, da ordem de 3,4 GW. Considerando novamente a Garantia Física de uma hidrelétrica típica em 53,41%, estima-se que caso uma usina de 6,4 GW ou 6.400 MW de capacidade tivesse sido instalada até o final de 1998, nenhuma das energias

substitutas seria necessária até 2010. Pode se especular qual seria a área alagada de tal empreendimento e que foi evitada pela utilização das fontes substitutas. Uma usina deste porte equivaleria a capacidade de Xingó (3 GW) e Ilha Solteira (3,4 GW) somadas. A partir dos dados de área alagada por usina hidrelétrica do Atlas de Energia Elétrica do Brasil (ANEEL, 2005), verificamos que a área alagada destas duas usinas chega a 1.416 km². Contudo, analisando estes dados para as usinas hidrelétricas instaladas até 2005, não é possível estabelecer nenhum fator de correlação direta entre estes dois parâmetros, restando calcular uma média de área alagada/potência de aproximadamente 660 km²/GW.

Estima-se assim uma área preservada por não ter sido alagada, que variaria entre 1.416 km², por similaridade com Xingó e Ilha Solteira, até 4.224 km², calculada pela média de área alagada/potência até 2005. Dividindo os custos totais de R\$ 21 bilhões adicionais por estas áreas, são obtidos valores médios de R\$ 5 a 15 milhões por km² preservado. Obviamente, ao custo social de carbono limite, estes números mais que duplicam.

As externalidades da opção hidrelétrica não foram contempladas neste cálculo até este ponto, devido às dificuldades de apuração destes custos, abordadas anteriormente. Porém, com os resultados obtidos, se tornou possível uma análise adicional quanto ao valor máximo que estas externalidades poderiam assumir. Como o custo da substituição da hidroeletricidade foi positivo, é possível calcular o custo limite das externalidades que tornariam a opção pela hidrelétrica equivalente em custos aos outros energéticos.

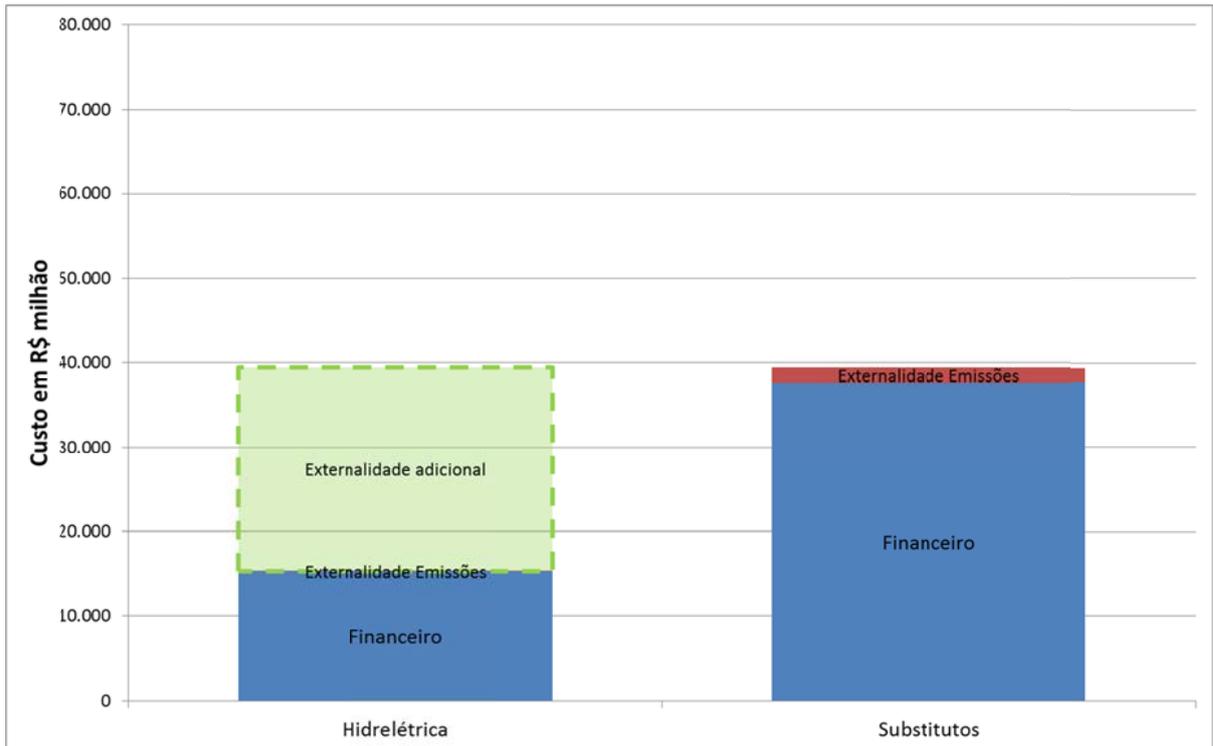


Figura 5.9 – Custo adicional da externalidade extra da opção hidrelétrica com carbono valorado ao mercado europeu (€ 4,90 /t CO₂ - R\$ 12,54/t CO₂)

Fonte: Elaboração própria.

O custo adicional de externalidade da hidrelétrica que iguala os custos da substituição, quando a externalidade das emissões é calculada usando preços de mercado ou as políticas de incentivo chega a R\$ 24 bilhões, conforme a Figura 5.9, que rateados pela energia substituída de 172,8 TWh, equivale a R\$ 139/MWh. Ou seja, externalidades da energia hidrelétrica, que não excedam este valor, poderiam ser incluídas no custo médio de geração do projeto, sem alterar a opção de escolha pela hidrelétrica.

Com custo social de carbono médio, este custo adicional chega a R\$ 32 bilhões, com o custo unitário de R\$ 186/MWh.



Figura 5.10 – Custo adicional da externalidade extra da opção hidrelétrica com carbono valorado ao custo social de carbono médio (US\$ 48/t CO2 - R\$ 97,00/t CO2)
 Fonte: Elaboração própria.

E no caso do custo limite, se somariam R\$ 51 bilhões, e um custo unitário de R\$ 297/MWh.

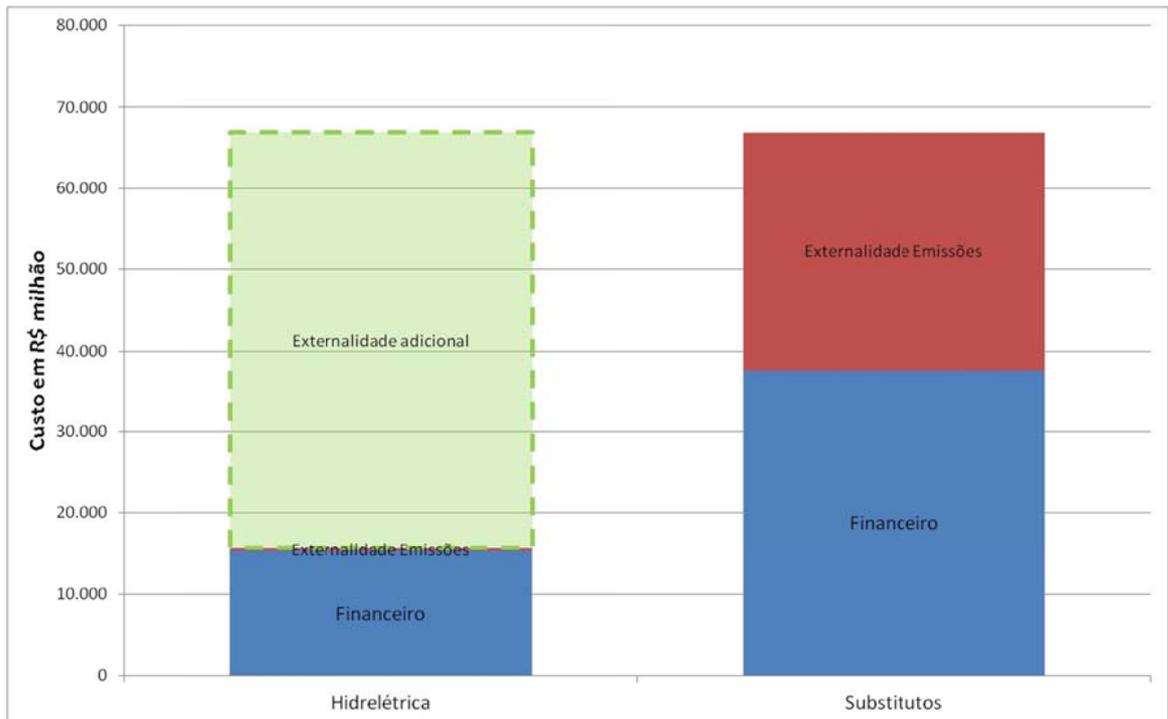


Figura 5.11 – Custo adicional da externalidade extra da opção hidrelétrica com carbono valorado ao custo social de carbono 95% (US\$ 142/t CO2 -R\$ 287,00/t CO2)
 Fonte: Elaboração própria.

Observa-se que todos estes valores superam os dados de externalidade por energia gerada apresentados anteriormente, à exceção dos valores obtidos por Tajziehchi *et al.* (2013).

Contudo, ainda se faz necessário incluir os custos da transmissão elétrica. Hidrelétricas normalmente são instaladas em locais distantes dos principais pontos de demanda de eletricidade (centros de cargas), enquanto termelétricas, ao contrário, podem ser instaladas em pontos mais próximos. Assim, hidrelétricas podem demandar investimentos relevantes em transmissão e encarecer significativamente o custo deste suprimento. De acordo com o Atlas de Energia Elétrica do Brasil, em sua 3ª. Edição (ANEEL, 2008) o custo de transmissão representava 20% do custo da energia gerada. Dados recentes sobre o projeto da Hidrelétrica de Belo Monte apontam para uma proporção aproximada entre o investimento na usina e o das linhas de transmissão da energia também da ordem de 20% (CASTRO; LEITE; DANTAS, 2011). Considerando os custos médios financeiros de geração hidrelétrica da Tabela 5.3, foram estimados valores da ordem de R\$ 20/MWh, que também poderiam ser facilmente absorvidos na mesma diferença de externalidade adicional.

Este cálculo comparativo indicou que a opção de geração hidrelétrica no período considerado teria sido a de menor custo para o sistema. Esta alternativa já se revelava de menor custo apenas pela comparação entre os custos financeiros das fontes consideradas. A inclusão dos custos externos realçou a diferença e ainda permitiu calcular qual seria o valor máximo de custos externos absorvíveis pela opção da energia hidrelétrica que ainda a manteriam como a mais sustentável.

Pode ser concluído que a metodologia de custo médio de geração acrescida dos custos das externalidades é uma ferramenta de comparação adequada para testar a hipótese proposta nesta tese.

5.2.1.6 Constatações Ulteriores

O crescimento econômico pós-2010 e um período de reduzida afluência de chuvas fizeram com que o Operador Nacional do SIN (ONS) comandasse maior despacho termelétrico, a partir de setembro de 2012. Esta intensa geração termelétrica se manteve por todo ano de 2013 com tendência a se estender para até 2014. Estes anos não estão contemplados neste estudo, mas podemos estimar o

consumo já ocorrido de 2011 a 2013, pela mesma metodologia, considerando somente a geração termelétrica a gás natural, óleo combustível e diesel e a geração eólica somando 136,8 TWh (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2012, 2013, 2014), sendo 89% de termogeração substituta à hidrelétrica, dos quais 71% a gás natural e 17% a óleo diesel e óleo combustível. Esta quantidade de energia, consumida nos 36 meses posteriores ao final de 2010, equivale a 79% do total de geração pelas fontes substitutas nos 10 anos entre 2001 e 2010. Em termos de quantidade de energia substituída, os últimos 3 anos se igualam aos oito anos que os antecederam. Calculando apenas as externalidades devidas aos gases de efeito estufa, entre 2011 e 2013 foram emitidas 75 milhões de toneladas adicionais de CO₂ pela geração substituta, utilizando mais uma vez a faixa de 75% da Tabela A.II.4 do IPCC, que valorados pelo preço médio do mercado de carbono europeu equivalem a cerca de US\$ 950 milhões anuais.

Para gerar esta quantidade de energia por meio de geração hidrelétrica, considerando os 1096 dias entre 2011 e 2013, seria necessário ter contado neste período com uma potência média hidrelétrica adicional de 5,2 GW. A já citada Usina de Belo Monte tem capacidade máxima prevista de 11 GW com um fator de capacidade de 40% e potência média anual de 4,5 GW, para uma área alagada de 518 km² (CASTRO; LEITE; DANTAS, 2011). Caso esta hidrelétrica já estivesse em operação desde 2011, dependendo da sazonalidade e da afluência hídrica, a maior parte desta demanda seria atendida por ela, e as externalidades da energia substituta evitadas. Contudo, não podem ser omitidas as externalidades da implantação desta usina, em particular. Diversos estudos procuraram determinar os custos dos impactos da instalação desta hidrelétrica e este valor foi avaliado por Leitão e Sousa Jr. em 2004 em cerca de US\$ 55 milhões anuais e novamente em 2006, Leitão, Reid e Sousa Jr. aprimoraram o estudo anterior, mas apresentaram um valor presente de US\$ 189 milhões, para as mesmas externalidades. Nestes estudos foram incluídas as externalidades devidas a perdas em turismo, pesca, inundação de remanescentes de floresta, agropecuária, ictiofauna, emissões de gases de efeito estufa e perda de qualidade da água e por evaporação. Todos estes valores quando divididos pela quantidade de energia gerada no empreendimento, chegam à ordem de dezena de reais por unidade de energia, cujos valores presentes se situam na ordem de grandeza dos custos de mitigação das emissões substitutas entre 2011 e 2013.

Considere-se ainda que a maior contribuição brasileira ao esforço mundial de redução de emissões de gases de efeito estufa têm se concentrado na redução do desmatamento. De acordo com o relatório, **Estimativas anuais de emissões de gases de efeito estufa no Brasil**, publicado pelo Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação – MCTI, em 2013, entre 1990 e 2010, enquanto 60% das emissões brasileiras foram oriundas do desmatamento, somente 16% tiveram sua origem na geração de energia. No período contemplado entre 1987 e 2010, de acordo com os cálculos aqui apresentados no estudo *ex-post*, a emissão de gases de efeito estufa no setor energético aumentou em cerca de 100 mil t CO₂, aumento registrado no relatório do MCTI. Já relacionamos este acréscimo entre os custos absorvidos para evitar o alagamento de 1.416 até 4.224 km² nas hidrelétricas substituídas. Simultaneamente, durante a mesma sequência de anos, a área desmatada na região amazônica somou aproximadamente 407 mil km² (PRATES; BACHA, 2011; MCTI, 2013) uma área 96 vezes maior que o máximo preservado pelo alagamento evitado.

Quanto aos custos internos, em especial o custo médio de geração coletado nas diversas referências utilizadas no cálculo do item 5.2.1.3 e expressos na Tabela 5.3, a maioria daqueles trabalhos utilizou custos médios de geração a gás natural que remetem a preços do combustível da ordem de US\$ 7 a 10/MMBTU no ponto de consumo, ou seja, na entrada da usina termelétrica. Entre 2011 e 2013, a maior parte do combustível que foi utilizado para geração termelétrica a gás natural foi oriundo de importações de gás natural liquefeito (GNL), cujos preços FOB⁶ na origem da carga, se situaram na faixa de US\$ 12 a 15/MMBTU de acordo com dados do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural do MME de janeiro de 2014 (MME, 2014a). Acrescendo a este valor os custos de entrega na usina como transporte, regaseificação e impostos, deduz-se que o custo médio de geração realizado, no caso destas usinas, se situou num patamar mais elevado do que os cálculos obtidos com as premissas deste trabalho, escalando o diferencial de custos da substituição.

Estes dados nos parecem corroborar que a decisão de investimento de substituição da hidreletricidade efetivamente aumentou o custo total de suprimento

⁶ FOB (*Free on Board*): mercadoria entregue embarcada na origem, não inclui frete e seguro.

de energia à sociedade brasileira, considerados os custos internos dos projetos e suas consequentes externalidades. A conclusão indica que a opção de continuidade do programa de implantação de hidrelétricas como principal fonte de suprimento de eletricidade ao País seria a ser adotada, mesmo com a incorporação das externalidades aos custos totais dos projetos. Esta via conduziria à maior sustentabilidade energética dentro das três dimensões econômica, social e ambiental.

Porém, mesmo à luz desta conclusão, não é possível omitir alguns aspectos incomensuráveis. A Usina Hidrelétrica Barra Grande foi construída no rio Pelotas, na divisa entre os estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul, entre os municípios de Anita Garibaldi/SC e Pinhal da Serra/RS. Começou sua operação em novembro de 2005, adicionando 690 MW de potência instalada ao Sistema Integrado Nacional (ROQUETTI, 2013). Este projeto também provocou reação da sociedade quanto aos impactos ambientais do alagamento, em particular na biodiversidade, pelo fato da região abrigar ecossistemas característicos da Mata Atlântica, contando com várias espécies da flora e da fauna ameaçadas de extinção. O processo de licenciamento ignorou alguns destes aspectos, destacando-se a bromélia Gravatá (*Dyckia distachya*) que era endêmica dos rios da região e foi praticamente extinta neste seu habitat (RUPPENTHAL, 2013). Este pode ser encarado como um exemplo de falha no processo de compensação de externalidades. Apesar da empresa responsável pela usina ter implementado um programa de reintrodução da espécie, conforme citado no Informativo BARRA GRANDE em sua Edição nº 81 de Novembro/2012, com apoio de trabalhos científicos específicos (SALOMÃO, 2013), este caso se tornou exemplo emblemático negativo quanto às perdas de biodiversidade pela implantação de hidrelétricas.

Poderia o custo desta externalidade ser efetivamente compensado na abordagem proposta nesta tese? Ou pode realmente ser utilizado como argumento que invalida esta proposta? O caso da *Dyckia distachya* também consta do “Livro Vermelho da Flora do Brasil” (MARTINELLI; MORAES, 2013), que cataloga 4.617 espécies da flora brasileira, já incluídas em listas oficiais de espécies ameaçadas. E a implantação da hidrelétrica é uma das principais ameaças à bromélia Gravatá. O exame desta publicação propicia algumas observações, quanto aos diversos fatores que ameaçam estas espécies. Constatamos que ocorre 23 vezes a palavra **hidrelétrica**, 7 vezes as palavras **barragem** ou **barragens** e 8 vezes, **represa**,

represas ou **represamento**. Prosseguindo nesta linha de investigação, constata-se contudo, que outras palavras ligadas às ameaças também são frequentes:

Quadro 5.2 – Palavras relacionadas nas ameaças de extinção de espécies citadas no "Livro Vermelho da Flora do Brasil"

Palavra	Ocorrências
Atividades agropecuárias ou pecuária	293
Desmatamento	289
Incêndio	241
Queimada	234
Agricultura	232
Atividades agrícolas ou agrícola	228
Mineração	215
Expansão urbana	181
Fogo	133
Imobiliária / Especulação imobiliária	97
Ocupação humana	58
Hidrelétrica	23
Barragem ou barragens	7

Fonte: Elaboração própria⁷.

Esta análise simples não tem a pretensão de indicar que as externalidades de algumas fontes de energia parecem desprezíveis frente a outras atividades e por isso, talvez, devessem ser desconsideradas. Considerando a relevância das opções energéticas e nos custos gerais da economia comparada ao impacto socioambiental relativo, o pensamento que ocorre é que talvez fosse mais efetivo à sociedade, em termos de custos ambientais e sociais, priorizar a redução dos impactos de outras atividades, antes de descartar certas opções energéticas. Uma alternativa poderia ser a compensação entre atividades, como a opção construção de uma hidrelétrica com reservatório, sendo compensada pela preservação (não desmatamento) de área algumas vezes maior que a do alagamento.

Conclui-se pelas análises apresentadas neste capítulo que a internalização dos custos externos altera as opções energéticas e, por consequência, a sustentabilidade destas escolhas. Resta agora, testar se a seleção de fontes de energia pelo custo médio de geração, contemplando a oferta de energia como serviço acrescido da internalização das externalidades, conduz a um resultado de maior sustentabilidade.

⁷ Estimativa do autor, obtida da consulta às obras citadas utilizando ferramenta de busca do software Adobe Reader X.

6 METODOLOGIA DE CÁLCULO DE INCORPORAÇÃO DE SUSTENTABILIDADE À ENERGIA – COMPARAÇÃO ENTRE PRODUTO E SERVIÇO

Não há possibilidade de geração de energia, dentro do domínio tecnológico atual, que não provoque alguma externalidade. Citamos a relação elaborada por Cesaretti (2010), das diversas fontes energéticas e seus efeitos colaterais identificáveis:

Quadro 6.1 – Impactos socioambientais das principais fontes de geração de eletricidade

Fonte de Energia	Impactos
Petróleo, Carvão e Gás natural	Poluição do ar
	Emissão de monóxido de carbono (CO)
	Emissão de matéria particulada suspensa (metais pesados)
	Destruição da camada de ozônio
	Aquecimento global via efeito estufa
	Emissão de dióxido de carbono (CO ₂) e metano (CH ₄)
	Chuva ácida
	Emissão de SO ₂ formando ácido sulfúrico na atmosfera
	Emissão de NO _x formando ácido nítrico na atmosfera
	Perturbação acústica na fauna (marinha ou terrestre) pela exploração sísmica
	Alteração da qualidade do solo e da água
	Modificação dos padrões de uso e ocupação do solo
	Remanejamento involuntário de comunidades locais para construção de dutos
Geração de apreensão na população local pela possibilidade de acidentes	
Hidrelétrica	Formação de grandes represas
	Realocação das populações
	Aquecimento global via efeito estufa
	Emissão de gás metano (CH ₄) e dióxido de carbono (CO ₂)
Nuclear	Resíduos de nível baixo e médio de radioatividade
	Resíduos de nível alto de radioatividade que requerem disposição por 10.000 anos
	Desativação das instalações nucleares após término da vida útil
Biomassa	Poluição do ar
	Emissão de monóxido de carbono (CO)
	Emissão de dióxido de carbono (CO ₂)
	Emissão de matéria particulada
	Uso intensivo do solo e da água
Diminuição da biodiversidade	
Eólica	Ruído causado pelos aerogeradores
	Colisão de pássaros
	Impacto visual
	Certa limitação do uso do espaço ocupado

Fonte: Adaptação de Cesaretti (2010).

Poderiam ser facilmente acrescentados outros efeitos deletérios já citados, consequência da utilização dos diversos energéticos, tais como problemas de saúde pública, ameaças à biodiversidade, redução da disponibilidade de recursos naturais etc. Neste contexto, a abordagem de energia como serviço, não pretende eliminar as externalidades, mas pela absorção destes custos adicionalmente aos custos diretos da sua disponibilização, mitigar estes efeitos no longo prazo, garantindo um suprimento contínuo de energia à sociedade, de forma sustentável.

6.1 EQUACIONAMENTO E PREMISSAS DE CÁLCULO

6.1.1 Cálculo do Resultado incluindo Externalidades

Considerando as características da invisibilidade ou indiferença do consumidor, quanto à forma de energia que utiliza desde que obtenha os serviços que demanda, e a possibilidade de internalização das externalidades, encontra-se a principal motivação deste trabalho: A proposição de uma estrutura de mercado de energia que propicie efetivamente a sustentabilidade em todas as dimensões relevantes – econômica, ambiental e social - por meio da cobrança do serviço obtido da energia. Este serviço deverá ser regulado de forma que garanta a internalização das externalidades negativas e a absorção das vantagens das externalidades positivas, buscando garantir o suprimento da demanda de energia da sociedade a um mínimo custo social.

Esta proposta deve contemplar todas as variáveis relevantes à sustentabilidade, propiciando a aplicação adequada dos recursos financeiros e naturais ao mesmo tempo em que promove a minimização dos custos de investimento, reduzindo desequilíbrios entre oferta e demanda e a consequente alternância periódica entre ciclos de crescimento e recessão. Deve também garantir a segurança de suprimento no longo prazo, incentivando a inovação tecnológica, o consumo mais eficiente, a preservação dos recursos naturais e a mitigação dos impactos ambientais, promovendo ainda a instituição de arcabouço regulatório coerente quanto ao conjunto de energéticos, provocando a mudança de atuação dos diversos agentes, por valorizar efetivamente a sustentabilidade do conjunto.

Para validar a hipótese proposta, pretende-se comparar por meio de simulação matemática qual estruturação do mercado de energia, *commodity* sem qualquer tipo de interferência de política pública (inclusive de aspectos socioambientais) ou serviço regulado, proporciona maior retorno em todas as dimensões ou um ótimo social. É intenção também indicar a forma de atuação dos agentes, em particular as empresas fornecedoras, bem como analisar e sugerir os mecanismos de adaptação das políticas públicas e legislação, para compatibilizar a busca da sustentabilidade nas três dimensões.

Assim a simulação de cálculo deve contemplar uma mudança do equacionamento do tradicional do resultado do mercado de energia como *commodity*. No modelo atual, busca-se a maximização do seguinte resultado:

$$Resultado_{commodity} = Receita_{commodity} - Custos_{commodity}$$

onde

$$Receita_{commodity} = \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n Q_{i,j} \times P_j$$

Onde

$Q_{i,j}$ = quantidade de unidade de serviço ou energia básica j consumida por ponto de consumo i

P_j = preço ou tarifa unitária de consumo por unidade de serviço ou energia básica j

n = número de pontos de consumo considerados

m = quantidade de energéticos diversos considerados

O preço sendo determinado pelas condições estabelecidas nos contratos e/ou nos processos de equilíbrio oferta e demanda, variando no tempo, excluído de impostos.

$$Custos_{commodity} = \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n [Q_{i,j} \times C_{i,j}]$$

Onde

$Q_{i,j}$ = quantidade de unidade de serviço ou energia básica j consumida por ponto de consumo i e

$$C_{i,j} = \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n [Cp_j + Cl_{i,j}]$$

$C_{i,j}$ = custo unitário da forma de energia básica j no ponto de consumo i

$Cp_{i,j}$ = custo unitário de produção da forma de energia básica j

$Cl_{i,j}$ = custo unitário da logística de disponibilização da forma de energia básica j no ponto de consumo i

De modo semelhante à abordagem de preços, os custos também são excluídos dos impostos, na suposição que quaisquer tributos internados nos custos, seriam repassados aos preços. A consideração de que os custos de produção são típicos da forma de energia assume que, na ocorrência da produção do mesmo tipo de energético sob custos de produção diferentes, para este cálculo, estes seriam contabilizados como formas de energias diversas (por exemplo, petróleo do Oriente Médio, Petróleo do Pré-Sal brasileiro etc).

A abordagem de energia como serviço assume uma única tarifação ou precificação básica por unidade de energia, como no caso da eletricidade. Assim, as equações equivalentes passam a ser:

$$Resultado_{serviço} = Receita_{serviço} - Custos_{serviço}$$

$$Receita_{serviço} = \sum_{i=1}^n Q_i \times P_{serviço}$$

Onde

Q_i = quantidade de unidade de serviço ou energia básica consumida por ponto de consumo i

$P_{serviço}$ = preço ou tarifa unitária de consumo por unidade de serviço ou energia básica

$$Custos_{serviço} = \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n [Q_{i,j} \times C_{i,j}] + \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n [Q_{i,j} \times E_{i,j}]$$

Onde

$Q_{i,j}$ = quantidade de unidade de serviço ou energia básica j consumida por ponto de consumo i e

$$C_{i,j} = \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n [Cp_j + Cl_{i,j}]$$

$C_{i,j}$ = custo unitário da forma de energia básica j no ponto de consumo i

$Cp_{i,j}$ = custo unitário de produção da forma de energia básica j

$Cl_{i,j}$ = custo unitário da logística de disponibilização da forma de energia básica j no ponto de consumo i

$E_{i,j}$ = valor unitário da soma de externalidades positivas e negativas do consumo da forma de energia básica j no ponto de consumo i

A inclusão dos custos das externalidades pressupõe estes efeitos externos serão contemplados por ações mitigadoras, obtendo-se assim um ótimo social equilibrando as dimensões econômica, ambiental e social. Assumindo que no caso da energia como *commodity* sem qualquer tipo de interferência de política pública (inclusive de aspectos socioambientais), as externalidades são desconsideradas, ou seja, custos relegados a terceiros, a hipótese pode ser provada se as diferenças entre os resultados do suprimento de energia como *commodity* ou serviço for menor que as externalidades internalizadas, porém com um custo social menor na opção de serviço. Neste caso, comprovar-se-ia que a internalização das externalidades reduz os problemas oriundos das externalidades, que no caso *commodity*, obtendo resultados econômicos similares.

6.1.2 Externalidades, Ótimo Social e Resultado Intergeneracional

O equacionamento, proposto no item anterior, incluiu as externalidades e permitiu a busca de um ótimo social. Porém contemplou somente resultados imediatos e mesmo que seja obtido um ótimo social este desconsidera as gerações futuras. A medida de sustentabilidade que foi utilizada nos cálculos do Capítulo 5 considerou o conjunto de interesses dos diversos grupos de interesse em torno do negócio, os *stakeholders*. O exemplo desenvolvido ao longo do item 5.2 utilizou o custo médio de geração (custo nivelado de energia) incluindo as externalidades das diversas formas de energia e permitiu comparar a sustentabilidade das diversas opções energéticas, dentro das dimensões econômica, ambiental e social entre as várias gerações de *stakeholders* ao considerar o tempo. Esta forma de cálculo parece, portanto, se adequar à proposta deste trabalho e será utilizada na análise que se segue.

Assim, foi retomado o equacionamento proposto, assumindo que o resultado do negócio de oferta de serviço de energia sustentável, utiliza uma única tarifação ou precificação básica por unidade de energia:

$$Resultado_{servi\c{c}o} = Receita_{servi\c{c}o} - Custos_{servi\c{c}o}$$

Adotando os conceitos utilizados de custo médio nivelado, a partir da metodologia utilizada no exemplo desenvolvido no capítulo 5, não estaremos buscando um resultado de curto prazo, mas um que garanta sustentabilidade durante o período para o qual o sistema estaria sendo projetado. Nesta visão, o resultado deve ser expresso pelo valor presente líquido das receitas e custos. Assim, as equações ganham um componente de tempo e taxa de desconto:

$$Receita_{servi\c{c}o} = \sum_{t=0}^T \sum_{i=1}^n [Q_{i,t} \times P_{servi\c{c}o,t} \times (1+d)^{-t}]$$

Onde

$Q_{i,t}$ = quantidade de unidade de serviço ou energia básica consumida por ponto de consumo i por período “ t ”

$P_{servi\c{c}o,t}$ = preço ou tarifa unitária de consumo por unidade de serviço ou energia básica por período “ t ”

t = período de tempo

T = Tempo de Ciclo de disponibilização de Energia

d = Taxa de desconto aplicável por período “ t ”

Além do componente de tempo e taxa de desconto, mais uma vez a exemplo da metodologia do custo nivelado, a equação de custos pode ser reescrita de forma simplificada, contemplando todos os custos do período de análise ou Tempo de Ciclo de disponibilização de Energia, como investimento, operacionais, manutenção, descomissionamento, e as próprias externalidades:

$$Custos_{servi\c{c}o} = \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^K [(I_{k,t} + O\&M_{k,t} + Des_{k,t} + O_{k,t} + E_{k,t}) / (1+d_k)^t]$$

onde:

$I_{k,t}$ = Custo de Investimento para fonte energética “ k ” por período “ t ”

$O\&M_{k,t}$ = Custo de Operação e Manutenção para fonte energética “ k ” por período “ t ”

$Des_{k,t}$ = Custo de Descomissionamento para fonte energética “ k ” por período “ t ”

O_{k_t} = Outros Custos para fonte energética “k” por período “t”

E_{k_t} = Externalidades para fonte energética “k” por período “t”

T = Tempo de Ciclo de disponibilização de Energia

d_k = Taxa de desconto aplicável para fonte energética “k” por período “t”

Para a análise que se segue, algumas premissas adicionais são necessárias. A taxa de desconto a ser aplicada, no caso de ofertantes de opções energéticas diversas, como carvão, biomassa, nuclear, hidráulica etc, é variável por vários fatores, entre eles a própria fonte de energia. Isto se deve ao fato que cada empreendedor, disposto a investir num segmento do negócio de energia, tem uma percepção diferente do risco, expectativa de retorno, custos financeiros entre outros parâmetros. Nesta abordagem, como o empreendedor, ou conjunto de empreendedores, assume o papel de supridor de serviço, qualquer distinção do retorno específico, para cada fonte energética considerada, se torna uma questão de segmentação de resultado, interna ao negócio. Podemos expressar esta afirmação da seguinte forma matemática:

$$\overline{d_k} = \frac{\sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^K [d_k \times f(I_{k_t}, O\&M_{k_t}, Des_{k_t}, O_{k_t}, E_{k_t}, d_k, \dots)]}{\sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^K f(I_{k_t}, O\&M_{k_t}, Des_{k_t}, O_{k_t}, E_{k_t}, d_k, \dots)}$$

Onde:

$\overline{d_k}$ = Taxa de desconto média aplicável para o conjuntos de fontes energéticas “k” por período “t”

$f(I_{k_t}, O\&M_{k_t}, Des_{k_t}, O_{k_t}, E_{k_t}, d_k, \dots)$ = Função que expressa a forma de rateio da taxa de desconto aplicável por fonte energética “k” pelo tempo de ciclo de disponibilização de energia

Esta função deveria ser determinada pelo conjunto de ofertantes do servidor e é uma decisão de gestão interna do negócio. Para efeito de simplificação desta análise, será assumido que, se cada fonte energética considerada utilizar a taxa de desconto igual à média da taxa de desconto aplicável, independentemente do rateio interno, as opções de fonte de energia escolhidas não serão alteradas, logo utilizaremos:

$$d_k = \overline{d_k} = d$$

Para o cálculo de teste da hipótese será assumido que a receita será a mesma para qualquer cenário, para o mesmo tempo de ciclo de disponibilização de energia. Sendo remunerada como serviço, não haverá mais relação direta do valor unitário pago pelo consumo com a forma de energia gerada. Logo, qualquer mix de energia, que forneça a mesma quantidade, receberá a mesma remuneração, o que conduz a uma simplificação do cálculo comparativo, fazendo com o resultado varie somente com os custos entre cada opção de mix de energia.

$$Resultado_{serviçoMix_1} = Receita_{serviço} - Custos_{serviçoMix_1}$$

$$-Resultado_{serviçoMix_2} = -Receita_{serviço} + Custos_{serviçoMix_2}$$

$$Resultado_{serviçoMix_1} - Resultado_{serviçoMix_2} = Custos_{serviçoMix_2} - Custos_{serviçoMix_1}$$

onde:

$Resultado_{serviçoMix_n}$ = Resultado econômico do serviço de suprimento de energia quando utiliza o conjunto de fonte de energia (mix) “n”

$Custos_{serviçoMix_n}$ = Custos do serviço de suprimento de energia quando utiliza o conjunto de fonte de energia (mix) “n”

donde:

$$\Delta Resultado_{serviçoMix} = \Delta Custos_{serviçoMix}$$

Contudo, ao assumir esta premissa, parece óbvio que quaisquer opções idênticas de fornecimento de energia que não incluam alguma internalização dos custos das externalidades apresentarão resultado maior:

$$Custos_{serviçoMix_1} = \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^K [(I_{k_t} + O\&M_{k_t} + Des_{k_t} + O_{k_t} + E_{k_t}) / (1 + d_k)^t]$$

$$Custos_{serviçoMix_1_{sem_ext}} = \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^K [(I_{k_t} + O\&M_{k_t} + Des_{k_t} + O_{k_t}) / (1 + d_k)^t]$$

Onde:

$Custos_{serviçoMixn}$ = Custos totais com externalidades do serviço de suprimento de energia quando utiliza o conjunto de fonte de energia (mix) “n”

$Custos_{serviçoMixn_sem_ext}$ = Custos totais SEM externalidades do serviço de suprimento de energia quando utiliza o conjunto de fonte de energia (mix) “n”

logo:

$$Custos_{serviçoMix1_sem_ext} < Custos_{serviçoMix1}$$

Esta constatação parece tornar qualquer cálculo posterior deste estudo inútil, uma vez que as opções que desprezem os custos de externalidades apresentarão melhores resultados. Para poder avaliar a hipótese é necessário, portanto avaliar o resultado social, e não somente o resultado do negócio do serviço. Este resultado social é obtido pela inclusão do custo social da externalidade não internalizada na equação.

$$Resultado_{social} = Resultado_{serviço} - Custos_{externalidades_não_internalizadas}$$

Iremos também assumir que as externalidades negativas, não internalizadas, apresentarão um valor presente (VP) maior do que os custos que tivessem sido internalizados. Ou seja:

$$VP_{externalidades_não_internalizadas} > VP_{externalidades_internalizadas}$$

Podemos ratificar esta afirmação por meio de alguns exemplos já citados no texto, como o custo social do carbono, que aumenta ao longo do tempo, porque quanto menos estes custos forem internalizados ou compensados no presente, maior será o custo da compensação futura. O próprio valor, utilizado no cálculo do item 5.2.1.5, foi obtido de um estudo atualizado do original de 2010. Esta atualização foi devida a uma série de melhorias nos modelos matemáticos que estimam este custo. Dentre elas, estavam atualizações dos dados dos ciclos de carbono e recalibragem de seus efeitos futuros. O custo social de carbono, calculado para os mesmos parâmetros e no mesmo horizonte de tempo, aumentou do estudo original

para o atualizado em dólares de 2007. Este fato indica que, entre outros fatores, a postergação na internalização dos custos da externalidade do efeito estufa gera custos futuros maiores (U.S. GOVERNMENT, 2010, 2013).

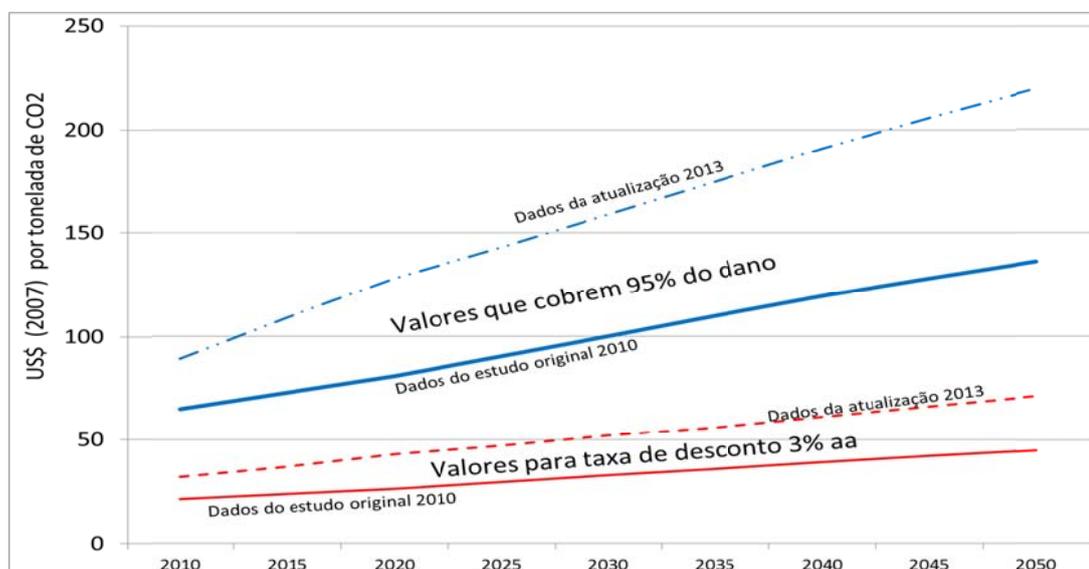


Figura 6.1 – Aumento do custo social do carbono entre as edições do estudo do Governo Norte-Americano

Fonte: Elaboração própria.

A inclusão de custos de externalidades não contempladas já foi abordada no caso dos encargos do setor elétrico brasileiro. A internalização dos custos no momento da implantação dos projetos poderia ter propiciado uma redução destes custos, que impactam atualmente em cerca de 10%, o valor percebido pelos geradores. Isto também pode ser considerado como caracterização de externalidade não contemplada. Como exemplo específico, além daquelas parcelas dos encargos setoriais analisadas, podemos citar aqui a CFURH - Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos. Este encargo, pago pelos geradores de energia hidrelétrica visa compensar financeiramente o uso da água e terras produtivas para fins de geração de energia elétrica, eca numa redução de 6,75% da receita operacional bruta. Um último exemplo pode ser retirado da questão da bromélia Gravatá, no qual a não internalização do impacto da instalação da hidrelétrica sobre sua existência, poderia ter provocado sua extinção, cujo custo poderia ser considerado infinito.

Precisamos agora definir os cenários que serão utilizados para o cálculo de teste da hipótese do mix de energéticos e a forma de equacionamento de custos considerados nesta simulação, em especial as externalidades associadas.

6.2 DEFINIÇÃO DE CENÁRIOS DE CÁLCULO E FORMA DE EQUACIONAMENTO DOS CUSTOS DIRETOS E EXTERNALIDADES

Para testar a hipótese, que a energia sendo remunerada como serviço, conduz a uma maior sustentabilidade, será estabelecido um cenário de crescimento de demanda de energia, dentro de algumas premissas:

- O acréscimo seria marginal e sem substituição das opções energéticas porventura existentes, ou seja, não haveria alteração significativa na participação das fontes na matriz de geração existente e, portanto, não causaria potencial desequilíbrio econômico que provocasse necessidade de aumento da tarifa do serviço;
- Estes acréscimos também não demandam investimentos adicionais significativos de transmissão e distribuição, portanto, não provocando necessidade de aumento da tarifa do serviço;
- Mesmo que ocorressem eventuais custos adicionais significativos nos serviços de transmissão e distribuição, que pudessem ser atribuídos às opções energéticas, poderiam ser incluídos nos custos de investimento, O&M, externalidades etc, passando a influenciar na escolha da fonte de energia;
- A visão de atendimento como produto determinará o cenário base e será calculada sem considerar externalidades;
- Dentro desta visão de produto, as taxas de desconto para cada opção energética permanecerão individualizadas, uma vez que cada empreendedor mantém uma expectativa de retorno específica para a oferta de seu produto;
- Não havendo a internalização das externalidades, será utilizada uma parametrização de custo social para cada energético,
- Não será considerada a questão de controle de despacho entre os parâmetros de escolha da fonte energética;
- A capacidade dos módulos de geração, a partir de uma certa fonte de energia, será considerada fixa e a oferta dos recursos energéticos, ilimitada no período de análise, fazendo com que pela ordem de

prioridade, se optasse pela fonte de energia de menor custo, sendo possível sua utilização para atender todo o acréscimo de demanda, bastando multiplicar os módulos até que fosse atendida a demanda.

Esta análise se restringirá a examinar se a hipótese de mudança da forma de oferta de energia, de produto para serviço, altera a sequência de prioridade de opção energética. Para tanto, será examinado o efeito da internalização das externalidades no custo médio de geração (custo nivelado de energia) incluído o custo social da opção energética. Uma premissa básica, já abordada, será que a internalização dos custos externos, reduz os efeitos instantâneos e acumulativos desta externalidade no custo social. Assim, em função dos parâmetros utilizados, sob a ótica de produto ou serviço, será analisado seu efeito no custo médio de geração resultante entre várias opções energéticas consideradas. Caso a aplicação do conceito de serviço conduza a um custo menor, será considerado que a hipótese é válida.

Quanto às parcelas de custos diretos será utilizada a seguinte abordagem:

- Serão calculados os custos médios de geração (custo nivelado de energia) considerando parâmetros típicos para algumas das opções de fontes energéticas mais comumente consideradas para geração de eletricidade;
- As fontes de energia consideradas nesta análise serão: Carvão, Gás natural, Nuclear, Hidráulica, Eólica, Geotérmica, Solar térmica e Biomassa;
- Custos de investimentos e tempo de construção serão concentrados no ano zero;
- Será utilizado um fator de capacidade para cada opção energética, que englobará todas as ocorrências que provocam parada de produção, como manutenção programada ou eventual e demais ocorrências operacionais e reduzem a quantidade de energia disponibilizada ao longo do tempo;
- Custos fixos de operação e manutenção (O&M), geralmente incluem a manutenção fixa da planta (sistema de geração de energia, manutenção de instalações, reposição de peças e produtos com frequência pré-determinada etc.), custos associados ao pessoal de

operação, manutenção e administrativo, e todos os demais custos que ocorrem de forma regular, independentemente da operação da usina;

- Custos variáveis de O&M incluem quaisquer custos que ocorram somente quando a planta estiver gerando energia elétrica, como combustível, produtos químicos, água, desgastes previsíveis etc e neste texto, serão destacados os custos de combustível para melhor explicitação de seu impacto sobre os custos de geração;
- Não serão abordados demais custos inerentes ao ciclo de vida total do projeto como descomissionamento, seguros, taxas e impostos entre outros.

Os valores aplicados nestes cálculos utilizarão parametrizações referenciais obtidas de diversos estudos que abordam o tema (IPCC, 2011; VGB, 2012; LARSSON, 2012; SHERIDAN, 2013; VEIGA *et al.*, 2013; EIA, 2013; RENTIZELAS; GEORGAKELLOS, 2014). O objetivo é manter os parâmetros de custos com grandezas relativas coerentes entre as várias opções de fontes energéticas, utilizando o dólar americano como unidade monetária de mensuração relativa. Como todas as referências bibliográficas lançam mão de valores do período entre 2010 e 2011, nos quais há variabilidade e uma faixa de incerteza, os efeitos de desvalorização devido à inflação nesta moeda serão desprezados para este estudo.

Tabela 6.1 – Parâmetros para estimativa dos custos de geração

Características	Unidade	Carvão	Gás natural	Biomassa	Nuclear	Hidro	Eólica	Geotérmica	Solar térmica
Capacidade do projeto	MW	600	400	50	1200	500	75	50	75
Fator de capacidade	%	80%	80%	80%	85%	53%	35%	85%	35%
Taxa de desconto	%	21%	15,90%	11,40%	18,90%	10%	10%	11%	10,50%
Tempo de vida do projeto	anos	35	25	30	40	50	25	30	30
Custo de capital	\$/kw instalado	3000	1200	4050	5500	2200	2250	6500	5750
Custo fixo operação e manutenção (O&M)	\$/kW instalado.ano	35,97	14,62	100,5	88,75	14	28	84	64
Custo variável operação e manutenção (O&M)	\$/MWh.ano	4,25	3,11	5	2,04	0	0	9,6	0
Custo de energético	\$/MWh	18	35	40	8,2	0	0	0	0
	US\$/MMBTU	2,05	5,44	2,96	0,82				

Fonte: Elaboração própria.

Importante enfatizar que os valores tabulados serão utilizados apenas para teste da hipótese desta tese e não espelham uma situação específica. Observe-se que a própria relação de relatividade dos custos entre os energéticos considerados é variável com o local de instalação e a época. Podemos citar como exemplo, o caso brasileiro, à luz dos comentários do item 5.2.1.6, onde os custos de gás natural para as termelétricas superam atualmente em muito o valor utilizado na tabela 6.1. Contudo, para este mesmo energético nos Estados Unidos da América, qualquer

análise deste tipo, teria utilizado valores da ordem de US\$ 8 a 10/MMBTU para projetos avaliados entre 2006 e 2009, enquanto utilizaria valores de US\$ 3 a 5/MMBTU para qualquer avaliação realizada após 2010⁸. Em contraponto, no Brasil, a disponibilidade de biomassa pode levar os custos destes combustíveis a valores bem baixos, comparado a outros países. Não pode ser esquecido que os aspectos locais de custo de construção, mão-de-obra e materiais também podem fazer os parâmetros de investimento e custos fixos serem bem diversos de uma instalação para outra.

Para internalização das externalidades será utilizada uma fórmula paramétrica composta de três parcelas:

$$Custo_{Externalidade} = Investimento_{Ext} \pm Var_{Ext} \pm Fix_{Ext}$$

onde:

$Investimento_{Ext}$ = Custo de capital devido a investimento em ativo de abatimento (como equipamentos de lavagem de gases poluentes ou captura e estocagem de gás carbônico ou compensação do impacto) ou compensação

Var_{ext} = Valor variável com a quantidade de energia gerada, que sendo negativo, representa por exemplo, custo operacional do investimento em ativo de tratamento ou medida de mitigação como a aquisição de créditos de carbono para compensar as emissões, e sendo positivo, subsídio ou incentivo como tarifa específica tipo do PROINFRA.

Fix_{ext} = Valor fixo anual específico do projeto, independente da quantidade de energia gerada, que sendo negativo, representa, por exemplo, imposto específico pelo uso do tipo de energético, e sendo positivo, subsídio ou incentivo específico, sob a forma de aporte de capital.

A valoração do custo social das externalidades, para avaliação do caso em que não há internalização, depende de uma análise que avalie os potenciais danos sociais da aplicação do energético. Sundqvist e Soderholm em 2002, (BURTRAW;

⁸ Dados históricos de preços de gás natural nos Estados Unidos (EIA, [2014?]).

KRUPNICK, 2012) elaboraram um levantamento de estimativas de custos externos da literatura, obtendo valores bem dispersos.

Tabela 6.2 – Estimativas de custos externos (US\$/MWh)

	Carvão	Gás Natural	Nuclear	Hidro	Eólica	Solar	Biomassa
Número de observações	36	31	21	16	18	11	22
Valor mínimo	0,1	<0,1	<0,1	0,00	0,00	0,00	0,00
Valor Máximo	906,1	176,90	862,30	351,40	11,80	29,40	295,60
Média	187,5	61,7	95,3	45	4,1	11,2	66,2
Mediana	85,4	35,1	10,8	4,3	4,3	10,2	35,9

Obs: Adaptação de Sundqvist e Soderholm (2002)

Fonte: (BURTRAW; KRUPNICK, 2012).

Contudo, o custo social da externalidade dos gases de efeito estufa pode ser utilizado, conforme citado no item anterior. Assim, usando os dados já citados na Figura 6.1, do estudo do Governo Americano atualizado em 2013, é possível determinar a taxa de aumento do custo social do carbono, na hipótese da não compensação das emissões.

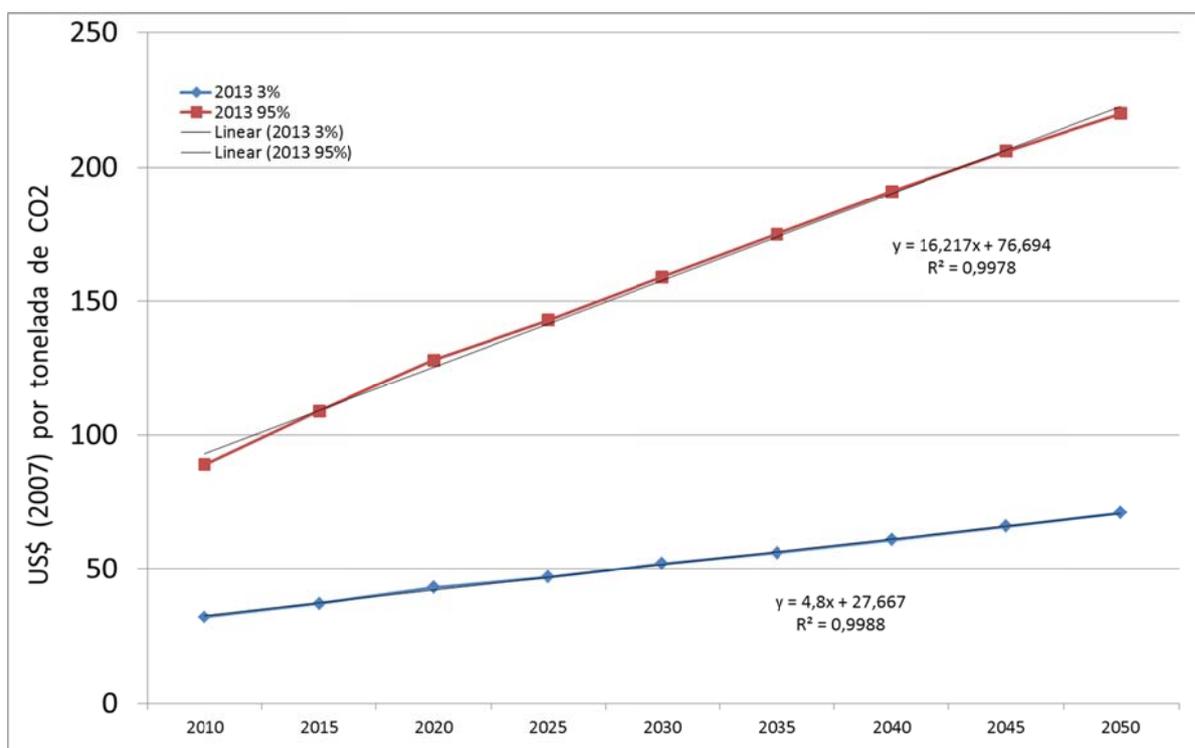


Figura 6.2 – Determinação da taxa de aumento do custo social do carbono

Fonte: Elaboração própria.

Podemos observar que a relação é linear e destes mesmos dados é possível deduzir que os custos unitários crescem cerca de 2% ao ano, quando não há compensação da emissão de uma tonelada de CO₂ adicional no presente. Assim,

para o caso das emissões de gases do efeito estufa, podemos assumir uma abordagem que permite quantificar os diferentes custos. Utilizando dados do IPCC, extraídos do Relatório Especial sobre Energias Renováveis e Mitigação das Mudanças Climáticas - Resumo para Formuladores de Políticas (IPCC, 2011), valores de carbono da Tabela 5.7 com algumas opções de fontes energéticas adicionais e revisando os valores de custo social para o ano de 2010, obtém-se uma nova tabela de custos destas externalidades.

Tabela 6.3 – Estimativas de custos externos de carbono (US\$/MWh)

Custos da Externalidade de carbono US\$/Mwh	Valores de carbono US\$ 2010/tCO2					
	Incentivo PROINFA	Média Mercado Europeu	Máxima Mercado Europeu	Média Custo Social de Carbono EUA 2010	95% Custo Social de Carbono EUA 2010	
CO2eq g/kWh ou CO2eq t/1000 MWh	75%	7,92	6,20	11,38	37,00	99,00
Hidrelétrica	7	0,06	0,04	0,08	0,26	0,66
Eólica	20	0,16	0,12	0,23	0,74	1,98
Gás Natural	548	4,34	3,40	6,24	20,28	54,25
Oleos	907	7,18	5,63	10,32	33,56	89,79
Solar	32	0,25	0,20	0,36	1,18	3,17
Geotermica	57	0,45	0,35	0,65	2,11	5,64
Nuclear	45	0,36	0,28	0,51	1,67	4,46
Carvão	1130	8,94	7,01	12,86	41,81	111,87
Biomassa	37	0,29	0,23	0,42	1,37	3,66

Fonte: Elaboração própria.

Adotaremos os preços máximos de mercado europeu como valor de internalização de custo de carbono nos projetos e a média do custo social dos EUA 2010, como valor de custo social quando não houver internalização. Estes serão aplicados coerentemente conforme a fonte energética.

Quanto aos demais custos sociais para cada fonte de energia analisada, a variação, como já demonstrado na Tabela 6.2 pode ser muito grande e sua inclusão somente iria aumentar os valores calculados, talvez sem agregar aspectos significativos ao que a simulação se propõe. Contudo, quanto aos casos específicos da hidreletricidade no Brasil e a relevância desta fonte energética como opção preferencial nos termos das conclusões do capítulo 6, iremos adotar uma regra para considerar as externalidades deste recurso. Os processos de licenciamento da instalação de represas acabam por imputar custos de compensação dos impactos avaliados, que implicam um acréscimo da ordem de 10 a 20% nos custos de investimento (SILVA, 2007; LESTINGI, 2010 e CASTRO; LEITE; DANTAS, 2011) e num custo variável da ordem de dezena de unidades monetárias por MWh de

energia gerada. Assim, utilizaremos estes parâmetros para a inclusão destas externalidades no caso da hidreletricidade. O custo social da opção hidrelétrica, também a exemplo dos cálculos realizados no item 5.2.1.5, será abordado sob ótica de obtenção do custo limite que viesse a provocar mudança na ordem de preferência.

Tendo em mãos estas premissas e dados, é possível avaliar a condição de sustentabilidade relativa da opção energética sendo ofertada como produto ou serviço.

6.3 RESULTADOS, ANÁLISE DE SENSIBILIDADE E DISCUSSÃO

Conforme proposto, utilizando os dados da Tabela 6.1, para o Caso Base onde a opção energética desconsidera os custos externos. Assim, a lista de preferências de fonte de energia por ordem de custo unitário (\$/MWh) obtida foi:

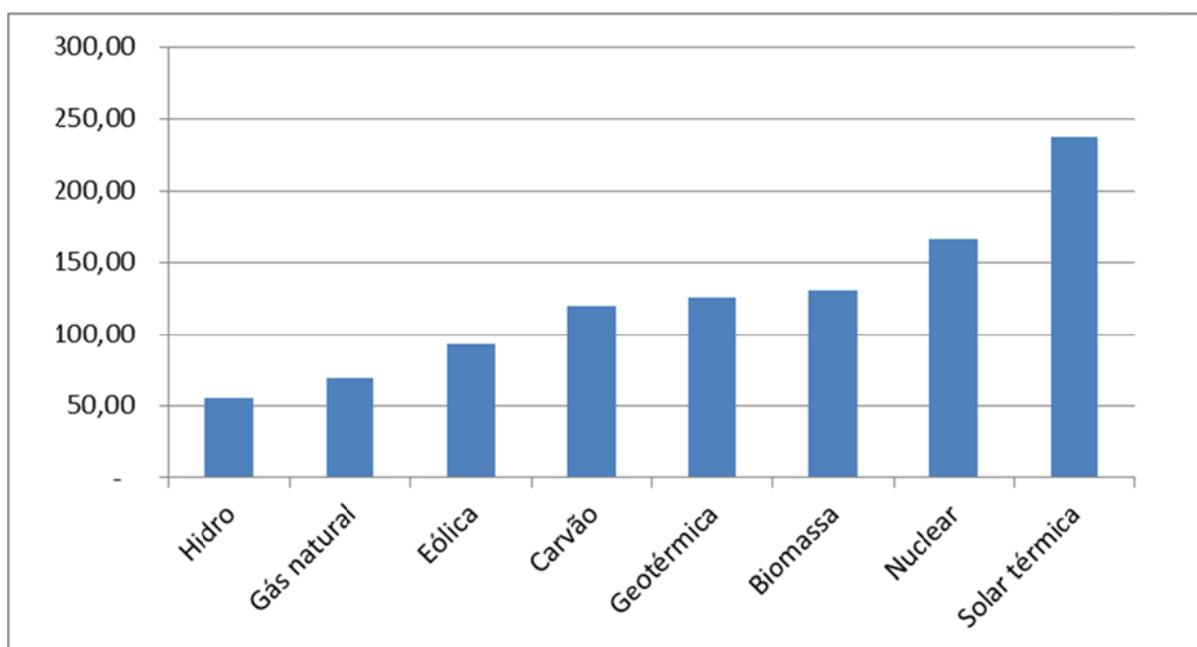


Figura 6.3 – Preferência de utilização de fontes de energia por CMG (\$/MWh) - Caso Base sem externalidades ou custo social

Fonte: Elaboração própria.

Aplicando a metodologia de cálculo sem considerar quaisquer custos externos, a ordem de opções coloca hidreletricidade como a de menor custo, seguida de gás natural, eólica e carvão. Podemos afirmar que este caso reflete a ordenação de uma oferta de energia na visão de **produto** ou *commodity*. Neste

caso, estaríamos obtendo a sequência de valor de utilidade dos ofertantes num leilão de compra de energia elétrica por um período de alguns anos. Os ofertantes baseariam seus preços de venda nos parâmetros internos específicos de custo de seus empreendimentos de geração e na taxa de desconto ou retorno dentro da expectativa de cada investidor individualmente. Os valores calculados e apresentados na Figura 6.3 representariam o mínimo, que estariam dispostos a receber, para concretizar seus projetos, a partir daquela fonte de energia, o valor mais competitivo que estariam dispostos a ofertar num leilão. Logo, trata-se da visão de energia como produto, ou seja, um produto hidreletricidade, outro termoeletricidade de gás natural etc.

Pode a adoção da visão de **serviço** simplesmente, ainda desconsiderando as externalidades alterar esta sequência de opção de utilização de energias? Utilizando o comentário do item 6.1, obtém-se esta visão, repetindo o cálculo anterior mantendo todos os mesmos parâmetros, à exceção da taxa de desconto, que passa a ser única, a média matemática simples de todas as taxas individuais dos projetos.

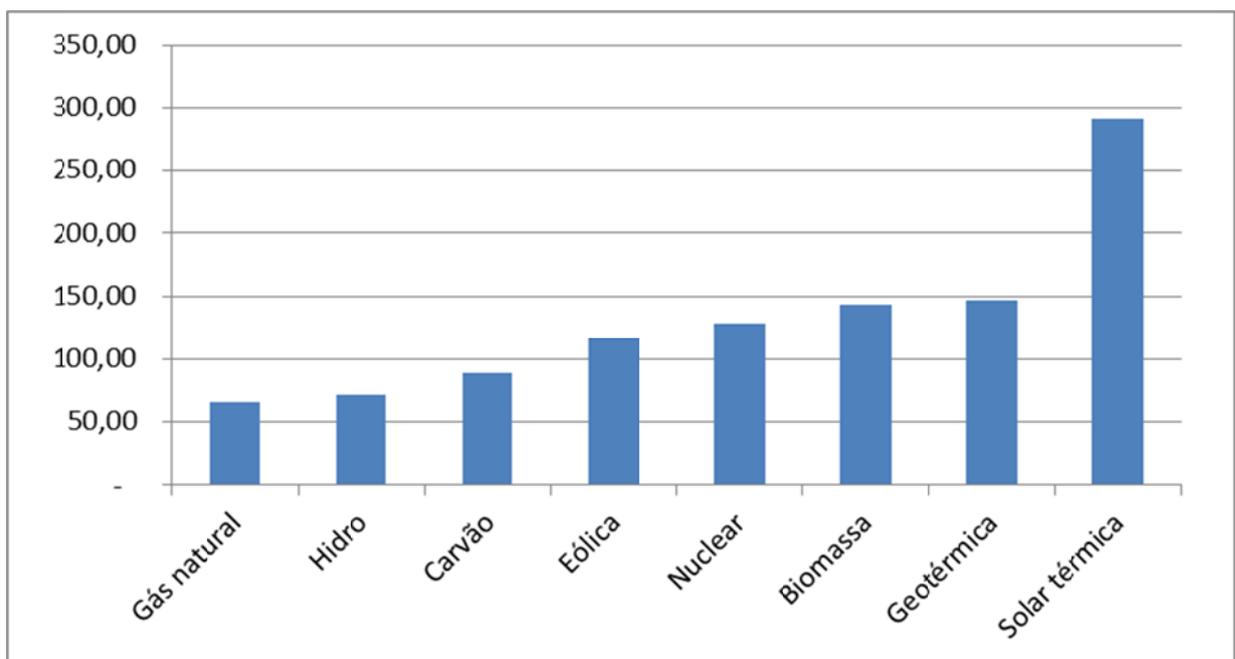


Figura 6.4 – Preferência de utilização de fontes de energia por CMG (\$/MWh) - Caso Base sem externalidades ou custo social - Taxa de desconto média

Fonte: Elaboração própria.

A simples utilização de uma taxa de desconto única altera a ordem de utilização preferencial das energias. Ou seja, a incorporação do conceito de oferta de energia como serviço, quando não se valora diferencialmente a energia por sua

fonte, mas somente a quantidade de energia disponibilizada, muda a escolha. A visão de serviço torna indiferente ao provedor, a fonte de origem da energia, desde que ele tenha capacidade de ofertar mais de uma opção, uma vez que o retorno de seu investimento não depende mais exclusivamente do risco ou da expectativa de retorno a partir de uma única opção de suprimento, mas do retorno do serviço provido.

Voltando ao Caso Base, a ordem de preferência da Figura 6.3, somente expressa os custos diretos, situação que efetivamente relega os custos externos à sociedade. Calculando o custo social das externalidades não atendidas e incorporando-os aos dados do Caso Base, obtém-se um novo ordenamento.

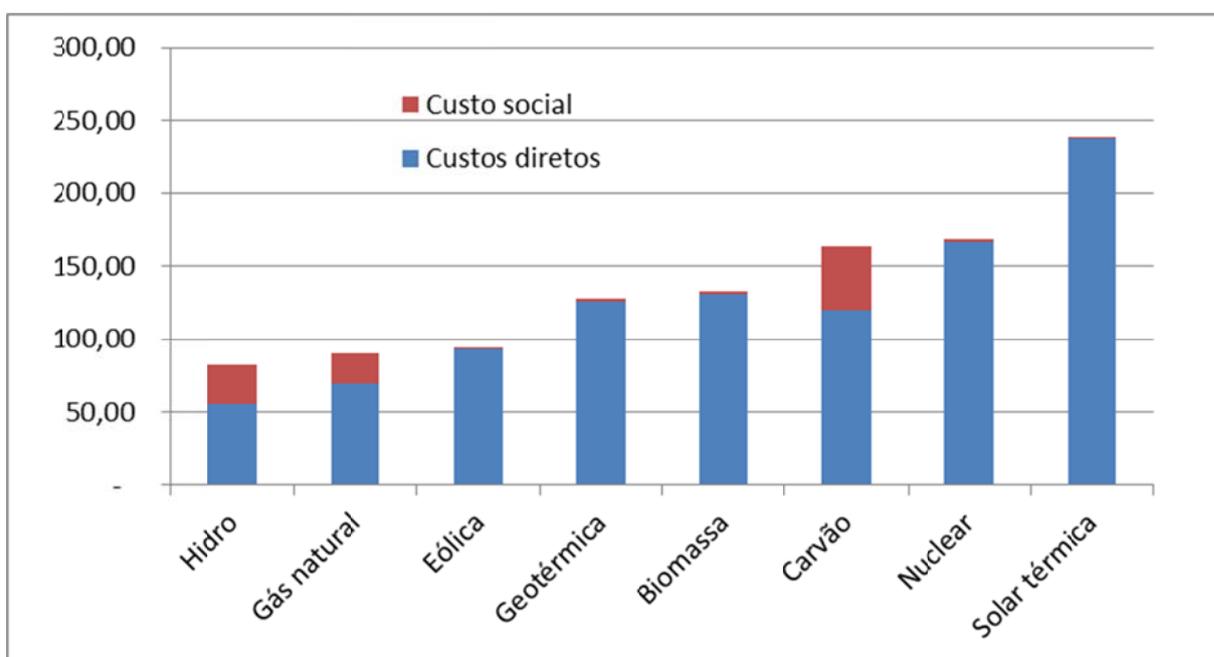


Figura 6.5 – Preferência de utilização de fontes de energia por CMG (\$/MWh) - Caso Base com Custo social

Fonte: Elaboração própria.

O cálculo do custo total para a sociedade de certa opção energética (custos diretos + custos sociais) também muda a ordem de preferência. Esta lista mantém as mesmas três opções preferências, mas promove a energia geotérmica para a quarta prioridade e a biomassa para a quinta, enquanto recua carvão para sexta posição. Este ordenamento indica, que mesmo sem a internalização de externalidades, uma opção de energia como serviço que considere na decisão de formas de suprimento energético, os impactos do custo de certa alternativa à sociedade, provoca uma mudança na prioridade de escolha.

Observe-se que sem haver a internalização de quaisquer custos externos, no momento da decisão de investimentos, ainda ocorre um aumento no custo total para a sociedade. Contudo, a simples consideração dos custos sociais, apesar de alterar a sequência das alternativas energéticas, não os mitiga. Apenas a opção de energia como serviço, dentro do conceito produto-serviço abordado no item 4.4, no qual a sustentabilidade se torna parte garantida pelo serviço provido aparenta poder oferecer uma opção que reduza os custos totais para a sociedade.

Assim, utilizando o equacionamento proposto para internalização dos custos externos, focando principalmente na questão das mudanças climáticas, foram incluídos, custos de carbono e das externalidades da hidreletricidade.

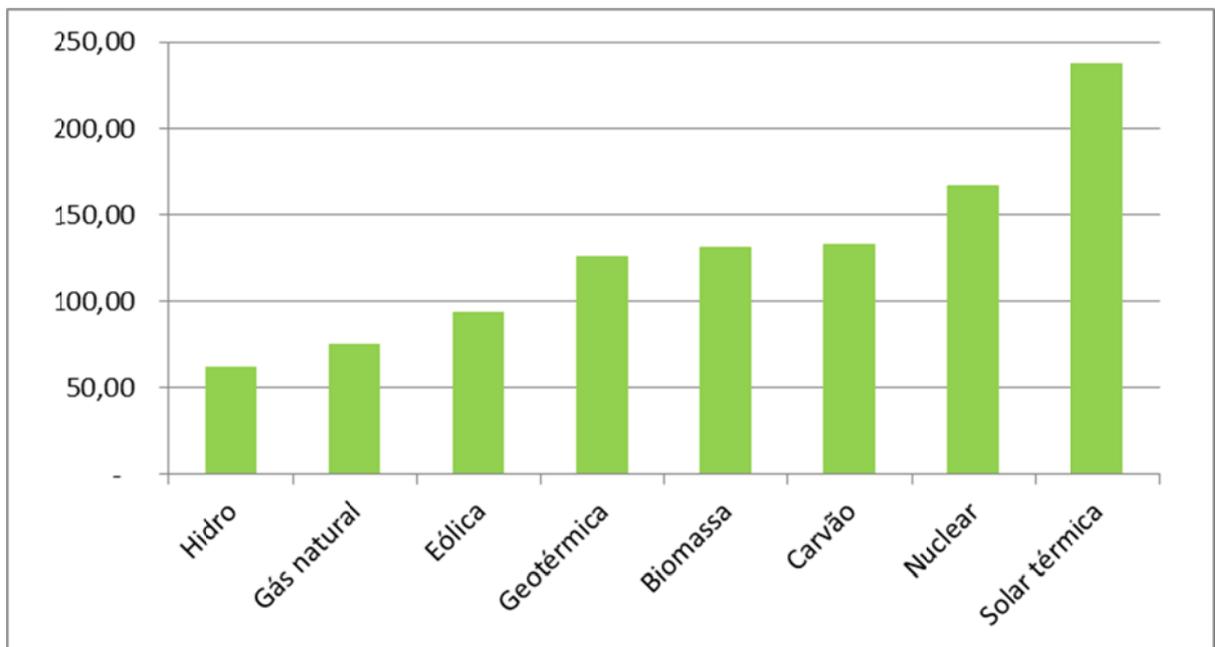


Figura 6.6 – Preferência de utilização de fontes de energia por CMG (\$/MWh) - Com internalização das externalidades (GEE e hidrelétrica)

Fonte: Elaboração própria.

Mais uma vez, ocorre o reordenamento das opções energéticas em relação ao Caso Base, reproduzindo a mesma sequência que considerou o custo social total. Isto corrobora as observações, quanto aos aspectos do efeito de inclusão das externalidades na escolha das fontes de energia preferenciais. Contudo, a internalização dos custos externos no custo da energia suprida como serviço, reduz o custo total à sociedade?

Comparando os custos calculados no Caso Base, com a inclusão do custo social e com a internalização das externalidades para as três primeiras opções

preferenciais de fontes de energia, observa-se de acordo com a Figura 6.7, que o custo para a sociedade fica menor, para qualquer das energias. Esta conclusão é consequência direta da premissa assumida para o cálculo da externalidade de emissão de carbono, que a postergação na internalização dos custos do efeito estufa gera custos futuros maiores.

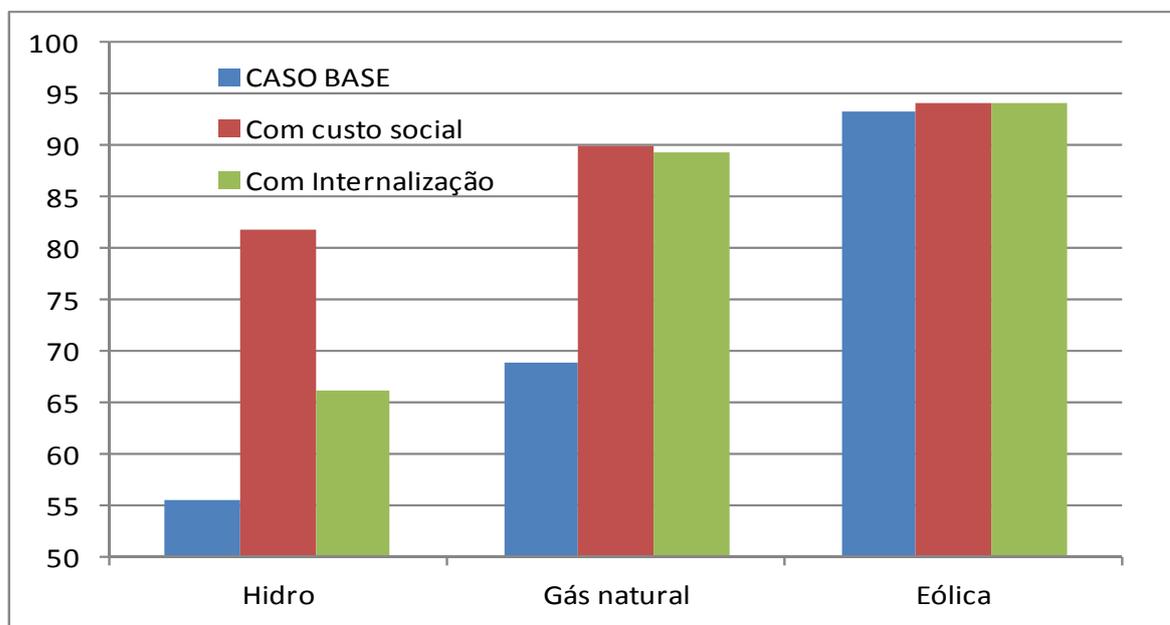


Figura 6.7 – Comparação de custos entre as três opções energéticas preferenciais (\$/MWh)
Fonte: Elaboração própria.

Com estes resultados, fica claro que a opção de suprimento de energia como serviço conduz a um mix de energia diverso daquele que se obtém pela oferta como produto. A simples consideração dos custos externos, quer sejam internalizados ou não, também altera as opções energéticas, porém a forma de valoração dos custos externos influencia criticamente a sequência de preferências.

Para exemplificar, foi realizada uma análise de sensibilidade aos valores do custo social do carbono. Repetindo-se o cálculo da internalização, porém usando os valores que contemplam 95% dos danos (Tabela 6.3), extraídos do relatório já citado do Governo Americano (U.S. GOVERNMENT, 2010, 2013), ocorrem novas mudanças. O aumento do valor da tonelada de CO₂ desloca a geração a gás natural para a terceira prioridade promovendo a eólica para segundo lugar, enquanto as altas emissões de gases de efeito estufa do carvão o tornam menos atrativo que a energia nuclear.

Os resultados de prioridade dos diversos casos descritos foram comparados no Quadro 6.2, para ressaltar a mudança no ordenamento de uso preferencial das fontes de energia.

Quadro 6.2 – Quadro comparativo das ordens de preferência das opções energéticas

Ordem	Caso Base Sem externalidades Juros individual	Caso Base Sem externalidades Juros média	Caso Base Sem externalidades Juros individual Com Custo social	Internalização Juros individual	Internalização Juros individual Custo 95%
1	Hidro	Gás natural	Hidro	Hidro	Hidro
2	Gás natural	Hidro	Gás natural	Gás natural	Eólica
3	Eólica	Carvão	Eólica	Eólica	Gás natural
4	Carvão	Eólica	Geotérmica	Geotérmica	Geotérmica
5	Geotérmica	Nuclear	Biomassa	Biomassa	Biomassa
6	Biomassa	Biomassa	Carvão	Carvão	Nuclear
7	Nuclear	Geotérmica	Nuclear	Nuclear	Carvão
8	Solar térmica	Solar térmica	Solar térmica	Solar térmica	Solar térmica

Fonte: Elaboração própria.

Adicionalmente, foi analisado o potencial de absorção de custos externos da hidreletricidade, à semelhança da análise efetuada no item 5.2.1.5. Foi utilizado o diferencial entre os custos médios de geração da hidreletricidade considerando o custo social ou a internalização, na Figura 6.7. A hidreletricidade poderia ainda internalizar custos externos equivalentes a mais de 50% do custo de investimento direto, ainda assim permanecendo como opção de menor custo para a sociedade.

Claro que os custos diretos continuam influenciando e o período de análise também impacta significativamente a ordem. A atualização dos preços de gás natural para valores mais próximos aos que têm se verificado no Brasil, nos últimos anos, reduz drasticamente a prioridade da termogeração a gás natural que cai três degraus na lista no caso da internalização. Somando-se outra consideração para o caso brasileiro, poderia ser aplicada à biomassa uma valoração como resíduo, muito próxima de zero, que a colocaria em segundo lugar de preferência.

7 CONCLUSÕES E DESDOBRAMENTOS

7.1 CONCLUSÕES

A hipótese principal deste trabalho considera que a oferta de energia sob a forma de serviço, dentro de uma abordagem de sistema produto-serviço com inclusão de custos internos e externos, promoveria uma maior sustentabilidade nas dimensões econômica, social e ambiental. Os resultados dos estudos desenvolvidos em torno desta hipótese conduzem a algumas conclusões.

A análise da evolução histórica dos processos técnicos, econômicos e sociais da estruturação dos mercados das diversas formas de energia, levou à conclusão que estes mercados se mantêm em duas estruturas básicas. Uma baseada nos conceitos da economia institucional, em que compromissos contratuais de prazo longo, procuram garantir atendimento aos consumidores, retorno aos investidores, continuidade de suprimento e manutenção da infraestrutura pelo período contratado. Este tipo de transação representa a maior parte dos negócios realizados e na maior parte dos casos e do tempo, baliza os preços durante os períodos de baixa demanda e direciona os preços futuros, parametrizando as propostas de investimentos.

Esta estrutura é complementada por outra, baseada em equilíbrio concorrencial em negócios de curto prazo, oriundos de oportunidades ligadas aos desequilíbrios momentâneos entre oferta e demanda que propiciam aos agentes ganhos imediatos e tendem a influenciar as trajetórias dos preços no longo prazo. A interação destas duas estruturas promove um comportamento geral do mercado de energia que provoca desequilíbrios cíclicos entre oferta e demanda em função de condições conjunturais e que não favorecem a utilização mais eficiente dos recursos energéticos.

Esta estruturação guarda, também, grande semelhança com as características da economia de rede, como barreiras de entrada a novos ofertantes e produtos substitutos e o processo de captura ou “lock-in”, principalmente dos consumidores finais, reduzindo a flexibilidade e preservando a posição dominante de alguns agentes, num sistema similar ao de um monopólio natural. Este conjunto de características permitiria encarar todos os negócios de energia analisados como

similares aos casos de energia elétrica e gás natural e portanto passíveis de serem ofertados como serviços que contemplassem parâmetros de sustentabilidade mais abrangentes que somente o aspecto econômico.

A análise de equilíbrio concorrencial de oferta e demanda mundial de energia desenvolvida no item 3.3 reforça esta conclusão. Ao cotejar os recursos energéticos disponíveis e seus custos, vis a vis a demanda potencial de energia, fica explícita a preferência pela utilização das energias de menor custo, desprezando as externalidades ambientais. O possível uso de instrumentos econômicos para compensar a desvantagem de custos das opções energéticas com menores custos externos potencialmente implicaria elevação drástica dos preços da energia, com impactos na atividade econômica em geral. Isto sem mencionar a complexidade dos mecanismos de governança para garantir a devida aplicação e obtenção dos resultados esperados.

Quanto à análise da inclusão das externalidades, concluiu-se que qualquer forma de consideração dos custos sociais ou externos, devido a cada fonte de energia, pode alterar a opção de prioridade de escolha entre opções energéticas. Esta alteração se revela quer no processo de avaliação de resultados passados, quer na determinação de preferência de escolha para projetos futuros. Logo, a inclusão das externalidades nos custos diretos das opções energéticas altera a ordem de prioridade de escolha das fontes de energia.

A visão de oferta de energia como produto, ou seja, a partir de um energético específico, com seus custos característicos, desfavorece a inclusão de externalidades negativas, uma vez que esta prática aumenta o custo médio de geração ao longo de sua vida útil e potencialmente reduz sua competitividade frente a outros energéticos concorrentes. Adicionalmente, a escolha de fontes de energia contemplando somente os custos diretos, pode potencialmente representar um maior custo social presente e futuro. Contudo, as conclusões anteriores e a própria validade da proposta desta tese dependem criticamente de alguns aspectos.

A oferta de energia como serviço, implica a cobrança de uma tarifa ou preço de energia que não reflete um equilíbrio de oferta e demanda imediato ou momentâneo. Esta tarifa estará diretamente relacionada a uma visão institucional para garantir a remuneração de custos de transação assumidos por longo prazo, englobando diversos custos diretos e externos. Há que haver, portanto uma regulação que procure assegurar que no estabelecimento e manutenção desta tarifa,

as condições já preconizadas no caso do serviço de distribuição de eletricidade e gás natural sejam efetivamente contempladas, como segurança de abastecimento, universalização do acesso, modicidade tarifária e qualidade do serviço. Nesta visão de energia como serviço, o significado de qualidade do serviço se amplia e deve contemplar a mensuração das externalidades, e a identificação e forma de valoração destas externalidades é fundamental para o processo de escolha de fontes de energia.

A elaboração de uma simples relação de externalidades atribuíveis às fontes de energia pode ser objeto de controvérsia quanto aos itens considerados e, como descrito no equacionamento proposto no ítem 6.2, a relação de valoração dos custos destas externalidades e sua internalização podem ser decisivas para o processo de escolha de energético. Portanto, o estabelecimento das externalidades que devem ser contempladas na qualidade do serviço envolve fundamentalmente uma interação entre os Grupos de *stakeholders* Percebedor e Executante, porque se assume que o Grupo Percebedor conhece os custos sociais externos que intenciona reduzir e o Grupo Executante pode mensurar as consequências destes custos sociais internalizados indiretamente por meio de impostos ou restrições ao negócio. A negociação entre eles deveria indicar o custo total, para a sociedade, das opções disponíveis e suas consequências, resultando daí um conjunto de compromissos que se traduziriam nas regras da qualidade do serviço e a consequente internalização das externalidades. Contudo, como o conjunto de externalidades atribuíveis ao uso de energéticos e suas consequências é variável no tempo, estas regras necessitarão de revisão regular. Este aspecto estimulará o provedor de serviço a uma atuação que privilegie a precaução, ou seja, previsão das possíveis consequências e mitigação destes efeitos para evitar adição de custos que prejudiquem criticamente seu resultado.

Citamos como exemplo desta questão da consideração de externalidades, estudo comissionado pela Federação Alemã para Energia Renovável - *Bundesverbands Erneuerbare Energie (BEE)* e feito pela *Versicherungsforen Leipzig*, após o acidente de Fukushima em 2011 (GÜNTHER *et al.*, 2011). Este trabalho calculou os custos de um acidente nuclear na Alemanha variando entre €150 bilhões a €6,3 trilhões. Caso estes custos fossem considerados como externalidades e um seguro para compensar estes danos potenciais, fosse incluído no custo médio da energia elétrica nuclear, somente esta parcela atingiria valores

entre € 0,14-67,3/kWh, equivalentes a US\$ 200 a 87.000/MWh em 2011. Fica óbvio que esta hipótese de internalização inviabiliza totalmente a opção nuclear sob qualquer abordagem.

Todas as análises e simulações desenvolvidas levam à conclusão que a visão de oferta de energia como serviço, desde que a definição deste serviço se enquadre no conceito de sistema produto-serviço, pode favorecer uma maior sustentabilidade energética e menores custos sociais.

7.2 DESDOBRAMENTOS

O presente trabalho utilizou o cálculo do custo médio de geração (custo nivelado de energia) para determinar a sequência de prioridade de aplicação de diversas fontes de energia, sob a ótica de suprimento como produto ou como serviço. Contudo, esta análise se restringiu a uma comparação de valores por energético num instante inicial, dentro de premissas simplificadoras descritas no ítem 6.2.

Um possível desdobramento, e aprofundamento da análise efetuada neste trabalho, seria considerar um perfil de acréscimo de demanda num período futuro pré-determinado e a utilização de parâmetros que contemplem:

- A impossibilidade de controle de despacho em alguns energéticos;
- A possibilidade de variação de capacidade dos projetos de geração e a redução de custos por ganho de escala;
- Os limites reais de oferta para cada recurso energético no período de análise;
- Os custos de descomissionamento das opções energéticas instaladas e seu tempo de ciclo de vida e
- Regras para a internalização de externalidades para cada energético.

Este cálculo exigiria a utilização de uma ferramenta de otimização de pesquisa operacional, tendo como função objetivo o custo mínimo social do suprimento de energia. O resultado deste novo estudo seria a determinação da sequência de entrada de novos projetos de oferta de energia e a retirada dos anteriores, estabelecendo a variação do mix de energéticos que melhor garante a sustentabilidade ao longo do tempo. Rentizelas e Georgakellos (2014) realizaram um

trabalho com esta abordagem, utilizando o mesmo conceito de custo médio de geração, na nomenclatura adotada naquele trabalho chamado “avaliação do ciclo de vida”, que inclui uma visão de externalidades, para contemplar a evolução da demanda de energia elétrica para a Grécia, entre 2012 e 2050. Porém a única externalidade considerada foi a emissão de GEE.

Adicionalmente, nos cálculos desenvolvidos nesta tese, e na maioria das referências citadas, somente foram contempladas as externalidades negativas. As externalidades positivas também devem ser consideradas, porque podem potencialmente compensar alguns dos custos externos e alterar quaisquer resultados de estudos que abordem esta questão. Como exemplo, Sharma (2010) realizou uma análise custos X benefícios entre a instalação de uma termelétrica a carvão e uma hidrelétrica na Índia, incluindo somente os custos da externalidade de emissões de gases de efeito estufa. Apesar de listar uma série de impactos sociais como deslocamento de população e as mudanças no aproveitamento da terra, apontou a hidreletricidade como a que apresentou, no caso, custos menores e maiores vantagens ambientais e sociais, incluindo entre estas a regularização de rios, a instalação de sistemas de irrigação, turismo e aumento de capacidade de transporte, devidos à instalação da represa.

Outro potencial desdobramento seria uma discussão da estrutura institucional para estabelecer as regras sobre a qualidade do serviço. Este estudo contemplaria uma análise do atual processo de regulação de serviços concedidos, como energia elétrica e gás natural, e sugeriria uma sistemática de desenvolvimento de como o diálogo proposto entre os *stakeholders* poderia ser conduzido, culminando na identificação e inclusão das variáveis de mensuração dos serviços que contemplem as externalidades, o acompanhamento dos resultados e sua revisão regular.

Este trabalho concentrou sua análise da questão energia como produto ou serviço, em energia elétrica e gás natural, porque conforme já explanado no item 4.1, ambas se adequam aos princípios da economia de rede e apresentam diversas características que as assemelham a um serviço. Contudo, a aplicação do conceito de serviço a outros energéticos poderia ser investigada, à luz dos exemplos citados e a conclusão da análise sobre a evolução dos mercados de energia tendendo a um modelo de negócio similar. Recordar-se o caso do compartilhamento de veículos elétricos do item 4.4, do qual se extrai, que para que seja empregado o enfoque de serviço a qualquer energético basta que o supridor da fonte de energia reveja o que

é a essência de seu negócio, sob a ótica de seu mercado. Assim, por exemplo, um produtor de combustível automotivo que passe a compreender que seu consumidor, ao adquirir seu produto está, em realidade, comprando capacidade de deslocamento, este supridor, poderia passar a se ver como um provedor de mobilidade. Nesta visão diferenciada do mercado, o processo tradicional de oferta de combustível continua incluso, porém abre-se um leque de alternativas, como o próprio compartilhamento de veículos e até a concessão de sistema de transporte, que podem consumir o mesmo combustível, porém nesta versão, adquirido no conjunto do serviço. Um estudo interessante seria analisar o modelo de aplicação deste serviço e as potenciais consequências da sua consecução.

Um argumento final, quanto à questão do maior potencial de sustentabilidade da oferta de energia como serviço. Enquanto supridor de energia como produto, o empreendedor sempre terá como força motriz de seu negócio, a receita de venda de seu produto. Sendo esta, resultado de preço multiplicado por quantidade vendida, naturalmente se estabelece o impulso pelo aumento do volume de vendas, como parcela primordial para a obtenção de maiores resultados. Há o óbvio intuito de redução de custos e, um vendedor de energia que também seja seu consumidor, valorizará a redução do consumo próprio, porque este significará simultaneamente, redução de custos e maior receita potencial, pela venda do produto não utilizado internamente. Neste contexto, contudo, o estímulo à redução do consumo pelo usuário final, surge somente em momentos de escassez ou quando ocorrem custos marginais excessivos para atender a demanda adicional. Por este motivo, os esforços de eficiência energética junto ao consumidor final têm sido eventuais ou cíclicos, ao longo da trajetória histórica de uso da energia apresentada neste trabalho. Ao provedor de energia como serviço, no entanto, a opção de efficientização do consumo pode ser das mais atraentes em termos de sustentabilidade nas três dimensões econômica, social e ambiental. Como o investimento na redução do consumo final, obrigatoriamente representará redução de receita direta, somente a captura dos ganhos potenciais nas dimensões ambientais e sociais, compensando os custos de externalidades inclusos, poderão prover resultado positivo ao negócio. Contudo, isoladamente, os créditos de carbono podem não ser suficientes para retornar o investimento em cada medida. Consideradas no âmbito de um serviço de energia e adicionadas a algum investimento na redução de consumo final, podem adiar um projeto adicional de

geração, evitando novos custos diretos e externos. Este tratamento poderia garantir o estabelecimento de um processo contínuo de otimização energética e redução de desperdício dos recursos energéticos.

7.3 PROPOSIÇÃO DE POLÍTICA PÚBLICA PARA ENERGIA COMO SERVIÇO

A proposta desta tese é que para garantir o atendimento da demanda de energia pela sociedade de forma sustentável, toda e qualquer energia deve deixar de ser considerada como uma mercadoria de concorrência comum, *commodity* sem qualquer tipo de interferência de política pública (inclusive de aspectos socioambientais), e passar a ser ofertada dentro das premissas de um serviço regulado. Esta abordagem já é efetivamente utilizada nos energéticos distribuídos em rede, como eletricidade e gás natural, mas mesmo a regulação destas atividades se restringe aos aspectos específicos de cada um destes mercados. As eventuais interferências e interfaces da utilização destes energéticos com os outros temas abordados, como utilização de recursos naturais, meio-ambiente e eficiência distributiva na sociedade têm sido tratados de modo isolado.

Pelas análises e conclusões desenvolvidas neste trabalho, fica claro que medidas isoladas de intervenção da política pública buscando garantir metas como segurança de abastecimento, universalização do acesso, modicidade tarifária e qualidade do serviço tem se mostrado pouco viáveis ou de baixa eficácia. A questão do suprimento sustentável de energia não pode continuar a ser tratada de forma específica por energético e isoladamente das externalidades que promove, porque esta abordagem tem provocado custos sociais significativos.

Faz-se necessária uma estratégia coordenada, que garanta o atendimento da demanda de energia à sociedade dentro de custos totais socialmente suportáveis, contabilizando os custos diretos e externos do suprimento de energia. Esta estratégia deve aliar o aumento da eficiência de utilização dos recursos energéticos e naturais com seus impactos sobre a sociedade, no presente e no futuro. Deve ainda incentivar o desenvolvimento de tecnologias energéticas novas tanto na oferta, como na demanda, porque potencialmente conduzirá a maior eficiência e menores custos.

Alguns agentes do mercado de energia já capturaram este conceito, preparando-se, ainda que parcialmente, para se tornarem empresas de energia, nas

quais passariam a ofertar energia de fontes diversas ou soluções energéticas. Este movimento tem sido motivado pela percepção que alguns de seus principais produtos, que tem propiciado a maior parcela do resultado econômico de seu negócio ao longo dos anos, se encaminham para encruzilhadas quanto ao futuro. As pressões sociais e ambientais podem adicionar custos, que em conjunto com a potencial rejeição pelo mercado, inviabilizariam a lucratividade destas energias. Assim, a opção de flexibilização quanto à fonte energética e forma de consumo se torna uma via atraente para a sustentabilidade de longo prazo destas empresas no mercado energético.

A política pública também deveria capturar este conceito, preconizando uma visão mais abrangente do suprimento de energia e suas externalidades. Do mesmo modo que no caso do gás natural e da eletricidade, os parâmetros de segurança de abastecimento e universalização do acesso devem ser preconizados e a chamada qualidade do serviço, relacionada também às externalidades. A modicidade tarifária passaria a ser, portanto, consequência desta formatação, na qual as simples comparações quanto custos diretos imediatos perdem sentido na decisão de escolha das fontes de energia. A tarifa assim formada deveria passar a refletir o mínimo custo social do suprimento sustentável de energia no longo prazo.

Neste arcabouço, a visão de planejamento energético efetivamente se amplia, passando a contemplar além da disponibilidade dos recursos energéticos e seus custos diretos, seus impactos em outros recursos naturais e outras atividades econômicas, ou seja, suas externalidades. Ao vislumbrar estas interações, este planejamento poderia também abordar a questão da compensação destas externalidades e recomendar as formas de atendimento da demanda de energia pela sociedade de modo a se buscar um ótimo social. Deste modo, passaria a ser executado um planejamento social, coordenando a proposição de regulações que contemplassem a oferta e utilização dos diversos energéticos de modo a equilibrar custos sociais totais, propiciando as compensações das externalidades pelo conjunto de energéticos considerados. Esta atuação poderia ser baseada pela utilização da metodologia proposta nesta tese para o cálculo do custo médio de disponibilização da energia. Este cálculo balizaria os parâmetros de definição dos custos sociais toleráveis e por consequência, as tarifas de energia que poderiam propiciar sustentabilidade em longo prazo.

No caso brasileiro, à luz da legislação vigente, este papel caberia ao Conselho Nacional de Política Energética, dentro das diversas atribuições que lhe confere o Decreto nº. 3.520 de 21 de junho de 2000 (BRASIL, 2000) e legislação que lhe segue. Este conselho tem como meta, o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, seguindo princípios como a promoção do desenvolvimento sustentado, proteção dos interesses do consumidor, proteção do meio ambiente e promoção da conservação de energia entre outros. Em sua composição conta com diversos ministros de Estado, destacando-se o de Minas e Energia; Ciência e Tecnologia; Planejamento, Orçamento e Gestão; Fazenda; Meio Ambiente e Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior. Pode se inferir que esta autoridade tem capacidade de oferecer opções para um planejamento energético integrado que busque a sustentabilidade dentro das dimensões propostas neste trabalho, compondo uma política pública coerente e coordenada.

REFERÊNCIAS

ABBUD, O.; FARIA, I. D.; MONTALVÃO, E. **Ambiente e energia: crença e ciência no licenciamento ambiental – parte 4: a opção de geração hidroelétrica no Brasil, do núcleo de pesquisas e estudos do senado**. Brasília: Senado Federal, fev. 2012. (Texto para discussão; n. 107). Disponível em: <http://www.senado.gov.br/senado/conleg/textos_discussao/TD107-EdmundoMontalvao-IvanDutra-OmarAbbud.pdf>. Acesso em: 05 mar. 2014.

ABBUD, O. A.; TANCREDI, M. **Transformações recentes da matriz brasileira de geração de energia elétrica – Causas e impactos principais**. Brasília: Centro de Estudos da Consultoria do Senado, 2010. (Textos para Discussão 69). Disponível em: <http://www12.senado.gov.br/publicacoes/estudos-legislativos/tipos-de-estudos/textos-para-discussao/td-69-transformacoes-recentes-da-matriz-brasileira-de-geracao-de-energia-eletrica-causas-e-impactos-principais/at_download/file>. Acesso em: 05 mar. 2014

ABBUD, O. **Belo Monte deve ou não deve ser construída?** Abiape News. Brasília, 6 de fevereiro de 2012. Disponível em: <www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/eletrobras/estudos/abbud2.pdf>. Acesso em: 05 mar. 2014.

ADLER, J. H. Fables of the Cuyahoga: reconstructing a history of environmental protection. **Fordham International Law Journal**, [S.l.], v. 14, p. 89-146, 2003. Disponível em: <http://law.cwru.edu/faculty/adler_jonathan/publications/fables_of_the_cuyahoga.pdf>. Acesso em: 19 set. 2010.

INGER, A. On the early history of the steam engine. **The Quarterly journal of science, literature and art**, [S.l.], v. 27, p. 319-327, Mar. 1829. Disponível em: <www.jstor.org/stable/3101205>. Acesso em: 26 jul. 2010.

AKHURST, M.; MORGHEIM, J.; LEWIS, R. Greenhouse gas emissions trading in BP. **Energy Policy**, [S.l.], v. 31, p. 657-663, 2003. Disponível em: <www.homepages.ucl.ac.uk/~uctpich/BParticle.pdf>. Acesso em: 19 set. 2010.

ALCOTT, B. Historical overview of the jevons paradox. In: ALCOTT, B. et al. **The jevons paradox and the myth of resource efficiency improvements**. Virginia, USA: Stylus Publishing, 2008.

ALONSO, M. e FINN E.J. **Física: Um curso Universitário**. Vol II. São Paulo: Editora Edgar Blücher, 1972.

ALVARENGA JR, M., YOUNG, C. E. F. Produção de biodiesel no Brasil, inclusão social e ganhos ambientais. In: **IV Encontro Latinoamericano de Economia da Energia (ELAEE.)**, Montevideo, 8-9 de Abril 2013. Disponível em: <http://www.ie.ufrj.br/images/gema/Gema_Artigos/2013/Alvarenga_Young_2013_ELAAE_Biodiesel_no_Brasil.pdf>. Acesso em: 15 jun. 2014.

ANDRADE, J. M. F; DINIZ, K. M. **Impactos ambientais da agroindústria da cana-de-açúcar: subsídios para a gestão.** 2007, 131f. Trabalho de Conclusão de Curso (Especialização) – Especialização em Gerenciamento Ambiental, Escola Superior de Agricultura Luiz de Queiroz, Universidade de São Paulo, Piracicaba, SP, 2007. Disponível em: <<http://www.ambiente.sp.gov.br/wp-content/uploads/publicacoes/etanol/impactosAmbientaisAgroindustria.pdf>>. Acesso em: 01 maio 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Atlas de energia elétrica do Brasil.** 2. ed. Brasília, 2005. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Atlas/index.html>>. Acesso em: 01 maio 2013.

_____. **Atlas de energia elétrica do Brasil.** 3. ed. Brasília, DF, 2008. Disponível em: <www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/livro_atlas.pdf>. Acesso em: 01 maio 2013.

_____. **Usinas e centrais geradoras.** Brasília, DF, [2013?]. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/energiaassegurada.asp>>. Acesso em: 01 maio 2013.

_____. **Manual de contabilidade do setor energia elétrico.** Brasília, DF, 2013. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/026/documento/produto_5_-_final.pdf>. Acesso em: 23 fev. 2014.

ARANGO, S. Cyclical behaviour in electricity markets: an experimental study. In: _____. **Essays on commodity cycles based on expanded Cobweb experiments of electricity markets.** PhD (Thesis) – University of Bergen, Norway, 2006. Disponível em: <<http://www.banrep.gov.co/documentos/publicaciones/pdf/electricity.pdf>>. Acesso em: 29 abr. 2012.

ARMENTANO, D. T. The petroleum industry: a historical study in power. **Cato Journal**, [S.l.], v. 1, no. 1, Spring 1981. Disponível em: <<http://www.cato.org/sites/cato.org/files/serials/files/cato-journal/1981/5/cj1n1-4.pdf>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

ARMITAGE, F. **The old guilds of England.** London: Weare & Co, 1918. Disponível em: <<http://www.themasonictrowel.com/ebooks/freemasonry/eb0032.pdf>>. Acesso em: 03 jun. 2012.

ARRHENIUS, S. A. On the influence of carbonic acid in the air upon the temperature of the ground. **Philosophical Magazine and Journal of Science Series**, [S.l.], v. 41, no. 5, p. 237-276, Apr. 1896. Disponível em: <http://www.rsc.org/images/Arrhenius1896_tcm18-173546.pdf>. Acesso em: 03 jun. 2012.

ASHLEY, P. The water, gas, and electric light supply of London. **Annals of the American Academy of Political and Social Science**, [S.l.], v. 27, p. 20-36, Jan. 1906. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/1010475>>. Acesso em: 02 abr. 2012.

ASSIS, A. K. T. **Os fundamentos experimentais e históricos da eletricidade**. São Paulo: Editora Livraria da Física, 2011. Disponível em: <http://www.ifi.unicamp.br/~assis/Eletricidade.pdf> Acesso em: 07 abr. 2012.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA (ABRADEE). **A tarifa de energia**. Brasília, DF, [2014?]. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/tarifas-de-energia/tarifas-de-energia>>. Acesso em: 16 fev.

ATACK, J.; BATEMAN, F.; MARGO, R. A. Steam power, establishment size, and labor productivity growth in nineteenth century American manufacturing. **Explorations in Economic History**, [S.l.], v. 45, p. 185-198, 2008. Disponível em: <<http://ideas.repec.org/p/nbr/nberwo/11931.html>>. Acesso em: 01 ago. 2010.

AYRES, R. U. Technological transformations and long waves. **Technological Forecasting and Social Change**: part I, [S.l.], v. 37, no. 1, p. 1-37, Mar. 1990. Disponível em: <linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/0040162590900573>. Acesso em: 26 jul. 2010.

AYRES, R.U.; VAN DEN BERGH, J.C.J.M.; GOWDY, J.M. Viewpoint: Weak versus Strong Sustainability. **Tinbergen Institute Discussion Papers** Tinbergen Institute: Amsterdam, The Netherlands, p. 98-103, 1998. Disponível em: <http://people.deu.edu.tr/sedef.akgungor/ayres.pdf&sa=X&scisig=AAGBfm1Ms0mC_q38m2HdKxhzc_wh-dfH6g&oi=scholar&ei=gAtRUZyCFIbM9gT2mYG4CQ&ved=0CC4QgAMoADAA>. Acesso em: 26 jul. 2010.

BAJPAI, P.; SINGH, S. N. Electricity trading in competitive power market: an overview and key issues. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER, 2004, Kathmandu, Nepal. **Proceedings...** Kathmandu, Nepal: [s.n.], 2004. p. 571-576. Disponível em: <http://www.pmintpc.com/interface/research_activities_published_paper_ICPS04.pdf>. Acesso em: 22 abr. 2012.

BARKER, T. C. The international history of motor transport. **Journal of Contemporary History**, [S.l.], v. 20, no. 1, p. 3-19, Jan. 1985. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/260488>>. Acesso em: 02 jul. 2010.

BARKSY, R.; KILLIAN, L. **Do we really know that oil caused the great stagflation? a monetary alternative**. Cambridge, MA: National Bureau of Economic Research, July 2001. Disponível em: <<http://www.nber.org/chapters/c11065.pdf>>. Acesso em: 06 ago. 2010.

_____. Oil and the macroeconomy since the 1970s. **Journal of Economic Perspectives**, [S.I.], v. 18, no. 4, p. 115-134, 2004. Disponível em: <https://wwz.unibas.ch/fileadmin/wwz/redaktion/makrooekonomie/intermediate_macro/reader/9/02_R_Oil_and_the_Macroeconomy.pdf>. Acesso em: 06 ago. 2010.

BATTLE, C. et al. The changing role of the State in the expansion of electricity supply in Latin America. **Energy Policy**, [S.I.], v. 38, p. 7152-7160, 2010. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421510005677>>. Acesso em: 06 ago. 2010.

BATOU, J. From plantation to plant: slavery, the slave trade, and the industrial revolution. In: REILL, P. H. (eds.). **Cores, peripheries, globalization**. Budapest: Central European University Press, 2011. p. 67-92.

BAUER, N.; EDENHOFER, O.; LEIMBACH, M. Low-stabilisation scenarios and technologies for carbon capture and sequestration. **Energy Procedia**, [S.I.], v. 1, p. 4031-4038, 2009. Disponível em: <<linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1876610209008522>>. Acesso em: 06 ago. 2010.

BAXTER, R.E and REES, R. Analysis of the industrial demand for electricity. **Economic Journal**, [S.I.], v. 78, p. 277-298, 1968. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/2229464>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

BEKAR, C.; LIPSEY, R. **Science, institutions, and the industrial revolution**. Burnaby, B.C.: Simon Fraser University, 2002. Disponível em: <www.econ.sfu.ca/research/discussion/dp02-4>. Acesso em: 31 jul. 2010.

BERGAENTZLÉ, C. et al. Demand-side management and European environmental and energy goals: an optimal complementary approach. **Energy Policy**, [S.I.], 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.12.008i>>. Acesso em: 30 abr. 2014.

BERMANN, C. Impasses e controvérsias da hidreletricidade. **Estudos Avançados**, São Paulo, v. 21, n. 59, Jan./abr. 2007. Disponível em: <<http://www.scielo.br/pdf/ea/v21n59/a10v2159.pdf>>. Acesso em: 01 maio 2013.

BEUREN, F. H; GOMES FERREIRA, M. G.; MIGUEL, P. A. C. Product-service systems: a literature review on integrated products and services. **Journal of Cleaner Production**, [S.I.], v. 47, p. 222-231, 2013. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652612006841>>. Acesso em: 01 maio 2013.

BIELSCHOWSKY, R. Energia elétrica: investimentos deprimidos numa transição problemática – versão pós-acionamento. In: BIELSCHOWSKY, R. (Coord.). **Investimento e reformas no Brasil: indústria e infraestrutura nos anos 90**. [S.I.]: IPEA: CEPAL, 2002. Disponível em: <<http://www.eclac.org/publicaciones/xml/4/11754/investimentoereformasnobrasil.pdf>>. Acesso em: 01 maio 2013.

BLACK, B. **Petrolia: the landscape of America's first oil boom**. Baltimore: Johns Hopkins University Press, 2000. 235p.

BM&FBOVESPA. METODOLOGIA DO ÍNDICE CARBONO EFICIENTE (ICO2). São Paulo, Fevereiro, 2014. Disponível em:
<<http://www.bmfbovespa.com.br/Indices/download/ICO2-Metodologia-pt-br.pdf>>. Acesso: em 09 mar. 2014.

BONINI, M. R. Tarifas de energia elétrica: evolução nos últimos anos e perspectivas. **Boletim** Grupo de **Economia**, [S.l.], n.economia / FUNDAP. BOLETIM DE ECONOMIA [8, out.] / outubro de 2011. Disponível em:
<http://novo.fundap.sp.gov.br/arquivos/pdf/Boletim_de_Economia_9_nov2011_Setorial_Tarifas_de_Energia_Eletrica.pdf>. Acesso em: 03 mar. 2014.

BORENSTEIN, S.; BUSHNELL, J.; LEWIS, M. **Market power in California's gasoline market**. [S.l.]: University of California Energy Institute, May 2004. CSEM WP-132. Disponível em: <<http://www.ucei.berkeley.edu/PDF/csemwp132.pdf>>. Acesso em: 29 abr. 2012>. Acesso em: 08 jun. 2014.

BP. **Statistical review of world energy 2011**. London, 2011. Disponível em:
<http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.pdf>. Acesso em: 29 abr. 2012.

_____. **Energy outlook 2030**. London, 2012. Disponível em:
<http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/STAGING/global_assets/downloads/O/2012_2030_energy_outlook_booklet.pdf>. Acesso em: 29 abr. 2012.

BRASIL. Decreto nº 23.501, de 27 de novembro de 1933. Declara nula qualquer estipulação de pagamento em ouro, ou em determinada espécie de moeda, ou por qualquer meio tendente a recusar ou restringir, nos seus efeitos, o curso forçado do mil réis papel, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 30 nov. 1933. p. 22538-22539.

_____. Lei constitucional nº 4, de 20 de setembro de 1940. Emenda o art. 20 da Constituição. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 20 set. 1940. Seção 1, p. 17991.

_____. Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953. Dispõe sobre a Política Nacional do Petróleo e define as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo, institui a Sociedade Anônima, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 3 out. 1953. Disponível em:
<http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L2004.htm>. Acesso em: 1 set. 2009.

_____. Lei nº 2.308, de 31 de agosto de 1954. Institui o Fundo Federal, de Eletrificação, cria o imposto único sobre energia elétrica, altera a legislação do imposto de consumo, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 4 set. 1954.

BRASIL. **Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957**. Regulamenta os serviços de energia elétrica. Brasília, DF, 1957.

_____. Decreto do Conselho de Ministros nº 1.178, de 13 de junho de 1962. Aprova a constituição da "Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás". **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 14 jun. 1962. Seção 1, p. 6599.

_____. Lei nº 4.156, de 28 de novembro de 1962. Altera a legislação sobre o Fundo Federal de Eletrificação e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 30 nov. 1962a.

_____. Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971. Dispõe sobre a remuneração legal do investimento dos concessionários de serviços públicos de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 21 maio 1971.

_____. Decreto-lei nº 1.383, de 26 de dezembro de 1974. Altera a redação do artigo 4º da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971 e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 27 dez. 1974.

_____. Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993. Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 29 jan. 1993.

_____. Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 7 ago. 1997.

_____. Decreto nº 3.520 de 21 de junho de 2000. Dispõe sobre a estrutura e o funcionamento do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 23 jun. 2000.

_____. Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), ... **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 29 abr. 2002.

_____. Secretaria Geral da Presidência da República. **Mesa de diálogo para aperfeiçoar as condições de trabalho na cana-de-açúcar**. [S.l.], 2008. Disponível em: <<http://www.secretariageral.gov.br/arquivos/publicacaocanadeacucar.pdf>>. Acesso em: 1 set. 2009.

BRAUN, M. The evolution of emissions trading in the European Union: the role of policy networks, knowledge and policy entrepreneurs. **Accounting, Organizations and Society**, [S.l.], v. 34, p. 469-487, 2009. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0361368208000561>>. Acesso em: 19 set. 2010 .

BRESLOW, L.; GOLDSMITH, J. Health effects of air pollution. **American Journal of Public Health Air Pollution**, [S.l.], v. 54, no. 7, p. 913-917, July 1958. Disponível em: <<http://ajph.aphapublications.org/cgi/reprint/48/7/913.pdf>>. Acesso em: 19 set. 2010.

BROOKES, L. The greenhouse effect: the fallacies in the energy efficiency solution. **Energy Policy**, Surrey, v. 18, no. 2, p. 199-201, Mar. 1990. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/030142159090145T>>. Acesso em: 19 set. 2010.

BRUNDTLAND, G. (Ed.). **Our common future**: the world commission on environment and development. Oxford: Oxford University Press, 1987.

BRUVOLL, A.; LARSEN, B. M. Greenhouse gas emissions in Norway: do carbon taxes work? **Energy Policy**, [S.l.], v. 32, p. 493-505, 2004. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421503001514>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

BRYANT, L. The silent Otto. **Technology and Culture**, [S.l.], v. 7, no. 2, p. 184-200, Spring 1966. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/3102082>>. Acesso em: 28 jun. 2010.

_____. The development of the diesel engine. **Technology and Culture**, [S.l.], v. 17, no. 3, p. 432-446, July 1976. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/3103523>>. Acesso em: 28 jun. 2010.

BUNDESVERBANDS ERNEUERBARE ENERGIE – BEE. GERMAN RENEWABLE ENERGY FEDERATION. **Calculating a risk-appropriate insurance premium to cover third-party liability risks that result from operation of nuclear power plants**. Leipzig, 1 Apr. 2011. Disponível em: <<http://www.laka.org/docu/boeken/pdf/6-01-0-30-34.pdf>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

BURGESS, J.; NYE, M. Re-materialising energy use through transparent monitoring systems. **Energy Policy**, [S.l.], v. 36, p. 4454-4459, 2008. Disponível em: <www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421508004655>. Acesso em: 20 abr. 2012.

BURTRAW, D.; KRUPNICK, A. **The true cost of electric energy**: fact sheet. Washington, D.C.: Center for Energy Economics and Policy, 2012. Disponível em: <<http://www.rff.org/RFF/Documents/RFF-Rpt-BurtrawKrupnick%20TrueCosts.pdf>>. Acesso em: 28 jun. 2010.

BUSHNELL, J. Oligopoly equilibria in electricity contract markets. **Journal of Regulatory Economics**, [S.l.], v. 32, p. 225-245, 2007. Disponível em: <<http://link.springer.com/article/10.1007%2Fs11149-007-9031-2#page-1>>. Acesso em: 20 abr. 2012.

BUTLER, S. **UK electricity networks**: the nature of UK electricity transmission and distribution networks in an intermittent renewable and embedded electricity generation future. [S.l.]: University of London, Sept. 2001. Disponível em: <www.parliament.uk/post/e5.pdf>. Acesso em: 20 abr. 2012.

CAMERON, R. The industrial revolution: a misnomer. **The History Teacher**, [S.l.], v. 15, no. 3, p. 377-384, May 1982. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/493817>>. Acesso em: 28 jun. 2010.

CARLTON, A. C. The internal combustion engine. **Journal of the Franklin Institute**, [S.l.], v. 259, no. 4, p. 365-366, Apr.1955. Disponível em: <http://journals.ohiolink.edu/ejc/article.cgi?issn=00160032&issue=v259i0004&article=365_tice>. Acesso em: 28 jun. 2010.

CARÇÃO, J. F. C. **Tarifas de energia elétrica no Brasil**. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Potência) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-31102011-121410/>>. Acesso em: 03 mar. 2014.

CARSON, R. **Silent spring**. Boston: Houghton Mifflin, 1962.

CASTRO, N. J.; LEITE, A. L. S.; DANTAS G. A. **Análise comparativa entre Belo Monte e empreendimentos alternativos**: impactos ambientais e competitividade econômica. [S.l.]: GESEL: UFRJ, 2011. (Texto de Discussão do Setor Elétrico; n. 35). Disponível em: <<http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/TDSE35.pdf>>. Acesso em: 01 maio 2013.

CAVALCANTI, M. C. B. **Análise dos tributos incidentes sobre os combustíveis automotivos no Brasil**. 2006. 200 p. Dissertação (Mestrado) – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006. Disponível em: <www.ppe.ufrj.br/pppe/production/tesis/mbcavalcanti.pdf>. Acesso em: 01 maio 2013 .

CEDIGAZ. **Natural gas in the world**. França: Rueil Malmaison, 2011.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA (CEPEL). **Manual de Inventário Hidroelétrico de Bacias Hidrográficas**. Rio de Janeiro: E-papers, 2007. Disponível em: <http://www.cepel.br/ManualInventario07/Manual_inventario_port.pdf>. Acesso em: 01 maio 2013.

CERIN, P.; DOBERS, P. What does the performance of the Dow Jones sustainability index tell us? **Eco-management and Auditing**, West Sussex, v. 8, no. 3, p. 123-133, Sept. 2001. Disponível em: <http://www.commddev.org/files/1169_file_performance_of_the_dow_jones.pdf>. Acesso em: 01 maio 2013.

CESARETTI, M. A. **Análise comparativa entre fontes de geração elétrica segundo critérios socioambientais e econômicos**. Dissertação (Mestrado em Energia) – UFABC, Santo André, 2010. Disponível em: <<http://pgene.ufabc.edu.br/conteudo/bloco2/publicacoes/Dissertacoes2010/DissertacaoMarcosCesaretti.pdf>>. Acesso em: 01 maio 2013.

CHATTERTON, D. A. State control of public utilities in the nineteenth century: the London gas industry. **Business History**, [S.l.], v. 14, p. 166-177, 1972. Disponível em: <http://www.researchgate.net/publication/233481643_State_Control_of_Public_Utillities_in_the_Nineteenth_Century_The_London_Gas_Industry>. Acesso em: 01 maio 2013.

CHENG, B. C. M. **Quantifying sustainability for industry: a New Zealand electricity power sector case study**. Thesis (PhD) – Auckland University of Technology, New Zealand, 2008. Disponível em: <<http://aut.researchgateway.ac.nz/bitstream/handle/10292/381/ChengB.pdf?sequence=4>>. Acesso em: 01 maio 2013.

CHUBB, H. The supply of gas to the Metropolis. **Journal of the Statistical Society of London**, London, v. 39, no. 2, p. 350-380, June 1876. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/2339120>>. Acesso em: 02 abr. 2012.

CLARK, W. A century of light. **Journal of the Franklin Institute**, [S.l.], v. 182, p. 511, 1916. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0016003216908123>>. Acesso em: 03 jun. 2014.

CLEVELAND Public Library Digital Gallery. Cuyahoga River Fire. [2014?] Disponível em: <<http://cplorg.cdmhost.com/cdm/search/collection/p4014coll18/searchterm/Cuyahoga%20River%20Fire/order/title>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

COASE, R. The new institutional economics. **The American Economic Review**, [S.l.], v. 88, no. 2, p.72-74, May, 1998. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/116895>>. Acesso em: 03 jun. 2012.

COELHO, R. L. On the concept of energy: how understanding its history can improve physics teaching. **Science and Education**, [S.l.], v. 19, p. 91-113, 2007. Disponível em: <<http://link.springer.com/article/10.1007%2Fs11191-007-9128-0>>. Acesso em: 17 maio 2010 .

COLE, A. H. The mystery of fuel wood marketing in the United States. **The Business History Review**, [S.l.], v. 44, no. 3, p. 339-359, Autumn 1970. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/3112618>>. Acesso em: 17 maio 2010.

COMMODITY. In: RUTHERFORD, D. **Routledge Dictionary of Economics**. London: Routledge, 2002.

COULSON, T. The story of domestic lighting. **Journal of the Franklin Institute**, [S.I.], v. 256, no. 3, p. 205-228, Sept. 1953. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0016003253906516>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

CRETI, A.; VILLENEUVE, B. Long term contracts and take-or-pay clauses in natural gas markets. **Energy Studies Review**, [S.I.], v. 13, no. 1, 2005. Disponível em: <<http://digitalcommons.mcmaster.ca/esr/vol13/iss1/1>>. Acesso em: 16 abr. 2012.

CROCKER, T. D. **The Structuring of atmospheric pollution control systems**: in the economics of air pollution. New York: W.W. Norton, 1966. Disponível em: <http://www.researchgate.net/publication/248028075_The_Structuring_of_Atmospheric_Pollution_Control_Systems>. Acesso em: 08 jun. 2014.

CROOKS, E. Over a barrel. **Financial Times**, [S.I.], Dec. 21, 2008. Disponível em: <<http://www.ft.com/intl/cms/s/0/6c815670-cf97-11dd-abf9-000077b07658.html#axzz1wetdZzVq>>. Acesso em: 30 jun. 2012.

DALES, J. H. **Pollution, property and prices**. Toronto: University of Toronto Press, 1968. Disponível em: <<http://journals.cambridge.org/action/displayAbstract?fromPage=online&aid=6332560>>. Acesso em: 02 abr. 2012 .

DARGAY, J.; GATELY, D. The demand for transportation fuels: imperfect price-reversibility? **Transportation Research Part B: Methodological**, [S.I.], v. 31, no. 1, p. 71-82, 1997. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0191261596000148>>. Acesso em: 02 abr. 2012 .

DELAUNAY, J. C.; GADREY, J. **Les enjeux de la société de service**. Paris: Fondation Nationale des Sciences Politiques, 1987.

DELL, R. M.; MOSELEY, P. T.; RAND, D. A. J. **Towards Sustainable Road Transport**. Amsterdam: Elsevier, 2014.

DEMSETZ, H. Why regulate utilities? **Journal of Law and Economics**, [S.I.], v. 11, 1968. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/724970>>. Acesso em: 02 abr. 2012.

_____. The core disagreement between pigou, the profession, and coase in the analyses of the externality question. **European Journal of Political Economy**, [S.I.], v. 12, p. 565-579, 1996. Disponível em: <<http://qed.econ.queensu.ca/pub/faculty/garvie/eer/demsetz%201996.pdf>>. Acesso em: 02 abr. 2012 .

DENSING, M.; TURTON, H.; BÄUML, G. Conditions for the successful deployment of electric vehicles - A global energy system perspective. **Energy**, [S.I.], v. 47, 137-149, 2012. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544212006895>>. Acesso em: 02 abr. 2013 .

DEVEZAS, Tessaleno. Crises, depressions, and expansions: Global analysis and secular trends. **Technological Forecasting & Social Change**, New York, v.77, n. 5, p. 739–761, 2010. Disponível em:

<<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0040162510000776>>. Acesso em: 04 abr. 2012.

DEVINE JR. W. D. From shafts to wires: historical perspective on electrification. **Journal of Economic History**, [S.l.], v. 43, p. 347-372, 1983. Disponível em:

<www.jstor.org/stable/2120827>. Acesso em: 02 abr. 2012.

DIBNER, B. First martyr of electricity. **Technology and Culture**, [S.l.], v. 17, no. 4, p. 743-745, Oct. 1976. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/3103679>>. Acesso em: 07 abr. 2012.

DIESEL, R. METHOD OF AND APPARATUS FOR CONVERTING HEAT INTO WORK. Patent No. 542,846. Patented July 16, 1895. Disponível em:

<<http://patentimages.storage.googleapis.com/pages/US542846-1.png>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

DIMITROPOULOS, J. Energy productivity improvements and the rebound effect: an overview of the state of knowledge. **Energy Policy**, [S.l.], v. 35, p. 6354-6363, 2007. Disponível em:

<<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421507003357>>. Acesso em: 07 abr. 2012 .

DODD JR., E. M. For whom are corporate managers trustees? **Harvard Law Review**, Cambridge, v. 45, p. 1145-63, 1932. Disponível em:

<<http://www.caseplace.org/d.asp?d=1429>>. Acesso em: 11 maio 2010.

DONALDSON, T.; PRESTON, L. E. The Stakeholder theory of corporation: concepts, evidence and implication. **The Academy of Management Review**, [S.l.], v. 20, no. 1, p. 65-91, Jan., 1995. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/258887>>. Acesso em: 11 maio 2010.

DORFMAN, J. Fulton and the economics of invention. **Political Science Quarterly**, [S.l.], v. 59, no. 4, p. 578-593, Dec. 1944. Disponível em:

<<http://www.jstor.org/stable/2144120>>. Acesso em: 29 jul. 2010.

DOW JONES SUSTAINABILITY INDEXES. **The first decade: 1999-2009**. [S.l.], Aug. 31, 2009. Disponível em: <http://www.sustainability-index.com/djsi_pdf/publications/DJSI_Brochure_TheFirstDecade.pdf>. Acesso em: 19 set. 2010.

BANK, M.K. Early coal mining. **The Ohio Mining Journal**, v. 1, n. 4 p. 158-168.

Columbus, OH, August 15, 1883. Disponível em: <<http://hdl.handle.net/1811/32330>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

EHRlich, P. **The population bomb**. New York: Ballantine Books, 1968.

ELETROBRÁS. **Plano nacional de energia elétrica 1987/2010 – plano 2010**: relatório geral. Rio de Janeiro, 1987. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/1980-1989/anexo/and96652-88.pdf>. Acesso em: 01 maio 2013.

_____. **Metodologia de valoração das externalidades ambientais da geração hidrelétrica e termelétrica com vistas à sua incorporação no planejamento de longo prazo do setor elétrico**. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 2000. Disponível em: <http://www.eletronbras.com.br/mostra_arquivo.asp?id=http://www.eletronbras.com.br/downloads/EM_MeioAmbiente/metodologia.pdf&tipo=gestaoAmbienta>. Acesso em: 01 maio 2013.

ELKINGTON, J. Towards the sustainable corporation: win-win-win business strategies, for sustainable development. **California Management Review**, [S.l.], 1994. Disponível em: <<http://subversion.assembla.com/svn/sweetmutuality/papers/Elkington%20-%20Towards%20the%20Sustainable%20Corporation%20Win-Win-Win%20Business%20Strategies%20for%20Sustainable%20Development%20-%201992.pdf>>. Acesso em: 01 maio 2013.

_____. **Cannibals with forks: the triple bottom line of 21st century business**. Capstone: Oxford. 1997.

EMMONS III, W. M. Franklin D. Roosevelt, electric utilities, and the power of competition. **The Journal of Economic History**, [S.l.], v. 53, p. 880-907, 1993. Disponível em: <http://journals.cambridge.org/abstract_S0022050700051354>. Acesso em: 18 fev. 2012 .

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). **Anual energy review 2001**. Washington, 2002. Disponível em: <<http://www.eia.gov/totalenergy/data/annual/archive/038401.pdf>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

_____. **The international energy outlook 2011**. Washington, 2011. Disponível em: <<http://www.eia.gov/forecasts/archive/ieo11/>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

_____. **Annual energy review 2011**. Washington, DC, Sept. 2012. Disponível em: <<http://www.eia.gov/totalenergy/data/annual/pdf/aer.pdf>>. Acesso em: 17 abr. 2012.

_____. **Updated capital cost estimates for utility scale electricity generating plants**. [S.l.], Apr. 2013. Disponível em: <www.eia.gov/forecasts/capitalcost/pdf/updated_capcost.pdf>. Acesso em: 19 set. 2013.

_____. **Henry hub natural gas spot price**. Washington, DC, [2014?]. Disponível em: <<http://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdm.htm>>. Acesso em: 02 abr. 2014.

ENERGY CHARTER SECRETARIAT. **Putting a price on energy**: international pricing mechanisms for oil and gas. Brussels, 2007. Disponível em: <http://www.encharter.org/fileadmin/user_upload/document/Oil_and_Gas_Pricing_2007_ENG.pdf>. Acesso em: 18 fev. 2012.

ENERGY CHARTER SECRETARIAT. **Putting a price on energy**: oil pricing update, 2011. Disponível em:

<http://www.encharter.org/fileadmin/user_upload/Publications/Oil_Pricing_2011_ENG.pdf>. Acesso em: 18 fev. 2012.

ENERGY density. [S.l.]: The Oil Drum, [2013?]. Disponível em:

<http://www.theoil Drum.com/uploads/244/energy_density.jpg>. Acesso em: 01 maio 2013.

ENGEMANN, K. M.; KLIESEN, E.; OWYANG, M. T. **Do oil shocks drive business cycles?**: some U.S. and international evidence. St. Louis: Federal Reserve Bank Of St. Louis, Mar. 2011. Working Paper 2010-007D. Disponível em:

<<http://research.stlouisfed.org/wp/2010/2010-007.pdf>>. Acesso em: 28 abr. 2012.

ENVIRONICS INTERNATIONAL. **Corporate social responsibility monitor 2001**.

Disponível em: <http://research.dnv.com/csr/PW_Tools/PWD/1/00/L/1-00-L-2001-01-0/lib2001/CSRpoll2001.pdf>. Acesso em: 19 set. 2010.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **BEN 2007**: balanço energético nacional - balanço energético nacional 2007: ano base 2006. Rio de Janeiro, 2007. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/Estudos/Paginas/Balanço Energético Nacional](http://www.epe.gov.br/Estudos/Paginas/Balanço_Energético_Nacional)>. Acesso em: 01 maio 2013.

_____. **Nota técnica DEA 21/10**: metodologia para avaliação da sustentabilidade socioeconômica e ambiental de UHE e LT. Rio de Janeiro: EPE, 2010. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/MeioAmbiente/Documents/NT%20%20Sustentabilidade%20socioecon%20%B4mica%20e%20ambiental%20de%20UHE%20e%20LT%20-%20PDE%202020.pdf>>. Acesso em: 01 maio 2013.

_____. **BEN 2012 - Balanço Energético Nacional 2012**: Ano base 2011. Rio de Janeiro, 2012. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/Estudos/Paginas/Balanço Energético Nacional](http://www.epe.gov.br/Estudos/Paginas/Balanço_Energético_Nacional)>. Acesso em: 01 maio. 2013.

EVANS, F. T. Roads, railways, and canals: technical choices in 19th-century Britain.

Technology and Culture, [S.l.], v. 22, nº. 1, p. 1-34, Jan., 1981. Disponível em: <www.jstor.org/stable/3104291>. Acesso em: 09 mar. 2010.

EXXONMOBIL. **The outlook for energy**: a view to 2040. Irving, 2011. Disponível

em: <http://www.exxonmobil.com/Corporate/files/news_pub_eo.pdf>. Acesso em: 23 abr. 2012.

FACURI, M. F. **A implantação de usinas hidrelétricas e o processo de**

licenciamento ambiental: a importância da articulação entre os setores elétrico e de meio ambiente no Brasil. 2004. Dissertação (Mestrado) – Instituto de Recursos Naturais, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2004. Disponível em:

<<http://www.cerpch.unifei.edu.br/arquivos/dissertacoes/a-implantacao-usinas-hidreletricas-processo-de-licenciamento-ambiental.pdf>>. Acesso em: 01 maio 2013.

FALKUS, M. E. The British gas industry before 1850. **The Economic History Review**, [S.l.], v. 20, no. 3, p. 494-508, Dec. 1967. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/2593068>>. Acesso em: 02 abr. 2012.

_____. The early development of the British gas industry, 1790-1815. **The Economic History Review**, [S.l.], v. 35, no. 2, p. 217-234, May 1982. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/2595016>>. Acesso em: 02 abr. 2012.

FATTOUH, B. **The drivers of oil prices**: the usefulness and limitations of non-structural model, the demand–supply framework and informal approaches. [S.l.]: Oxford Institute of Energy Studies, 2007. Disponível em: <<http://www.oxfordenergy.org/2007/03/the-drivers-of-oil-prices-the-usefulness-and-limitations-of-non-structural-model-the-demand%E2%80%93supply-framework-and-informal-approaches/>>. Acesso em: 02 abr. 2012.

_____. **Oil market dynamics through the lens of the 2002-2009 price cycle**. [S.l.]: Oxford Institute of Energy Studies, 2010. Disponível em: <<http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2010/11/WPM39-OilMarketDynamicsThroughTheLensofthe2002-2009PriceCycle-BassamFattouh-2010.pdf>>. Acesso em: 02 abr. 2012 .

_____. **An anatomy of the oil pricing system**. [S.l.]: Oxford Institute of Energy Studies, 2011. Disponível em: <<http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2011/03/WPM40-AnAnatomyoftheCrudeOilPricingSystem-BassamFattouh-2011.pdf>>. Acesso em: 02 abr. 2012 .

FERREIRA, V. V. M. **Avaliação de Externalidades do Setor Hidrelétrico no Estado de Minas Gerais**. Tese (doutorado) - Programa de Pós-graduação em Saneamento, Meio Ambiente e Recursos Hídricos da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), Belo Horizonte, 2004. Disponível em: <<http://www.smarh.eng.ufmg.br/defesas/102D.PDF>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

FINLEY, M. The oil market to 2030-implications for investment and policy. **Economics of Energy & Environmental Policy**, [S.l.], v. 1, no. 1, 2012. Disponível em: <http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/STAGING/global_assets/downloads/R/reports_and_publications_oil_market_to_2030.pdf>. Acesso em: 29 jul. 2012.

FORD, A. System dynamics and the electric power industry. **System Dynamics Review**, [S.l.], v. 13, no. 1, p. 57-85, Spring 1997. Disponível em: <<http://xmile.systemdynamics.org/wp/wp-content/userup/Ford-1997-System-Dynamics-and-the-Electric-Power-Industry.pdf>>. Acesso em: 27 jul. 2010.

FOULKE, R. D. Life in the dying world of sail, 1870-1910. **The Journal of British Studies**, [S.l.], v. 3, no. 1, p. 105-136, Nov. 1963. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/175051>>. Acesso em: 27 jul. 2010.

FOUQUET, R. **Divergences in the long run trends in the price of energy and of energy services**. [S.I.]: Basque Centre For Climate Change, Feb. 2010. Disponível em: <http://www.bc3research.org/working_papers/view.html>. Acesso em: 20 maio 2010.

FOUQUET, R. The slow search for solutions: lessons from historical energy transitions by sector and service. **Energy Policy**, [S.I.], 2010a. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2010.06.029>>. Acesso em: 31 jul.mai. 2010.

FOUQUET, R.; PEARSON, P. J. G. A thousand years of energy use in the United Kingdom. **The Energy Journal**, [S.I.], v. 19, no. 4, 1998. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/41322802>>. Acesso em: 20 maio 2010 .

_____. Five centuries of energy prices. **World Economics**, [S.I.], v. 4, no. 3, p. 93-119, 2003. Disponível em: <<http://www.world-economics-journal.com/Five%20Centuries%20of%20Energy%20Prices.details?AID=151>>. Acesso em: 20 maio 2010.

_____. Seven centuries of energy services: the price and use of light in the United Kingdom (1300-2000). **The Energy Journal**, [S.I.], Jan. 1, 2006. Disponível em: <<http://www.iaee.org/en/publications/ejarticle.aspx?id=2120>>. Acesso em: 20 maio 2010 .

FREEMAN, M. J. Road transport in the english industrial revolution: an interim reassessment. **Journal of Historical Geography**, [S.I.], v. 6, no. 1, p. 17-28, 1980. Disponível em: <www.sciencedirect.com/science/article/pii/0305748880900419>. Acesso em: 08 jun. 2014. .

FREEMAN, R. E. **Strategic management: a stakeholder approach**. Boston, MA: Pitman, 1984.

FREEMAN, R. E.; REED, D. L. Stockholders and stakeholders: a new perspective on corporate governance. **California Management Review**, [S.I.], v. 25, no. 3, p. 88-106, Spring 1983. Disponível em: <<http://trebucq.u-bordeaux4.fr/Stock&stakeholders.pdf>>. Acesso em: 31 mar. 2012.

FRENKEN, K.; NUVOLARI, A. The early development of the steam engine: an evolutionary interpretation using complexity theory. **Industrial and Corporate Change**, [S.I.], v. 13, no. 2, p. 419-450, 2004. Disponível em: <http://web1.sssup.it/pubblicazioni/ugov_files/303072_ICCsteam.pdf>. Acesso em: 31 mar. 2012.

FRIEDMAN, A. L.; MILES, S. **Stakeholders: theory and practice**. [S.I.]: Oxford University Press, 2006.

FUGLESTVEDT, J. et al. Climate forcing from the transport sectors. **Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America**, [S.I.], v. 105, p. 454-458, 2008. Disponível em: <<http://www.pnas.org/content/105/2/454.full.pdf>>. Acesso em 01 maio 2013.

FUNDAÇÃO IPARDES. Secretaria de Estado do Planejamento (SUDESUL). Impacto ambiental de Itaipu. Curitiba, 1981. 3v. Disponível em: <http://www.ipardes.gov.br/webis.docs/impacto_ambie_itaipu_06_81_v2.pdf>. Acesso em: 01 maio 2013.

FURFEY, P. H. Steam power: a study in the sociology of invention. **The American Catholic Sociological Review**, [S.l.], v. 5, no. 3, p. 143-153, Oct. 1944. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/3706469>>. Acesso em: 30 jun. 2010.

GALLINARO, B. **Avaliação do tempo de construção de usinas nucleares**. Santo André: Universidade Federal do ABC, 2011. Disponível em: <<http://pgene.ufabc.edu.br/conteudo/bloco2/publicacoes/Dissertacoes2011/DissertacaoBrunoGallinaro.pdf>>. Acesso em: 01 maio 2013.

GARCIA, J. P. Dynamic pricing in the Spanish gasoline market: a tacit collusion equilibrium. **Energy Policy**, [S.l.], v. 38, p. 1931-1937, 2010. Disponível em: <www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421509009239>. Acesso em: 04 ago. 2010 .

GASPAR, A. **Física – Eletromagnetismo e Física Moderna**. 1. ed. São Paulo: Ática, 2000.

GEELS, F. W. Technological transitions as evolutionary reconfiguration processes: a multi-level perspective and a case-study. **Research Policy**, [S.l.], v. 31, p. 1257-1274, 2002. Disponível em: <<http://www.druid.dk/conferences/nw/paper1/geels.pdf>>. Acesso em: 04 ago. 2010.

_____. Processes and patterns in transitions and system innovations: Refining the co-evolutionary multi-level perspective. **Technological Forecasting & Social Change**, [S.l.], v. 72, p. 681-696, 2005. Disponível em: <www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0040162505000569>. Acesso em: 04 ago. 2010 .

GIDLOW, D. A. Lead toxicity. **Occupational Medicine**, [S.l.], v. 54, p. 76-81, 2004. Disponível em: <<http://occmed.oxfordjournals.org/cgi/reprint/54/2/76.pdf>>. Acesso em: 19 set. 2010.

GIFFORD JR., A. The economic organization of 17th through mid 19th-century whaling and shipping. **Journal of Economic Behavior and Organization**, North-Holland, v. 20, p. 137-150, 1993. Disponível em: <www.sciencedirect.com/science/article/pii/0167268193900876>. Acesso em: 19 set. 2010 .

Global Reporting Initiative (GRI). **Diretrizes para relatórios de sustentabilidade da GRI**. São Paulo: Instituto Ethos: Uniethos, 2004. Disponível em: <<https://www.globalreporting.org/resource/library/Brazil-Portuguese-G3-Reporting-Guidelines.pdf>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

GOEDKOOP, M. et al. **Product service-systems, ecological and economic basics**. [S.l.], 1999. Report for Dutch Ministries of Environment (VROM) and Economic Affairs. (EZ). Disponível em: <<http://teclim.ufba.br/jsf/indicadores/holan%20Product%20Service%20Systems%20main%20report.pdf>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

GOLDSTONE, J. A. Efflorescences and economic growth in world history: rethinking the “rise of the west” and the industrial revolution. **Journal of World History**, [S.l.], v. 13, no. 2, p. 323-389, Fall 2002. Disponível em: <www.jstor.org/stable/20078976>. Acesso em: 19 set. 2010 .

GOODALL, F. Appliance trading activities of British gas utilities 1875-1935. **Economic History Review**, [S.l.], v. 46, no. 3, p. 543-557, 1993. Disponível em: <<http://hdl.handle.net/10.1111/j.1468-0289.1993.tb01348.x>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

GREENING, L. A.; GREENE, D. L.; DIFIGLIO, C. Energy efficiency and consumption: the rebound effect-a survey. **Energy Policy**, Surrey, UK, v. 28, p. 389-401, 2000. Disponível em: <www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421500000215>. Acesso em: 01 maio 2013 .

GROOT, B; FRANSES, P. H. **Universal cycle periods**. NRI Research, Breukelen, The Netherlands, no. 09-06, Feb. 2009. Disponível em: <<http://www.nyenrode.com/FacultyResearch/research/Documents/Research%20Paper%20Series/2009/NRI%2009-06%20digitale%20versie%2031jul09%28website%29.pdf?AspxAutoDetectCookieSupport=1>>. Acesso em: 01 maio 2013.

GRUPO TÉCNICO OPERACIONAL DA REGIÃO NORTE – GTON. **Planos de operação para os sistemas isolados**. ELETROBRÁS, Rio de Janeiro-RJ, 2000-2013. Disponível em: <<http://www.eletronbras.com/elb/data/Pages/LUMISB4C86407PTBRIE.htm>>. Acesso em: 01 mai. 2013.

_____. **Plano anual de operação dos sistemas isolados para 2014**. Versão 1.0. ELETROBRÁS, Rio de Janeiro-RJ, 31/10/2013a. Disponível em: <<http://www.eletronbras.com/elb/admin/services/DocumentManagement/FileDownload.EZTSvc.asp?DocumentID=%7BFA128953-C673-4DC9-9637-56A81AC81F76%7D&ServiceInstUID=%7B0935FE18-D0D5-4F86-86CD-E90163C6FB38%7D>>. Acesso em: 22 fev. 2014.

GRÜBLER, A.; NAKICENOVIC, N. **Long waves, Technology diffusion and substitution**. Laxenburg, Austria: International Institute for Applied Systems Analysis, Oct. 1991. RP-91-17. Disponível em: <<http://www.iiasa.ac.at/Admin/PUB/Documents/RP-91-017.pdf>>. Acesso em: 28 jun. 2010.

GRÜBLER, A.; NAKICENOVIC, N.; SCHAFER, A. **Dynamics of transport and energy systems**: history of development and a scenario for the future. Laxenburg, Austria: International Institute for Applied Systems Analysis, Dec. 1993. Disponível em: <www.iiasa.ac.at/Admin/PUB/Documents/RP-93-019.pdf>. Acesso em: 28 jun. 2010.

GÜNTHER, B. et al. **Calculating a risk-appropriate insurance premium to cover third-party liability risks that result from operation of nuclear power plants**. Leipzig: Versicherungsforen Leipzig GmbH, 1 Apr. 2011. Disponível em: <http://www.mng.org.uk/gh/private/20111006_NPP_Insurance_Study_Versicherungsforen.pdf>. Acesso em: 12 maio 2012.

HARGADON, A. B.; DOUGLAS, Y. When Innovations meet institutions: Edison and the design of the electric light. **Administrative Science Quarterly**, [S.l.], v. 46, no. 3, p. 476-501, Sept. 2001. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/3094872>>. Acesso em: 02 abr. 2012.

HARGREAVES, T.; NYE, M.; BURGESS, J. Keeping energy visible? Exploring how householders interact with feedback from smart energy monitors in the longer term. **Energy Policy**, [S.l.], 2012. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2012.03.027>>. Acesso em: 02 abr. 2012.

HARTWICK, J. Intergenerational equity and the investing of rents from exhaustible resources. **The American Economic Review**, [S.l.], v. 67, no. 5, p. 972-974, 1977. Disponível em: <<http://www.econ.yale.edu/~nordhaus/Resources/hartwick.pdf>>. Acesso em: 02 abr. 2012 .

HARTWICK, J. M. Substitution among exhaustible resources and intergenerational equity. **Review of Economic Studies**, [S.l.], v. 45, p. 347-354, 1978. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/2297349>>. Acesso em: 02 abr. 2012 .

HASHIMURA, L. M. M. **Aproveitamento do potencial de geração de energia elétrica por fontes renováveis alternativas no Brasil**: instrumentos de política e indicadores de progresso. Rio de Janeiro: COPPE: UFRJ, 2012. Disponível em: <http://www.ppe.ufrj.br/pppe/production/tesis/luis_hashimura.pdf>. Acesso em: 01 maio 2013.

HATCHER, J. **The history of the British coal industry**. Oxford: Clarendon Press, 1993. v. 1.

HAUSMAN, W. J.; NEUFELD, J. L. The market for capital and the origins of state regulation of electric utilities in the United States. **The Journal of Economic History**, [S.l.], v. 62, no. 2, Dec. 2002. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1017/S002205070200164X>>. Acesso em: 19 set. 2010 .

HAUSMAN, W. J.; HERTNER, P.; WILKINS, M. **Global electrification-multinational enterprise and international finance in the history of light and power 1878-2007**. Cambridge, UK: Cambridge University Press: 2008.

HICKS, J. R. **The social framework**. Oxford: University Press, 1942.

HILT, E. The negative trade-off between risk and incentives: evidence from the American whaling industry department of economics. **Explorations in Economic History**, Wellesley, MA, v. 45, p. 424-444, 2008. Disponível em: <<http://www.nber.org/papers/w11960.pdf>>. Acesso em: 19 set. 2010 .

HOMER, J. et al. Theories of the industrial revolution: a feedback perspective. **Dynamica**, [S.l.], v. 8, n. 1, p. 30-35, Summer 1982. Disponível em: <<http://systemdynamics.org/dynamica/articles/81/4.pdf>>. Acesso em: 19 set. 2010 .

HOTELLING, H. The economics of exhaustible resources. **Journal of Political Economy**, [S.l.], v. 39, p. 137-175, 1931. Disponível em: <<http://msl1.mit.edu/classes/esd123/2003/bottles/Hotelling.pdf>>. Acesso em: 19 set. 2010 .

HOUGHTON, J. T. et al. (Ed.). **IPCC: climate change 2001: the scientific basis: contribution of working group I to the third assessment report of the intergovernmental panel on climate change**. Cambridge: Cambridge University Press, 2001. Disponível em: <<http://www.ipcc.ch/ipccreports/tar/wg1/>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

HOVE, S. V. D.; MENESTREL, M.; BETTIGNIES, H. C. The oil industry and climate change: strategies and ethical dilemmas. **Climate Policy**, [S.l.], v. 2, n. 1, p. 3-18, May 2002. Disponível em: <linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1469306202000086>. Acesso em: 19 set. 2010.

HUMPHREY, W. S.; STANISLAW, J. Economic growth and energy consumption the UK 1700-1975. **Energy Policy**, [S.l.], p. 29-42, Mar. 1979. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0301421579900491>>. Acesso em: 05 abr. 2012 .

INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY. **IAEA annual report 2010**. Vienna, 2011. Disponível em: <http://www.iaea.org/Publications/Reports/Anrep2010/anrep2010_full.pdf>. Acesso em: 05 abr. 2012.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Oil crises and climate challenges: 30 years of energy use in IEA countries**. Paris, 2004. Disponível em: <http://www.iea.org/publications/free_new_Desc.asp?PUBS_ID=1153>. Acesso em: 06 ago. 2010.

_____. **Resources to reserves: oil & gas technologies for the energy markets of the future**. [S.l.], 2005. Disponível em: <http://www.oecd-ilibrary.org/energy/resources-to-reserves_9789264109483-en>. Acesso em: 05 abr. 2012.

_____. **How the Energy Sector can deliver on a climate agreement in Copenhagen.** Paris, 2009. Disponível em: <www.iea.org/weo/docs/weo2009/climate_change_excerpt.pdf>. Acesso em: 6 ago. 2010.

_____. **Projected costs of generating electricity – 2010 edition.** IEA/OECD, Paris, 2010. Disponível em: <<http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/energymodel/ProjectedCostsofGeneratingElectricity2010.pdf>>. Acesso em: 01 maio 2013.

_____. **World energy outlook 2011.** Paris, 2011. Disponível em: <http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2011/es_portuguese.pdf>. Acesso em: 05 abr. 2012.

INFANTE, C. E. D. C. **Análise triple bottom line da indústria de petróleo & gás com a aplicação do método electre III.** Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012. Disponível em: <http://objdig.ufrj.br/60/teses/coppe_m/CarlosEduardoDurangeDeCarvalhoInfante.pdf>. Acesso em: 19 set. 2010 .

INFORMATIVO BARRA GRANDE. Barra Grande: Baesa, nov. 2012. n. 81. Disponível em: <http://www.baesa.com.br/baesa/admin/output/files/informativo/Informativo%20Barra%20Grande_%20Edicao%20de%20Novembro%202012.pdf>. Acesso em: 19 set. 2013.

INSULL, S. **Memoirs of Samuel Insull:** an autobiography. New York: Transportation Trails, 1992.

INTERGOVERNMENTAL PANEL FOR CLIMATE CHANGE. IPCC **special report on renewable energy sources and climate change mitigation.** Cambridge, United Kingdom: Cambridge University Press, 2011. 1075 p. Disponível em: <srren.ipcc-wg3.de/report>. Acesso em: 01 maio 2013.

_____. Summary for Policymakers, In: **Climate Change 2014,** Mitigation of Climate Change. Cambridge, United Kingdom: Cambridge University Press, 2014. Disponível em: <http://report.mitigation2014.org/spm/ipcc_wg3_ar5_summary-for-policymakers_approved.pdf>. Acesso em: 15 jun. 2014.

JACOBS, J.; KUPER, G. H.; VAN SOEST, D. P. On the effect of high energy prices on investment. **Applied Economics**, [S.l.], v. 41, p. 3483-3490, 2009. Disponível em: <<http://www.tandfonline.com/doi/pdf/10.1080/00036840701537794>>. Acesso em: 01 maio 2013.

JAFFE, J. A. **The struggle for market power:** industrial relations in the British coal industry 1800-1840. Cambridge, United Kingdom: Cambridge University Press, 1991. 228 p.

JARDIM, P. N. F. M. **Ganhos e perdas com a implementação do atual modelo regulatório do setor elétrico brasileiro**. Rio de Janeiro: UFRJ, 2013. Disponível em: <www.ppe.ufrj.br/pppe/production/tesis/jardim.pdf>. Acesso em: 08 jun. 2014.

JEVONS, W. S. **The coal question**: an inquiry concerning the progress of the nation and the probable exhaustion of our coal mines. 2. ed. London: Macmillan, 1866.

JONES, T. M.; FELPS, W.; BIGLEY, G. A. Ethical theory and stakeholder-related decisions: the role of stakeholder culture. **Academy of Management Review**, [S.l.], v. 32, n. 1, p. 137-155, 2007. Disponível em: <http://www.researchgate.net/publication/254804018_Ethical_theory_and_stakeholder-related_decisions_The_role_of_stakeholder_culture>. Acesso em: 17 abr. 2012.

JOSKOW, P. L. Contract duration and relationship specific investments: empirical evidence from coal markets. **American Economic Review**, [S.l.], v. 77, p. 168-85, Mar. 1987. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/1806736>>. Acesso em: 17 abr. 2012 .

_____. Price adjustment in long-term contracts: the case of coal. **Journal of Law and Economics**, [S.l.], v. 31, no. 1, Apr., 1988. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/725453>>. Acesso em: 17 abr. 2012.

JOSKOW, P. L.; SCHMALENSEE, R.; BAILEY, E. M. The market for sulfur dioxide emissions. **The American Economic Review**, [S.l.], v. 88, no. 4, p. 669-685, Sept. 1998. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/117000>>. Acesso em: 03 jun. 2012.

JUNK, W. J.; MELLO, J. A. S. N. Impactos ecológicos das represas hidrelétricas na bacia amazônica brasileira. **Estudos Avançados**, São Paulo, v. 4, n. 8, p. 126-143, jan./abr. 1990. Disponível em: <<http://www.scielo.br/pdf/ea/v4n8/v4n8a10.pdf>>. Acesso em: 01 maio 2013.

KAHOULI, S. Re-examining uranium supply and demand: new insights. **Energy Policy**, [S.l.], v. 39, p. 358-376, 2011. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421510007573>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

KHAJEPOUR, A.; SABER, F.; GOODARZI, A. **Electric and Hybrid Vehicles: Technologies, Modeling and Control: A Mechatronic Approach**. 1. ed. Hoboken, NJ: John Wiley & Sons, 2014. Disponível em: <http://media.johnwiley.com.au/product_data/excerpt/11/11183415/1118341511-7.pdf>. Acesso em: 08 jun. 2014.

KALECKI, M. A theory of the business cycle. **The Review of Economic Studies**, [S.l.], v.4, n. 2, p. 77-97, 1937. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/2967606>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

KAMMEN, D.M. Turning Words in Action on Climate Change. **Carbon Management**, London, v. 4, n. 2, p. 139–142, 2013. Disponível em: <http://gspp.berkeley.edu/assets/uploads/research/pdf/Kammen-Carbon_Management_2013.pdf> Acesso em: 14 jun. 2014.

KANDER, A.; MALANIMA, P.; WARDE, P. **Energy transitions in Europe: 1600-2000**. Lund: CIRCLE, 2008. Disponível em: <<http://www.circle.lu.se>>. Acesso em: 30 jun. 2010. Disponível em: <http://www.circle.lu.se/upload/CIRCLE/workingpapers/200812_Kander_et_al.pdf>. Acesso em: 08 jun. 2014.

KANEFSKY, J.; ROBEY, J. Steam engines in 18th-century Britain: a quantitative assessment. **Technology and Culture**, [S.l.], v. 21, n. 2, Apr. 1980, p. 161-186. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/3103337>>. Acesso em: 28 jun. 2010.

KASSAKIAN, J. G., SCHMALENSEE, R. **The Future of the Electric Grid**. Cambridge, MA: MIT Energy Initiative, 2011. Disponível em: <http://mitei.mit.edu/system/files/Electric_Grid_Full_Report.pdf>. Acesso em: 08 jun. 2014.

KEE, E. D. Nuclear fuel: a new market dynamic. **The Electricity Journal**, [S.l.], v. 20, no. 10, p. 1040-6190, Dec. 2007. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1040619007001248>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

KENT, J. L.; DOWLING, R. Puncturing automobility? Carsharing practices. **Journal of Transport Geography**, [S.l.], v. 32, p. 86-92, 2013. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0966692313001683>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

KEYNES, J. M. **A teoria geral do emprego: do juro e da moeda**. São Paulo: Atlas, 1936. 328 p.

KLEPPER, G.; PETERSON, S. The EU emissions trading scheme allowance prices, trade flows and competitiveness effects. **European Environment**, [S.l.], v. 14, p. 201-218, 2004. Disponível em: <<http://www.econstor.eu/bitstream/10419/3242/1/4904.pdf>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

KLEY, F.; LERCH, C.; DALLINGER, D. New business models for electric cars — A holistic approach. **Energy Policy**, [S.l.], v. 393, p. 392-3403, 2011. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421511002163>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

KERKER, M. Science and the steam engine. **Technology and Culture**, [S.l.], v. 2, no. 4, p. 381-390, Autumn 1961. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/3100893>>. Acesso em: 28 jun. 2010.

KHOR, M. The double standards of multinationals. **The Guardian**, [S.l.], 25 June 2010. Disponível em: <<http://www.guardian.co.uk/commentisfree/cif-green/2010/jun/25/double>>. Acesso em 19 set. 2010.

KIDD, S. Nuclear fuel: myths and realities. In: SOKOLSKI, H. (Ed.). **Nuclear power's global expansion: weighing its costs and risks**. Carlisle, PA: Strategic Studies Institute: United States Army War College, 2010. p. 479-523. Disponível em: <<http://www.dtic.mil/cgi-bin/GetTRDoc?AD=ada535722>>. Acesso em: 05 maio 2012.

KNOX, J. K. **Constructing an international market for carbon trading: an institutional perspective**. 2009. Thesis (PhD) – University of Oxford, Oxford 2009. Disponível em: <<http://economics.ouls.ox.ac.uk/13278/1/knox.pdf>>. Acesso em: 29 abr. 2012 .

KOCHURA, I. V. Coal market of Ukraine: analysis and development background. **GeoScience Engineering**, [S.l.], v. 57, no.1 p. 17-23, 2012. Disponível em: <<http://gse.vsb.cz/2012/LVIII-2012-1-17-23.pdf>>. Acesso em: 29 abr. 2012.

KOGA, T.; KAMINISHI, K. Modeling and simulation of product service systems for design and innovation: Risus. **Journal on Innovation and Sustainability**, São Paulo, v. 4, no. 1, p. 3-15, 2013. Disponível em: <<http://revistas.pucsp.br/index.php/risus/article/view/15185/11327>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

KOLK, A.; LEVY, D. Winds of change: corporate strategy, climate change and oil multinationals. **European Management Journal**, [S.l.], v. 19, no. 5, p. 501–509, 2001. Disponível em: <linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0263237301000640>. Acesso em: 19 set. 2010.

KOLK, A.; PEREGO, P. Determinants of the adoption of sustainability assurance statements: an international investigation. **Business Strategy and the Environment**, [S.l.], v. 19, p. 182-198, 2010. Disponível em: <<http://dare.uva.nl/document/177593>>. Acesso em: 19 set. 2010 .

KRAMER, M.; KANIA, J. Changing the game leading corporations switch from defense to offense in solving global problems. **Stanford Social Innovation Review**, [S.l.], p. 22-29, Spring 2006. Disponível em: <http://www.ssireview.org/articles/entry/changing_the_game/>. Acesso em: 19 set. 2010.

KUIATILAKA, N. The value of flexibility: the case of a dual-fuel industrial steam boiler. **Financial Management**, [S.l.], v. 22, no. 3, 1993. Disponível em: <<http://www.samsi.info/sites/default/files/Kulatilaka93.pdf>>. Acesso em: 19 set. 2010 .

LANDES, D. S. **Prometeu desacorrentado: transformação tecnológica e desenvolvimento industrial na Europa ocidental desde 1750 até a nossa época**. [S.l.]: Nova Fronteira, 1994.

LARSEN, P. H.; GOLDMAN, C. A.; SATCHWELL, A. Evolution of the U.S. energy service company industry: market size and project performance from 1990-2008. **Energy Policy**, [S.l.], v. 50, p. 802-820, 2012. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421512007173>>. Acesso em: 18 maio 2013 .

LARSSON, S. **Reviewing electricity generation cost assessments**. Thesis (Master's in Energy Systems Engineering Global Energy Systems) – Royal Swedish Academy of Sciences, Uppsala University, [S.I.], 2012. Disponível em: <<http://www.diva-portal.org/smash/record.jsf?searchId=3&pid=diva2:540350>>. Acesso em: 18 maio 2013.

LEFÈVRE, M. Les firmes multinationales face au risque climatique: sauver le capital en sauvant la terre?. **Vertigo**, [S.I.], v. 5, no. 2, Sept. 2004. Disponível em: <<http://vertigo.revues.org/3549>>. Acesso em: 19 set. 2010.

LEITÃO, N.C. S.; SOUSA JÚNIOR, W. C. Análise Custo-Benefício Social Aplicada ao Complexo Hidrelétrico de Belo Monte. In: ENCONTRO LATINO AMERICANO DE INICIAÇÃO CIENTÍFICA, 9; ENCONTRO LATINO AMERICANO DE PÓS-GRADUAÇÃO, 5., 2004. **Anais...** [S.I.]: Universidade do Vale do Paraíba, 2004. Disponível em: <http://www.inicepg.univap.br/cd/INIC_2005/epg/EPG3/EPG3-1.pdf>. Acesso em: 15 maio 2013.

LESTINGI, M. D. **A inserção dos custos sociais nos empreendimentos hidrelétricos**: estudo de caso da UHE Irapé (MG). Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-04112010-135107/>>. Acesso em: 18 maio 2014.

LEVY, D. L.; KOLK, A. Strategic responses to global climate change: conflicting pressures on multinationals in the oil industry. **Business and Politics**, London, v. 4, no. 3, p. 275-300, 2002. Disponível em: <http://www.faculty.umb.edu/david_levy/BP02.pdf>. Acesso em: 20 maio 2010 .

LEWIS, C. W. Biomass through the ages. **Biomass**, [S.I.], v. 1, p. 5-15, 1981. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0144456581900111>>. Acesso em: 20 maio 2010 .

LI, Raymond. The evolution of the international steam coal market. **International Journal of Energy Sector Management**, [S.I.], Vol. 4 Iss: 4, p.519 – 534, 2010. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1108/17506221011092751>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

LIDDLE, B. The systemic, long-run relation among gasoline demand, gasoline price, income, and vehicle ownership in OECD countries: evidence from panel cointegration and causality modeling. **Transportation Research Part D**, [S.I.], v. 17, p. 327-331, 2012. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1361920912000156>>. Acesso em: 28 jun. 2010.

LIENERT, M.; LOCHNER, S. The importance of market interdependencies in modeling energy systems: the case of the European electricity generation market. **Electrical Power and Energy Systems**, [S.I.], v. 34, p. 99-113, 2012. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S014206151100216X>>. Acesso em: 28 jun. 2013.

LIENHARD, J. H. The rate of technological improvement before and after the 1830s. **Technology and Culture**, [S.l.], v. 20, no. 3, p. 515-530, Jul. 1979. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/3103814>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

LIMA, L. A. O. O conceito de capital e a teoria da distribuição da renda. **Revista de Administração de Empresas**, Rio de Janeiro, v. 4, n. 2, p. 7-20, mar./abr. 1974. Disponível em: <http://rae.fgv.br/sites/rae.fgv.br/files/artigos/10.1590_S0034-75901974000200002.pdf>. Acesso em: 19 set. 2010 .

LOSEKAN, L. D. **Reestruturação do setor elétrico brasileiro**: coordenação e concorrência. Tese (Doutorado) Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2003. Disponível em: <www.nuca.ie.ufrj.br/furnas/losekann.pdf> Acesso em: 08 jun. 2014.

LOVELOCK, J. E. **The ages of Gaia**. Oxford, UK: Oxford University Press, 1989.

LOVINS, A. B. et al. **Winning the oil endgame**: innovation for profits, jobs and security. Snowmass, CO: Instituto Rocky Mountain, 2004. Disponível em: <http://www.rmi.org/Knowledge-Center/Library/E04-07_WinningTheOilEndgame>. Acesso em: 08 jun. 2014.

LOVLAND, J. A history of Steam power. Department of Chemical Engineering, NTNU Trondheim, Norway, 2007. Disponível em: <http://www.nt.ntnu.no/users/haugwarb/TKP4175/History/history_of_steam_power.pdf>. Acesso em: 08 jun. 2014.

LUSTOSA, M. C. J.; CANEPA, E. M.; YOUNG, C. E. F. Política ambiental. In: MAY, P. H.; LUSTOSA, M. C.; VINHA, V. (Org.). **Economia do meio ambiente**: teoria e prática. Rio de Janeiro: Campus, 2010.

MAGALHÃES FILHO, L. N. L.; VERGARA, F. E.; RODRIGUES, W. Valorização dos danos ambientais causados pela implantação da usina hidrelétrica de Estreito: o caso dos municípios de Carolina-MA e Filadélfia-TO. **Rega**, [S.l.], v. 9, n. 2, p. 63-75, jul./dez.2012. Disponível em: <http://www.abrh.org.br/SGCv3/UserFiles/Sumarios/f673b297b76b2164b34ab5cc4e2f54c9_f444442dcfc41ae6128c91ff245fd465.pdf>. Acesso em: 15 maio 2013.

MALANIMA, P. **The long ancient growth 1000 BC-200AD**. [S.l.: s.n.], [2007?]. Disponível em: <http://www.paolomalanima.it/default_file/Papers/The_Long_Ancient_Growth.pdf>. Acesso em: 01 abr. 2012.

MALTHUS, T. R. **An essay on the principle of population**: library of economics. [S.l.], Liberty Fund, 2000.

MANSO, J.R.P. Are there Long-Term Cycles in the Evolution of the Oil Price? A Research Using the Hodrick-Prescott Filter. In: DEVEZAS, T.C. (Ed.). **Kondratieff Waves, Warfare and World Security**. Amsterdam: IOS Press, 2006, p. 50. Disponível em: <<http://digamo.free.fr/devezas6.pdf>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

MANYARI, W. V. **Impactos ambientais a jusante de hidrelétricas**: o caso da usina de Tucuruí, PA. Tese (Doutorado) – Programa de Planejamento Energético e Ambiental, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007. Disponível em: <<http://www.ppe.ufrj.br/pppe/production/tesis/wlmanyari2.pdf>>. Acesso em 01 mai. 2013.

MARCONATTO, D. A. B. et al. Saindo da trincheira do desenvolvimento sustentável: uma nova perspectiva para a análise e a decisão em sustentabilidade. **Revista de Administração Mackenzie**, São Paulo, n. 14, n. 1, jan./fev. 2013. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_pdf&pid=S1678-69712013000100002&lng=en&nrm=iso&tlng=pt>. Acesso em: 30 jun. 2013.

MARTINELLI, G.; MORAES, M. A. **Livro vermelho da flora do Brasil**. 1. ed. - Rio de Janeiro : Andrea Jakobsson, 2013. Disponível em: <<http://cncflora.jbrj.gov.br/LivroVermelho.pdf>>. Acesso em: 01 mai. 2014.

MARTINS, R. D. F. **O setor elétrico pós-privatização**: novas configurações institucionais e espaciais. 2009. 143 p. Dissertação (Mestrado) – Instituto de Pesquisa e Planejamento Urbano e Regional, Universidade do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009. Disponível em: <www.observabarragem.ippur.ufrj.br/central_download.php?hash=914b1e4cad1f7305ba78d4a976411ca7&id=3>. Acesso em: 09 fev. 2014.

MARTSCHUKAT, J. The art of killing by electricity: the sublime and the electric chair. **The Journal of American History**, [S.l.], v. 89, n. 3, p. 900-921, Dec. 2002. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/3092345>>. Acesso em: 02 abr. 2012.

MARX, K. **O capital**: crítica da economia política. São Paulo: Abril Cultural, 1983. v. 1-3.

MATTHEWS, D. Laissez-faire and the London gas industry in the nineteenth century: another look. **The Economic History Review**, [S.l.], v. 39, n. 2, p. 244-263, May 1986. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/2596152>>. Acesso em: 02 abr. 2012.

MAULDIN, M. G. Retail risk management: pricing electricity to manage customer risk. **The Electricity Journal**, [S.l.], p. 78-83, June 1997. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1040619097805325>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

MCCARTHY, T. The coming wonder? foresight and early concerns about the automobile. **Environmental History**, [S.l.], v. 6, n. 1, p. 46-74, Jan. 2001. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/3985231>>. Acesso em: 30 jun. 2010.

MCDONALD, F. **Insull**: the rise and fall of a billionaire utility tycoon. Chicago: University of Chicago Press, 1962.

MCKAY, J. P. et al. **A History of World Societies**. 7 ed. Boston: Houghton Mifflin, 2006. ISBN: 0312683286.

MCKINSEY. **Pathways to a low-carbon economy**: version 2 of the global greenhouse gas abatement cost curve. [S.l.]: McKinsey&Company, 2009. Disponível em: <<http://www.worldwildlife.org/climate/WWFBinaryitem11334.pdf>>. Acesso em: 05 ago. 2010.

MEADOWS, D. H. et al. **The limits to growth**. New York: Universe Books, 1972.

MEDEMA, S.G. Sidgwick's Utilitarian Analysis of Law: A Bridge from Bentham to Becker. **American Law and Economic Review**. [S.l.], v. 9, p. 30-47, 2007. Disponível em: <<http://connection.ebscohost.com/c/articles/25847178/sidgwicks-utilitarian-analysis-law-bridge-from-bentham-becker>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

MELVILLE, H. **Moby-Dick, or the whale**. London: Harper & Brothers Publishers, 1851.

MENDES, F. E. **Avaliação de programas de controle de poluição atmosférica por veículos leves no Brasil**. Tese (Doutorado) – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia (COPPE), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004. Disponível em: <<http://www.ppe.ufrj.br/ppe/production/tesis/femendes.pdf>>. Acesso em: 01 maio 2013 .

MIELNIK, O.; NEVES, C. C. Características da estrutura de produção de energia hidrelétrica no Brasil. In: ROSA, L. P.; SIGAUD, L.; MIELNIK, O. (Orgs.). **Impactos de grandes projetos hidrelétricos e nucleares: aspectos econômicos e tecnológicos, sociais e ambientais**. [S.l.]: Ed. Marco Zero, 1988.

MILL, J. S. **Princípios de economia política**. São Paulo: Nova Cultural, 1996.

MILLWARD, R.; WARD, R. From private to public ownership of gas undertakings in England and Wales 1851-1947: chronology, incidence and causes. **Business History**, [S.l.], v. 35, n. 3, 1993. Disponível em: <<http://www.tandfonline.com/doi/pdf/10.1080/00076799300000084>>. Acesso em: 01 maio 2013 .

MINISTÉRIO DA CIÊNCIA E TECNOLOGIA E INOVAÇÃO (MCTI). **Estimativas anuais de emissões de gases de efeito estufa no Brasil**. Brasília, DF, 2013. 81 p. Disponível em: <<http://www.cetesb.sp.gov.br/userfiles/file/mudancasclimaticas/geesp/file/docs/publicacao/nacional/226591.pdf>>. Acesso em: 19 set. 2013.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Modelo institucional do setor elétrico**. Brasília, DF, 2003. Disponível em: <http://ucel.eln.gov.br/gse_doc/Modelo_Energia.pdf>. Acesso em: 01 maio 2013.

_____. **Nota técnica MME/SPD/05**: garantia física de energia e potência metodologia, diretrizes e processo de implantação. Brasília,DF, 2004. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/nota2004282mme.pdf>>. Acesso em: 01 maio 2014.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Boletim de monitoramento do setor elétrico**. [Brasília], jan. 2012. Disponível em:
<http://www.mme.gov.br/see/galerias/arquivos/Publicacoes/Boletim_mensalDMSE/Boletim_de_Monitoramento_do_Sistema_Eltrico_-_JANEIRO-2012.pdf>. Acesso em: 01 maio 2014.

_____. **Boletim de monitoramento do setor elétrico**. [Brasília], jan. 2013. Disponível em:
<http://www.mme.gov.br/see/galerias/arquivos/Publicacoes/Boletim_mensalDMSE/Boletim_de_Monitoramento_do_Sistema_Eltrico_-_Janeiro2-2013.pdf>. Acesso em: 01 maio 2014.

_____. **Boletim de monitoramento do setor elétrico**. [Brasília], jan. 2014. Disponível em:
<http://www.mme.gov.br/see/galerias/arquivos/Publicacoes/Boletim_de_Monitoramento_do_Sistema_Eltrico_-_Janeiro-2014.pdf>. Acesso em: 01 maio 2014.

_____. **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural**: n. 82 – jna./14. [Brasília], 2014a. Disponível em:
<http://www.mme.gov.br/spg/galerias/arquivos/publicacoes/boletim_mensal_acompanhamento_industria_gas_natural/Boletim_Gas_Natural_nr_82_jan_14.pdf>. Acesso em: 01 maio 2014.

MIZRACH, B. Integration of the global carbon markets. **Energy Economics**, [S.l.], v. 34, p. 335-349, 2012. Disponível em:
<<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988311002611>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

MOKYR, J. **The second industrial revolution 1870-1914**. Evanston, IL: Northwestern University, Aug. 1998. Disponível em:
<<http://faculty.wcas.northwestern.edu/~jmokyr/castronovo.pdf>>. Acesso em: 30 jun. 2010.

MOLINA, M. J.; ROWLAND, F. S. Stratospheric sink for chlorofluoromethanes: chlorine atom catalyzed destruction of ozone. **Nature**, [S.l.], n. 249, p. 810-814, 1974. Disponível em:
<<http://www.nature.com/nature/journal/v249/n5460/pdf/249810a0.pdf>>. Acesso em: 19 set. 2010.

MONT, O. **Product-service systems: Service Systems**, AFR-Report 288. Stockholm: Swedish Environmental Protection Agency, 2000. Disponível em:
<<http://swedishepa.se/Documents/publikationer/afr-r-288-se.pdf>>. Acesso em: 19 set. 2010.

_____. Clarifying the concept of product service systems. **J. Cleaner Prod.**, [S.l.], v. 10, no. 3, p. 237-245, June 2002. Disponível em:
<<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652601000397>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

MONTALVÃO, E. **Impacto de tributos, encargos e subsídios setoriais sobre as contas de luz dos consumidores**. Brasília: Centro de Estudos da Consultoria do Senado, 2009. (Textos para discussão; n. 62) Disponível em:

<<http://www12.senado.gov.br/publicacoes/estudos-legislativos/tipos-de-estudos/textos-para-discussao/td-62-impacto-de-tributos-encargos-e-subsidios-setoriais-sobre-as-contas-de-luz-dos-consumidores>>. Acesso em: 23 fev. 2014.

MOSS, D. L. Antitrust versus regulatory merger review: the case of electricity.

Review of Industrial Organization, [S.l.], v. 32, p. 241-261, 2008. Disponível em: <<http://link.springer.com/article/10.1007%2Fs11151-008-9174-z>>. Acesso em: 19 set. 2010 .

MURPHY, F.; SMEERS, Y. Withholding investments in energy only markets: can contracts make a difference? **Journal of Regulatory Economics**, [S.l.], v. 42, n. 2, p. 159-179, Oct. 2012. Disponível em:

<<http://link.springer.com/article/10.1007%2Fs11149-012-9184-5>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

MYERS, J. G.; NAKAMURA, L. Energy and pollution effects on productivity: a putty-clay approach. In: KENDRICK, J. W.; VACCARA, B. N. (Eds). **New developments in productivity measurement**. [S.l.]: NBER, 1980. p. 463 – 506. Disponível em:

<<http://www.nber.org/chapters/c3920>>. Acesso em: 30 jun./19 set. 2010.

NACCACHE, T. Oil price cycles and wavelets. **Energy Economics**, [S.l.], v. 33, p. 338-352, 2011. Disponível em:

<<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988310002057>>. Acesso em: 19 set. 2010 .

NAKICENOVIC, N. The automobile road to technological change diffusion of the automobile as a process of technological substitution. **Technological Forecasting and Social Change**, [S.l.], v. 29, p. 309-340, 1986. Disponível em:

<<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0040162586900211>>. Acesso em: 19 set. 2010 .

NEF, J. U. **The rise of the British coal industry**. London: Routledge, 1932. v. 2.

NEWBERY, D. M. Competition, contracts, and entry in the electricity spot market. **RAND Journal of Economics**, [S.l.], v. 29, n. 4., p. 726-749, Winter 1998.

Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/2556091>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

NEWBERY, D. M. G. Oil prices, cartels, and the problem of dynamic inconsistency. **The Economic Journal**, [S.l.], v. 91, p. 617-646, Sept. 1981. Disponível em:

<<http://www.jstor.org/stable/2232829>>. Acesso em: 19 set. 2010.

NEWELL, P.; PATERSON, M. A climate for business: global warming, the state and capital. **Review of International Political Economy**, [S.l.], v. 5, n. 4, p. 679-703, Winter 1998. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/4177292>>. Acesso em: 19 set. 2010.

NORTH, D. C. Transaction costs, institutions, and economic history. **Journal of Institutional and Theoretical Economics**, [S.I.], v. 140, no. 1, p. 7-17, März 1984. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/40750667>>. Acesso em: 03 jun. 2012.

NUVOLARI, A. Collective invention during the British industrial revolution: the case of the Cornish pumping engine. **Cambridge Journal of Economics**, [S.I.], v. 28, p. 347-363, 2004. Disponível em: <<http://www3.druid.dk/wp/20010005.pdf>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT (OECD). **Climate and carbon aligning prices and policies**. Paris, Oct. 2013. Disponível em: <<http://www.oecd.org/environment/climate-carbon.htm>>. Acesso em: 09 mar. 2014.

_____. **Effective carbon prices**. Paris, 2013a. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1787/9789264196964-en>>. Acesso em: 09 mar. 2014.

ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT (OECD). INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY (IAEA). **Uranium 2009: resources, production and demand**. [S.I.]: OECD Publishing, 2009. Disponível em: <http://www.oecd-ilibrary.org/uranium-2009_5kmd4hvbsn41.pdf?contentType=/ns/Book&itemId=/content/book/uranium-2009-en&containerItemId=/content/serial/20725310&accessItemIds=&mimeType=application/pdf>. Acesso em: 23 maio 2012.

ORTIZ-CRUZ, A. et al. Efficiency of crude oil markets: evidences from informational entropy analysis. **Energy Policy**, [S.I.], v. 41, p. 365-373, 2012. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030142151100872X>>. Acesso em: 19 set. 2013.

OXLEY, L.; GREASLEY, D. Vector autoregression, cointegration and causality: testing for causes of the British industrial revolution. **Applied Economics**, [S.I.], v. 30, p. 1387-1397, 1998. Disponível em: <<http://www.tandfonline.com/doi/pdf/10.1080/000368498325002>>. Acesso em: 19 set. 2010 .

OWEN, E.L. The origins of 60-Hz as a power frequency. **Industry Applications Magazine**, IEEE , v.3, n.6, Nov./Dec. 1997. p.8, 10, 12,14. doi: 10.1109/2943.628099 Disponível em: <<http://www.sos.siena.edu/~aweatherwax/electronics/60-Hz.pdf>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

PACALA, S.; SOCOLOW, R. Stabilization wedges: solving the climate problem for the next 50 years with current technologies. **Science**, [S.I.], p. 968-972, Aug. 13, , 2004. Disponível em: <http://academic.evergreen.edu/z/zita/teaching/CClittell/readings/Mar07_Pacala_et_al_2004.pdf>. Acesso em: 19 set. 2010.

PARKER, W. N. Economic development in historical perspective. **Economic Development and Cultural Change**, [S.l.], v. 10, n. 1, p. 1-7, Oct. 1961. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/1815447>>. Acesso em: 19 set. 2010 .

PAULUS, M.; BORGGREFE, F. The potential of demand-side management in energy-intensive industries for electricity markets in Germany. **Applied Energy**, [S.l.], v. 88, p. 432-441, 2011. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261910000814>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

PEACE, J.; JULIANI, T. The coming carbon market and its impact on the American economy. **Policy and Society**, [S.l.], v. 27, p. 305-316, 2009. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1449403509000034>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

PEARCE, D. W.; ATKINSON, G. D. Capital theory and the measurement of sustainable development: an indicator of weak sustainability. **Ecological Economics**, Amsterdam, v. 8, p. 103-108, 1993.

PERDAN, S.; AZAPAGIC, A. Carbon trading: current schemes and future developments. **Energy Policy**, [S.l.], 39, p. 6040-6054, 2011. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030142151100526X>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

PEREIRA, C. A. A. **Priorização de investimentos em uma cadeia logística completa**. 1999. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 1999.

PEREIRA, P. J. C. R. **Desafios do licenciamento ambiental de usinas hidrelétricas: um estudo de caso da UHE Itapebi**. 2011. Dissertação (Mestrado) – Instituto de Economia, Programa de Pós-Graduação em Políticas, Estratégias e Desenvolvimento, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011. Disponível em: <http://www.ie.ufrj.br/images/conjuntura/Gema_Dissertaes/Dissertacao_Pedro_Jorge_Campello2011.pdf>. Acesso em: 01 maio 2013.

PEREIRA, C. A. A.; SILVA, E. C.; ARAÚJO, P. T. F. Uma avaliação do custo de substituição da hidreletricidade na matriz energética brasileira. In: ENCONTRO DA SOCIEDADE BRASILEIRA DE ECONOMIA ECOLÓGICA, 10., 2013, Vitória. **Anais...** Vitória: [s.n.], 2013. Disponível em: <http://www.ecoeco.org.br/conteudo/publicacoes/encontros/x_en/GT9-2149-1561-20130602232858.pdf>. Acesso em: 08 jun. 2014.

PERIMAN, R. D. Energy flow in early industrial world. In: ENCYCLOPEDIA of Energy. [S.l.], 2004. v. 1, p. 849-858.

PERMAN, R. et al. **Natural Resource and Environmental Economics**. 3. ed. [S.l.]: Ed. Pearson, 2003.

PETROBRAS. **Fato relevante plano de negócios 2011-2015**. Rio de Janeiro, 22 jul. 2011. Disponível em: <http://investidorpetrobras.com.br/data/files/8A79A7D63359B94501335A1C6C7F3729/Fato%20Relevante_PN%202011-15_220711_.pdf>. Acesso em: 03 jun. 2012.

PEZZEY, J. **Economic analysis of sustainable growth and sustainable development**. Washington, DC: World Bank, 1989. Disponível em: <http://www-wds.worldbank.org/servlet/WDSContentServer/WDSP/IB/1999/10/21/000178830_98101911160728/Rendered/PDF/multi_page.pdf>. Acesso em: 01 maio 2013 .

PEZZEY, J. C. V.; TOMAN, M. A. Progress and problems in the economics of sustainability. In: TIETENBERG, T.; FOLMER, H. (Ed.). **International Yearbook of Environmental and Resource Economics 2002/2003: a survey corrent issues**. Cheltenham, U.K: Edgar Elgar, 2003.

PHOTOS of the London Smog Disaster of 1952. Vintage everyday. [2014?] Disponível em: < <http://www.vintag.es/2012/12/photos-of-london-smog-disaster-of-1952.html>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

PINHEIRO, M. F. B. Problemas **sociais e institucionais** na **implantação de hidrelétricas**: seleção de casos recentes no Brasil e casos relevante em outros países. 2007. 211 p. Dissertação (Mestrado) – Unicamp, Campinas, 2007.). Disponível em: <<http://www.bibliotecadigital.unicamp.br/document/?code=vtls000416791>>. Acesso em: 01 maio 2013.

PIRES, A.; HOLTZ, A. **Sistema elétrico brasileiro**: expansão hidrotérmica. Rio de Janeiro: CBIE, set. 2011. Disponível em: <[http://www.cbie.com.br/artigos/Relatório Sistema Hidrotérmico_versão dia28-09 layout medianiz_ sem referência figuras.pdf](http://www.cbie.com.br/artigos/Relatório_Sistema_Hidrotérmico_versão_dia28-09_layout_medianiz_sem_referência_figuras.pdf)>. Acesso em: 01 maio 2013.

PORTO, N. A.; CORREIA, P. B. Intensidade de carbono no setor energético brasileiro. In: ELAEE, 4., 2013, Montevideo, Uruguay. **Proceedings...** Montevideo, Uruguay: [s.n.], 2013. Disponível em: <<http://aladee.org/papers/>>. Acesso em: 01 maio 2013.

PRATES, R. C.; BACHA, C. J. C. Os processos de desenvolvimento e desmatamento da Amazônia. **Economia e Sociedade**, [S.l.], v. 20, n. 3, p. 601-636, dez. 2011. Disponível em: <<http://www.scielo.br/pdf/ecos/v20n3/a06v20n3>>. Acesso em: 15 maio 2010 .

PRICE, D. Energy and human evolution. **Population and Environment: A Journal of Interdisciplinary Studies**, [S.l.], v 16, no. 4, p. 301-19, Mar. 1995. Disponível em: <<http://www.dieoff.org/page137.htm>>. Acesso em: 15 maio 2010.

PRINCI, F. Public health aspects of atmospheric pollution. **American Journal of Public Health Atmospheric Pollution**, [S.l.], v. 44. p. 207-210, Feb, 1954. Disponível em: <<http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC1620678/pdf/amjphnation00355-0061.pdf>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

RAE, J. B. The electric vehicle company: a monopoly that missed. **The Business History Review**, [S.I.], v. 29, no. 4, p. 298-311, Dec. 1955. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/3111861>>. Acesso em: 30 jun. 2010.

RAY, G. F. Energy and the long cycles. **Energy Economics**, [S.I.], p. 3-8, Jan. 1983. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0140988383900026>>. Acesso em: 01 maio 2013 .

REGNIER, E. Oil and energy price volatility. **Energy Economics**, [S.I.], v. 29, p. 405-427, 2007. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988305001118>>. Acesso em: 01 maio 2013 .

REGO, E. E. **Proposta de aperfeiçoamento da metodologia dos leilões de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado**: aspectos conceituais, metodológicos e suas aplicações. Tese (Doutorado em Ciências) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/biblioteca/trabalhos/trabalhos/Tese_Erik_Eduardo_Rego.pdf>. Acesso em: 01 maio 2013.

REIS, M. M. **Custos ambientais associados à geração elétrica: hidrelétricas X termelétricas a gás natural**. Tese (Mestrado) – Programa de Planejamento Energético, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2001. Disponível em: <<http://portal2.tcu.gov.br/portal/pls/portal/docs/2063948.PDF>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

RENTIZELAS, A.; GEORGAKELLOS, D. Incorporating life cycle external cost in optimization of the electricity generation mix. **Energy Policy**, [S.I.], v. 65, p. 134-149, 2014. ISSN 0301-4215. Disponível em: <http://strathprints.strath.ac.uk/45865/1/Manuscript_EP_Revision_PURE.pdf>. Acesso em: 08 jun. 2014.

RHODES, R. **Energy transitions**: a curious history. Stanford, CA: Stanford University, 19 Sept. 2007. Disponível em: <http://fsi.stanford.edu/publications/energy_transitions_a_curious_history/>. Acesso em: 20 maio 2010.

RICARDO, D. **On the principles of political economy and taxation**. 3rd. ed. London: John Murray, 1821.

ROBERTS, L. Water, steam and change: the roles of land drainage, water supplies and garden fountains in the early development of the steam engine. **Endeavour**, [S.I.], v. 24, no. 2, p. 55-58, 2000. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0160932799012405>>. Acesso em: 17 maio 2010 .

ROBINSON, J. Squaring the circle? Some thoughts on the idea of sustainable development. **Ecological Economics**, v. 48, issue 4, p. 369-384, 2004. Disponível em:

<http://ipidumn.pbworks.com/f/SquaringtheCircleSustainableDevelopment.pdf&ei=LRPUf_MNMWy0AH3rIGAAQ&usg=AFQjCNE5qgzYfDZPbzMtN8v3lxvZzZh6_Q&bv m=bv.44158598,d.dmQ>. Acesso em: 17 jul. 2014.

RODRIGUES, J. P. **The geography of transport systems**. New York: Hofstra University, c2014. Disponível em:

<<http://people.hofstra.edu/geotrans/eng/ch8en/conc8en/evolenergy.html>>. Acesso em: 17 maio 2010.

ROGOFF, Kenneth. Oil and the global economy. [Cambridge]: Harvard University, 2006.

Disponível em: <http://www.nes.ru/public-presentations/Papers/Oil%20and%20the%20Global%20Economy_Rogoff__v2.pdf>. Acesso em: 08 jun. 2014.

ROMEU, M. C. **Análise dos impactos dos especuladores nos retornos dos preços futuros das principais commodities agrícolas exportadas pelo Brasil**. Dissertação (mestrado) – Escola de Administração de Empresas de São Paulo, São Paulo, 2014.

Disponível em:

<<http://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/11666/Dissertacao%20Marina%20Campanelli%20Romeu.pdf?sequence=1>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

ROQUETTI, D. R. **Empreendimentos hidrelétricos e a complexidade de sistemas socioecológicos locais: o caso da usina hidrelétrica de Barra Grande**.

Dissertação (Mestrado em Ciências da Engenharia Ambiental) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2013.

Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18139/tde-14102013-095904/>>. Acesso em: 01 maio 2014.

ROSE, E. A. OPEC's dominance of the global oil market: the rise of the world's dependency on oil. **Middle East Journal**, [S.l.], v. 58, n. 3, p. 424-443, Summer 2004. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/4330033>>. Acesso em: 15 abr. 2012.

ROYAL DUTCH SHELL PLC. **Sustainability report 2009**. [S.l.], 2009. Disponível em: <www.shell.com>. Acesso em: 19 set. 2010.

RUBIO, M. M.; TAFUNELL, X. Latin American hydropower: a century of uneven evolution. In: ELAEE, 4., 2013, Montevideo, Uruguay. **Proceedings...** Montevideo, Uruguay: Sober, 2013. Disponível em: <<http://www.sober.org.br/palestra/9/743.pdf>>. Acesso em: 01 maio 2013.

RUPPENTHAL, E. L. **Reterritorialização dos atingidos pela barragem Barra Grande – RS/SC**. Dissertação (Mestrado em Desenvolvimento Rural) – Faculdade de Ciências Econômicas, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2013. Disponível em:

<<http://www.lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/79053/000896793.pdf>>. Acesso em: 19 set. 2013 .

RUSSELL, D. **Men, motors, and markets**. Rockford, Il, USA: Atwood Vacuum Machine Company, 1959. Disponível em: <<http://mises.org/books/menmotors.pdf>> Acesso em: 08 jun. 2014.

SABBAGHI, O.; SABBAGHI, N. Carbon financial instruments, thin trading, and volatility: evidence from the Chicago climate exchange. **The Quarterly Review of Economics and Finance**, [S.l.], v. 51, p. 399-407, 2011. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1062976911000275>>. Acesso em: 19 set. 2010 .

SALOMÃO, K. **Aspectos reprodutivos e micropropagação em *Dyckia distachya* Hassler, espécie ameaçada de extinção**. Dissertação (Mestrado em Biologia na Agricultura e no Ambiente) - Centro de Energia Nuclear na Agricultura, Universidade de São Paulo, Piracicaba, 2013. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/64/64133/tde-19092013-145328/>>. Acesso em: 01 mai. 2014.

SAMPAIO, W. S. **Para Além da Utilidade Marginal: Uma Leitura Metodológica Alternativa de Jevons e Walras**. Tese (Doutorado) Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008. Disponível em: <www.nuca.ie.ufrj.br/furnas/losekann.pdf> Acesso em: 08 jun. 2014.

SANFORD, G. Illuminating systems: Edison and electrical incandescence. **OAH Magazine of History**, [S.l.], v. 4, no. 2, p. 16-19, Spring 1989. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/25162654>>. Acesso em: 02 abr. 2012.

SANTANA, E. A.; OLIVEIRA, C. A. C. N. V. Análise da indústria de energia elétrica do Brasil: abordagem através da economia dos custos de transação. **Pesquisa e Planejamento Econômico**, Rio de Janeiro, v. 29, n. 2, p. 273-294, ago. 1999. Disponível em: <www.ppe.ipea.gov.br/index.php/ppe/article/view/189/123>. Acesso em: 02 abr. 2012 .

SAPLACAN, ROXANA. Competition in electricity distribution. **Utilities Policy**, [S.l.], v. 16, p. 231–237, 2008. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/journal/09571787/16>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

SAUNDERS, H. D. The khazzoom-brookes postulate and neoclassical growth. **The Energy Journal**, Cambridge, 1 Oct. 1992. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/41322471>>. Acesso em: 01 maio 2013 .

SAY, J. B. **A treatise on political economy**. New York: Augustus M. Kelly, 1964. Reprints of Economic Classics.

SCHINDLER, J.; ZITTEL W. **Crude Oil – the Supply Outlook**: Revised Edition. Energy Watch Group: Berlin, Germany, 2008. Disponível em: <http://aie.org.au/AIE/Documents/2008-02_EWG_Oil_Report_updated.pdf>. Acesso em: 08 jun. 2014.

SCHMIDHEINY, S. **Changing course**: a global business perspective on development and the environment. Cambridge: MIT Press, 1992. 374 p. Disponível em: <<http://mitpress.mit.edu/books/changing-course>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

SCHUMPETER, J. A. **Business cycles**: a theoretical and statistical analysis of the capitalist processes. New York: McGraw-Hill, 1939.

SCHWEDES, O.; KETTNER, S.; TIEDTKE, B. E-mobility in Germany: White hope for a sustainable development or Fig leaf for particular interests? **Environmental Science & Policy**, [S.l.], v. 30, p. 72-80, 2013. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1462901112001839>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

SENADO FEDERAL. **A Crise de Abastecimento de Energia Elétrica**, Relatório. Brasília, 2002. Disponível em: <<http://www.senado.gov.br/atividade/materia/getPDF.asp?t=57728&tp=1>>. Acesso em 01 maio 2013.

SENIOR, N. W. **Political economy**. 5. ed. London: Charles Griffin, 1863.

SHACHMUROVE, Y. A historical overview of financial crises in the United States. **Poznan University of Economics Review**, [S.l.], v. 11, n. 1, p. 28-47, 2011. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1044028311000305>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

SHAPIRO, C.; VARIAN, H.R. **A Economia da Informação**: como os princípios econômicos se aplicam à era da Internet. Rio de Janeiro: Campus, 1999. 400 p.

SHARMA, A. Hydro power vs thermal power: a comparative cost-benefit analysis. **International Journal of Arts and Sciences**, [S.l.], v. 3, n. 9, p. 125-143, 2010. Disponível em: <<http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.301.8917&rep=rep1&type=pdf>>. Acesso em: 26 mai. 2014.

SHEEN, J. N. Economic profitability analysis of demand side management program. **Energy Conversion and Management**, [S.l.], v. 46, p. 2919-2935, 2005. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890405000464>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

SHELDRIK, B.; MACGILL, S. Local energy conservation initiatives in the UK: their nature and achievements. **Energy Policy**, [S.l.], v. 16, 562-578, 1998. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0301421588902108>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

SHELLEY, M. W. **Frankenstein**. London: Everyman's Library, 1912.

SHERIDAN, B. Social Cost of Electricity **Generation**: A Quantification and Comparison Between Energy Sources Within PJM Interconnection. Thesis (Masters of Marine Policy) - University of Delaware, Newark, Delaware, USA, 2013. Disponível em: <<http://udspace.udel.edu/handle/19716/12630>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

SIDDIQUI, A.; BARTHOLOMEW, E.; MARNAY, C. Empirical analysis of the spot market implications of price-responsive demand. **Energy Studies Review**, [S.l.], v. 14, no. 1, p. 136-155, 2005. Disponível em: <<http://digitalcommons.mcmaster.ca/esr/vol14/iss1/10>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

SILVA, B. G. **Evolução do setor elétrico brasileiro no contexto econômico nacional**: uma análise histórica e econométrica de longo prazo. Dissertação (Mestrado) – Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-12032012-091848/>>. Acesso em: 26 jan. 2014.

SILVA, L. L. **A compensação financeira das usinas hidrelétricas como instrumento econômico de desenvolvimento social, econômico e ambiental**. 2007. Dissertação (Mestrado em Economia) – Departamento de Economia, Universidade de Brasília, Brasília, 2007. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/biblioteca/trabalhos/trabalhos/Disserta%C3%A7%C3%A3o_Ludimila.pdf>. Acesso em: 04 maio 2014.

SILVEIRA, S. J. C. Externalidades negativas: as abordagens neoclássica e institucionalista. **Revista FAE**, Curitiba, v. 9, n. 2, p. 39-49, jul./dez. 2006. Disponível em: <http://www.unifae.br/publicacoes/fae_v9_n2/04_STEFANO.pdf>. Acesso em: 08 jun. 2014.

SKJÆRSETH, J. B.; SKODVIN, T. Climate change and the oil industry: common problems, different strategies. **Global Environmental Politics**, [S.l.], v. 1, no. 4, p. 43-65, 2001. Disponível em: <<http://www.fni.no/doc%26pdf/jbs-GEP-2001-4.pdf>>. Acesso em: 19 set. 2010.

SLADE, M. E. Natural resource, population growth, and economic well-being: issues and evidence. In: JOHNSON, Gale (Ed.), LEE, Ronald D. (Ed.). **Population growth and economical development**. Wisconsin: University Wisconsin Press, 1987. p. 331-372.

SMIL, V. **Energy in world history**. Boulder, CO: Westview, 1994.

_____. Energy in the twentieth century: resources, conversions, costs, uses and consequences. **Annual Review of Energy Environment**, Califórnia, v. 25, p. 21-51, 2000. Disponível em: <<http://www.annualreviews.org/doi/pdf/10.1146/annurev.energy.25.1.21>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

_____. **Energy at the crossroads**: global perspectives and uncertainties. Cambridge: MIT Press, 2003.

_____. 21st century energy: some sobering thoughts. **OECD Observer**, France, n. 258-259, p. 22-23, Dec. 2006. Disponível em: <http://www.oecdobserver.org/news/printpage.php/aid/2083/21st_century_energy:_Some_sobering_thoughts.html>. Acesso em: 08 jun. 2014.

SMITH, A. **An inquiry into the nature and causes of the wealth of nations**. New York: The Modern Library, 1937.

SOLOW, R. M. On the intergenerational allocation of natural resources. **Scandinavian Journal of Economics**, v. 88, p. 141-149, 1986. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/3440280>>. Acesso em: 28 mar. 2013.

_____. **An almost practical step toward sustainability**. Washington, DC: Resources for the Future, 1992. Disponível em: <http://www.stanford.edu/class/econ155/coursework/CourseMaterials/Readings/Solo_w-Sustainability.pdf>. Acesso em: 08 jun. 2014.

SOMERSET, E. **The century of inventions**. London: [s.n], 1865. 558 p. Disponível em: <<https://archive.org/stream/exactreprintoffa00worciala#page/n5/mode/2up>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

SONGSTAD, D. D. et al. Historical perspective of biofuels: learning from the past to rediscover the future. **In Vitro Cellular & Developmental Biology –Plant**, [S.l.], v. 45, p. 189-192, 2009. www.jstor.org/stable/20541026>. Acesso em: 08 jun. 2014.

SORRELL, S. et al. Oil futures: a comparison of global supply forecasts. **Energy Policy**, [S.l.], v. 38, n. 9, p. 4990-5003, Sept. 2010. Disponível em: <linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421510002946>. Acesso em: 19 set. 2010.

SOTIROPOULOS, V. **Global balances**. Grécia: Aristotle University of Thessaloniki, 1994. Disponível em: <http://www.biopolitics.gr/HTML/PUBS/VOL5/html/sot1_gre.htm>. Acesso em: 17 maio 2010.

SOUSA, W. L. **Impacto ambiental de hidrelétricas**: uma análise comparativa de duas abordagens. Tese (Dissertação) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2000. Disponível em: <<http://www.estadao.com.br/noticias/impresso,de-kararao-a-belo-monte-30-anos-depois,542607,0.htm>>. Acesso em: 01 maio 2013.

SOUSA JÚNIOR, W. C.; REID, J.; LEITÃO, N. C. S. **Custos e benefícios do complexo hidrelétrico Belo Monte**: uma abordagem econômico-ambiental. Lagoa Santa: Conservation Strategy Fund (CSF), 2006. 90 p. Disponível em: <http://www.conservation-strategy.org/sites/default/files/field-file/4_Belo_Monte_Dam_Report_mar2006.pdf>. Acesso em: 01 maio 2013.

SOVACOOOL, B. K. The cultural barriers to renewable energy and energy efficiency in the United States. **Technology in Society**, [S.l.], v. 31, n. 4, p. 365-373, Nov. 2009. Disponível em: <http://www.conservation-strategy.org/sites/default/files/field-file/4_Belo_Monte_Dam_Report_mar2006.pdf>. Acesso em: 08 jun. 2014.

SOVACOOOL, B. K. The policy challenges of tradable credits: a critical review of eight markets. **Energy Policy**, [S.l.], v. 39, p. 575-585, 2011. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421510007809>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

STARBUCK, A. **History of the American whale fishery from its earliest inception to the year 1876**. Washington, DC: Government Printing Office, 1878. [Report of the U.S. Commission on Fish and Fisheries, Part 4]. Disponível em: <<http://mysite.du.edu/~ttyler/ploughboy/starbuck.htm>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

STATISTICS of camphene: explosions & c. for the year. **The New York Times**, New York, July 23 1852. Disponível em: <<http://query.nytimes.com/mem/archive-free/pdf?res=9D07E5D71531E13BBC4B51DFB1668389649FDE>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

STEINBUKS, J. **Interfuel substitution and energy use in the UK manufacturing sector**. Cambridge: EPRG, May 2010. (Economics; 1032). Disponível em: <<http://www.econ.cam.ac.uk/research/repec/cam/pdf/cwpe1032.pdf.pagespeed.ce.gGmLcd4oH3.pdf>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

STERN, J.; ROGERS, H. **The transition to hub-based gas pricing in continental Europe**. [S.l.]: Oxford Institute of Energy Studies, 2011. Disponível em: <<http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2011/03/NG49.pdf>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

STEWART, R. B.; KINGSBURY, B; RUDYK, B. **Climate finance**: regulatory and funding strategies for climate change and global development. New York: University Press, 2009. Disponível em: <<http://www.iilj.org/climatefinance/documents/Stewartetal-ClimateFinance.pdf>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

STIGLITZ, Joseph. **Stepping Toward Balance**: Addressing Global Climate Change. Conference on Environmentally and Socially Sustainable Development. Washington, D.C. 1997.

STOKEY, N. L. A quantitative model of the British industrial revolution 1780-1850. **Public Policy**, North-Holland, v. 55, p. 55-109, 2001. Disponível em: <<http://home.uchicago.edu/nstoke/papers/Stokey%20-%202001%20-%20British%20Ind%20Rev.pdf>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

STONE, R. **Introduction to Internal Combustion Engines**. 3 ed. London: MacMillan, 1999.

STREETLIGHTS pierce a dense fog that is so thick, it looks like nightfall on a city street. **Pittsburgh Post-Gazette**, Pittsburgh, Oct. 29, 1948. Disponível em: <<http://explorepahistory.com/displayimage.php?imgId=1-2-DD>>. Acesso em: 15 maio 2014.

SUBROTO, H. E. Challenges facing the international oil and gas industry in the 21st century. **Energy Policy**, [S.l.], v. 20, n. 10, p. 913-919, Oc. 1992. Disponível em: <linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/0301421592901785>. Acesso em: 19 set. 2010.

SUPRINYAK, C. E. Torricelli, energia a vapor e o sentido tecnológico da revolução científica. **Revista de Economia Política**, [S.l.], v. 29, n. 2, p. 302-318, abr./jun. 2009. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0101-31572009000200008>. Acesso em: 08 jun. 2014.

SUTTON, G. Electric medicine and mesmerism. **Isis**, [S.l.], v. 72, n. 3, p. 375-392, Sept. 1981. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/230256>>. Acesso em: 07 abr. 2012.

SWINTON, W. E. Physician contributions to nonmedical science: Abraham Gesner, inventor of kerosene. **Canadian Medical Association Journal**, [S.l.], p. 115, n. 11, p. 1126-1133, Dec. 4, 1976. Disponível em: <<http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC1878918/pdf/canmedaj01493-0066.pdf>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

TAJZIEHCHI, S.; MONAVARI, S.; KARBASSI, A.; SHARIAT, S.; KHORASANI, N. Quantification of Social Impacts of Large Hydropower Dams-a case study of Alborz Dam in Mazandaran Province, Northern Iran. **International Journal of Environmental Research**, [S.l.], v. 7, p. 377-382, 2013. Disponível em: <http://www.ijer.ir/?_action=articleInfo&article=615>. Acesso em: 08 jun. 2014.

TAKÁCS-SÁNTA, A. The major transitions in the history of human transformation of the biosphere. **Human Ecology Review**, [S.l.], v. 11, n. 1, p. 51-66, 2004. Disponível em: <<http://www.humanecologyreview.org/pastissues/her111/111takacsanta.pdf>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

TANN, J.; BRECKIN, M. J. The international diffusion of the Watt engine 1775-1825. **The Economic History Review**, [S.l.], v. 31, n. 4, p. 541-564, Nov. 1978. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/2595748>>. Acesso em: 28 jun. 2010.

TARR, J. A. **History of manufactured gas encyclopedia**. Encyclopedia of energy. [S.l.: s.n.], 2004. v. 3.

TAVARES, M. L. **Análise e evolução da tarifa social de energia elétrica no Brasil, 1985/2002**. Dissertação (Mestrado em Economia Aplicada) – Escola Superior de Agricultura Luiz de Queiroz, Universidade de São Paulo, Piracicaba, 2004. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/11/11132/tde-21092004-170057/>>. Acesso em: 03 mar. 2014.

TEIXEIRA, E. C.; FELTES, S.; SANTANA, E. R. R. Estudo das emissões de fontes móveis na região metropolitana de Porto Alegre, Rio Grande Do Sul. **Química Nova**, [S.l.], v. 31, no. 2, p. 244-248, 2008. Disponível em: <<http://www.scielo.br/pdf/qn/v31n2/a10v31n2>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

TERTZAKIAN, P. **A thousand barrels a second**: the coming oil break point and the challenges facing an energy dependant world. New York: McGraw-Hill, 2006.

TESTER, J. D. E. et al. **Sustainable energy**: choosing among options. Cambridge: MIT Press, 2005.

THOMAS, B. Was there an energy crisis in Great Britain in the 17th century? **Explorations in Economic History**, [S.l.], v. 23, p. 124-152, 1986. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0014498386900100>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

THOMAS, J. M. Faraday and Franklin. **Proceedings of the American Philosophical Society**, [S.l.], v. 150, n. 4, p. 523-541, Dec. 2006. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/4599022>>. Acesso em: 02 abr. 2012.

THOMAS, S. **Electricity liberalisation**: the beginning of the end. [S.l.]: Public Services International Research Unit (PSIRU), Sept. 2004. Disponível em: <<http://www.psiru.org/reports/electricity-liberalisation-beginning-end>>. Acesso em: 21 abr. 2012.

THURSTON, R. H. **A history of the growth of the steam-engine**. New York, D. Appleton Co., 1902. Disponível em: <http://ebooks.library.cornell.edu/k/kmoddl/pdf/038_001.pdf> Acesso em: 14 jun. 2014.

TOL, R. S. J. The marginal damage costs of carbon dioxide emissions:an assessment of the uncertainties. **Energy Policy**, [S.l.], v. 33, p. 2064-2074, 2005. Disponível em: <ftp://131.252.97.79/Transfer/ES_Pubs/ESVal/carbon_val/tolpaper.pdf>. Acesso em: 08 jun. 2014.

TOL, R. S. J. The social cost of carbon. **ESRI**, [S.l.], n. 377, 2011. Disponível em: <<http://www.econstor.eu/bitstream/10419/50128/1/65468331X.pdf>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

TOMORY, L. The environmental history of the early British gas industry 1812-1830. **Environmental History**, [S.l.], v. 1, n. 1, p. 29-54, 2012. Disponível em: <<http://envhis.oxfordjournals.org/content/17/1/29.full.pdf+html>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

TOYNBEE, A. **Lectures on the industrial revolution in England**. London: Longmans: Green, 1908. 282 p. Disponível em: <<https://archive.org/details/LecturesOnTheIndustrialRevolutionOfThe18thCenturyInEngland>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

TRAN, T. A.; PARK, J. Y. Development of integrated design methodology for various types of product: service systems. **Journal of Computational Design and Engineering**, [S.l.], v. 1, n. 1, 37-47, 2014. Disponível em: <http://www.techno-press.com/content/fulltext/j_cde/cde1_1/cde0101004.pdf>. Acesso em: 08 jun. 2014.

TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO. **Conta de consumo de combustíveis fósseis dos sistemas isolados (CCC-ISOL)**. Brasília, DF, 2010. Disponível em: <http://portal2.tcu.gov.br/portal/page/portal/TCU/comunidades/regulacao/areas_atuacao/energia_eletrica/Publica%C3%A7%C3%B5es/Energia_Conta%20de%20consumo%20de%20combust%C3%ADveis_Vers%C3%A3o_02.pdf>. Acesso em: 08 jun. 2014.

TUMA, E. H. Technology transfer and economic development: lessons of history. **The Journal of Developing Areas**, [S.l.], v. 21, n. 4, p. 403-428, Jul. 1987. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/4191592>>. Acesso em: 30 jun. 2010.

UNITED NATIONS DEVELOPMENT PROGRAM (UNDP). United Nations Department of Economic and Social Affairs. World Energy Council. **World energy assessment: energy and the challenge of sustainability**. New York, 2000. Disponível em: <<http://www.GOLDEMBERG.org/content/dam/aplaws/publication/en/publications/environment-energy/www-ee-library/sustainable-energy/world-energy-assessment-energy-and-the-challenge-of-sustainability/World%20Energy%20Assessment-2000.pdf>>. Acesso em: 02 maio 2014.

UNITED NATIONS DEVELOPMENT PROGRAM (UNDP). UNITED NATIONS DEPARTMENT OF ECONOMIC AND SOCIAL AFFAIRS. WORLD ENERGY COUNCIL. **World energy assessment: energy and the challenge of sustainability**. overview: 2004 update. New York, 2004. Disponível em: <<http://www.undp.org/energy/weaover2004.htm>>. Acesso em: 30 jun. 2010.

UPPENBRINK, J. Arrhenius and global warming. **Science**. [S.l.], v. 272, p 1122, May 2, 1996. Disponível em: <<http://www.scienceonline.org/cgi/reprint/272/5265/1122.pdf>>. Acesso em: 19 set. 2010.

U.S. GOVERNMENT. **Interagency working group on social cost of carbon: technical support document: social cost of carbon for regulatory impact analysis under executive order 12866**. Washington, DC, 2010. Disponível em: <<http://www.whitehouse.gov/sites/default/files/omb/assets/inforeg/technical-update-social-cost-of-carbon-for-regulator-impact-analysis.pdf>>. Acesso em: 19 set. 2013.

_____. **Interagency working group on social cost of carbon: technical support document: technical update of the social cost of carbon for regulatory impact analysis: under executive order 12866**. Washington, DC, 2013. Disponível em: <<http://www.whitehouse.gov/sites/default/files/omb/assets/inforeg/technical-update-social-cost-of-carbon-for-regulator-impact-analysis.pdf>>. Acesso em: 19 set. 2013.

VILACA, C. S. M. A. **Latin American studies: an analysis of sustainability in business: focused on understanding sustainability indices in the Brazilian market** 2009. 179 p. Thesis (PhD) – Center for International Studies, Ohio University, Ohio, 2009. Disponível em: <https://etd.ohiolink.edu/!etd.send_file?accession=ohiou1236101931&disposition=attachment>. Acesso em: 08 jun. 2014.

VOGLER, J. The institutionalisation of trust in the international climate regime. **Energy Policy**, [S.l.], v. 38, p. 2681-2687, 2010. Disponível em: <linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421509003565>. Acesso em: 19 set. 2010.

VOIGT, S. et al. Energy intensity developments in 40 major economies: Structural change or technology improvement? **Energy Economics**, [S.l.], v. 41, p. 47-62, 2014. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988313002405>>. Acesso em: 15 jun. 2014.

VOLTI, R. A century of automobility. **Technology and Culture**, [S.l.], v. 37, n. 4, p. 663-685, Oct. 1996. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/3107094>>. Acesso em: 30 jun. 2010.

VRIES, L. J. The instability of competitive energy only electricity markets. In: RESEARCH SYMPOSIUM EUROPEAN ELECTRICITY MARKETS THE HAGUE, 2003, [S.l.]. **Proceedings...** [S.l.]: ENC, 2003. Disponível em: <http://www.ecn.nl/fileadmin/ecn/units/bs/Symp_Electricity-markets/b2_4-paper.pdf>. Acesso em: 22 abr. 2012.

WAL, S. Evolutionary change in automotive technology: long term developments, artefacts, producers and consumers. In: DIME CONFERENCE, 2007, Jena, Germany. **Proceedings...** Jena, Germany: Dime, 2007. Disponível em: <http://www.dime-eu.org/files/active/0/Jena-2007-10_vanderWal.pdf>. Acesso em: 31 jul. 2010.

WALL, A. J. **Fueling the Roman economy the use of fuel wood in Roman industry 200 BC - 400 AD**. 2009. Thesis (PhD) – Department of History Columbia College, Columbia University, Columbia, 2009. Disponível em: <<https://www.yumpu.com/en/document/view/12166166/here-alexandra-jardine-wall>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

WALRAS, L. **Compêndio dos elementos de economia política pura**. São Paulo: Abril Cultural, 1983.

WANG, G.; FANG, Q.; ZHANG, L.; CHEN, W.; CHEN, Z. AND HONG, H. Valuing the effects of hydropower development on watershed ecosystem services: Case studies in the Jiulong River Watershed, Fujian Province, China. **Estuarine, Coastal and Shelf Science** [S.l.], v.86, p. 363-368, 2010. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0272771409001401>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

WARREN, P. A review of demand-side management policy in the UK. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S.l.], v. 29, p. 941-951, 2014. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032113006680>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

WASIK, J. F. **The merchant of power**: Sam Insull, Thomas Edison, and the creation of the modern metropolis. New York: Palgrave Macmillan. 2006.

WATT, K. E. F. Evidence for the role of energy resources in producing long waves in the United States economy. **Ecological Economics**, [S.l.], v. 1, p. 181-195, 1989. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0921800989900049>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

WEIJERMARS, R. Value chain analysis of the natural gas industry: lessons from the US regulatory success and opportunities for Europe. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, [S.l.], v. 2, p. 86-104, 2010. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1875510010000284>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

WHITE JR., J. H. Steam in the streets: the grice and long dummy. **Technology and Culture**, [S.l.], v. 27, n. 1, p. 106-109, Jan. 1986. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/3104947>>. Acesso em: 30 jun. 2010.

WILLIAMS, M. Clearing the United States forests: pivotal years 1810-1860. **Journal of Historical Geography**, [S.l.], v. 8, n. 1, p. 12-28, 1982. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0305748882902420>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

WILLIAMSON, O. E. The theory of the firm as governance structure: from choice to contract. **The Journal of Economic Perspectives**, [S.l.], v. 16, n. 3, Summer 2002, p. 171-195. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/3216956>>. Acesso em: 03 jun. 2012.

WILSON, R. Architecture of power markets. **Econometrica**, [S.l.], v. 70, no. 4, p. 1299-1340, Jul. 2002. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/3082000>>. Acesso em: 17 fev. 2012.

WOODWELL, G. M. et al. **The carbon dioxide problem**: implications for policy in the management of energy and other resources: a report to the council on environmental quality. [S.l.]: Woods Hole Research Center, July 1979. Disponível em: <graphics8.nytimes.com/packages/pdf/science/woodwellreport.pdf>. Acesso em: 19 set. 2010.

WORLD BANK. **Development and the environment**. Washington, DC, 1992. Disponível em: <<http://wdronline.worldbank.org//worldbank/bookpdfdownload/35>>. Acesso em: 08 jun. 2014.

_____. **State and trends of the carbon market for 2010**. Washington, DC, May 2010. Disponível em: <http://siteresources.worldbank.org/INTCARBONFINANCE/Resources/State_and_Trends_of_the_Carbon_Market_2010_low_res.pdf>. Acesso em: 06 maio 2012.

_____. **State and trends of the carbon market for 2011**. Washington, DC, June 2011. Disponível em: <http://siteresources.worldbank.org/INTCARBONFINANCE/Resources/State_and_Trends_Updated_June_2011.pdf>. Acesso em: 06 maio 2012.

WORLD BANK. **Mapping Carbon Pricing Initiatives: Developments and Prospects 2013**. Carbon Finance at the World Bank, Washington DC, 2013. Disponível em: <http://www-wds.worldbank.org/external/default/WDSContentServer/WDSP/IB/2013/05/23/000350881_20130523172114/Rendered/PDF/779550WP0Mappi0til050290130morning0.pdf>. Acesso em: 09 mar. 2014.

WORLD ENERGY COUNCIL (WEC). **Energy efficiency policies around the world: review and evaluation: promoting the sustainable supply and use of energy for the greatest benefit of all**. Londres, 2008. Disponível em: <http://www.worldenergy.org/documents/energyefficiency_final_online.pdf>. Acesso em: 31 jul. 2010.

_____. **Survey of energy resources**. London, 2010. Disponível em: <http://www.worldenergy.org/documents/ser_2010_report_1.pdf>. Acesso em: 23 maio 2012.

_____. **World Energy Perspective Energy Efficiency Policies – What works and what does not**. Londres, 2013. Disponível em: <http://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2013/09/World_Energy_Perspective_Energy-Efficiency-Policies-2013_Full_Report.pdf>. Acesso em: 08 jun. 2014.

WORLD GAS CONFERENCE. **The history of gas**. [S.l.], 2006. Disponível em: <<http://www.gashistory.org/Files/gashistoryWGC06.pdf>>. Acesso em: 22 nov. 2008.

WORLD RESOURCE INSTITUTE. **World resource 1994-1995: people and environment**. Oxford: Oxford University Press, 1995.

WWF-BRASIL. **Além de grandes hidrelétricas: políticas para fontes renováveis de energia elétrica no Brasil: resumo para tomadores de decisão**. São Paulo, 2012. Disponível em: <http://d3nehc6yl9qzo4.cloudfront.net/downloads/alem_de_grandes_hidreletricas_sumario_para_tomadores_de_decisao.pdf>. Acesso em: 01 mai. 2013.

YANG, S. et al. Dynamic operation model of the battery swapping station for EV (electric vehicle) in electricity market. **Energy**, [S.l.], v. 65, n. 1, Feb. 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2013.11.010>>. Acesso em: 1 maio 2014.

YERGIN, D. **O petróleo**. São Paulo: Scritta, 1992.

YOUNG, C. E. F. et al. Metodologia de avaliação ex post dos impactos econômicos e socioambientais de empreendimentos hidrelétricos. In: CONGRESSO DE INOVAÇÃO TECNOLÓGICA EM ENERGIA ELÉTRICA, 6., 2011, Fortaleza, CE.

Anais... Fortaleza, CE: [s.n.], 2011. Disponível em:

<<http://clinicabelezadocorpo.com.br/wpcbem/wp-content/uploads/2011/11/536.pdf>>.

Acesso em: 01 maio 2013.

ZENG, M. et al. Historical review of demand side management in China:

Management content, operation mode, results assessment and relative incentives.

Renewable and Sustainable Energy Reviews, [S.l.], v. 25, p. 470-482, 2013.

Disponível em:

<<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032113003237>>. Acesso em:

08 jun. 2014.