



MODELAGEM INTEGRADA DA INTRODUÇÃO DE VEÍCULOS LEVES
CONECTÁVEIS À REDE ELÉTRICA NO SISTEMA ENERGÉTICO BRASILEIRO

Bruno Soares Moreira Cesar Borba

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Planejamento Energético.

Orientador(es): Roberto Schaeffer

Alexandre Salem Szklo

Rio de Janeiro

Março de 2012

MODELAGEM INTEGRADA DA INTRODUÇÃO DE VEÍCULOS LEVES
CONECTÁVEIS À REDE ELÉTRICA NO SISTEMA ENERGÉTICO BRASILEIRO

Bruno Soares Moreira Cesar Borba

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ
COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE)
DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR
EM CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Examinada por:

Prof. Roberto Schaeffer, Ph.D.

Prof. Alexandre Salem Szklo, D.Sc.

Prof. André Frossard Pereira de Lucena, D.Sc.

Prof. Silvio Carlos Anibal de Almeida, D.Sc.

Prof. Daniel Henrique Nogueira Dias, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

MARÇO DE 2012

Borba, Bruno Soares Moreira Cesar

Modelagem Integrada da Introdução de Veículos Leves Conectáveis à Rede Elétrica no Sistema Energético Brasileiro/ Bruno Soares Moreira Cesar Borba. - Rio de Janeiro: UFRJ/ COPPE, 2012.

XIII, 166 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Roberto Schaeffer

Alexandre Salem Szklo.

Tese (doutorado) - UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2012.

Referências Bibliográficas: p. 143-160.

1. Veículos Elétricos. 2. Sistema Energético. 3. Modelagem Integrada. I. Schaeffer, Roberto *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

À minha guerreira, amorosa,
batalhadora, dedicada, carinhosa, e,
acima de tudo, mãe.

AGRADECIMENTOS

À minha mãe, pelo eterno amor, incentivo, apoio financeiro, paciência, enfim, por tudo, para que este sonho se realizasse.

Ao meu irmão, Raphael, possivelmente meu maior exemplo de dedicação, que mesmo na correria dos estudos, sempre esteve do meu lado nessa longa jornada.

Ao meu tio Mario, minha referência de conhecimento e conduta. Obrigado pelo apoio incondicional e pelo carinho.

À minha princesa linda Mariana, que não para de crescer e de reclamar que eu não lhe dou a atenção devida. Obrigado pelo carinho e pelas conversas.

Ao meu primo-irmão, Gustavo, agradeço pela grande amizade, pelas conversas e pelo apoio no desenvolvimento deste e de diversos trabalhos.

Ao Lupi, Andréa e Camila pelo carinho, afeto e amizade que sempre foram fundamentais em todos os momentos da minha vida.

Aos meus orientadores Roberto e Alexandre pelas oportunidades, ensinamentos, incentivos e apoio ao longo desses anos.

Aos amigos do doutorado pela ajuda, conversas, e, acima de tudo, pelos momentos de descontração. Em especial, agradeço ao meu amigo Biriba, que participou comigo do curso do MESSAGE na Croácia e teve participação direto no desenvolvimento deste modelo de otimização.

À galera do polo: GB, América e East Bay pelas poucas vitórias e muitas risadas.

Agradeço também, aos meus amigos, em particular Dudu, Vinicius, Titi, Dedé, Daniel e Andrézinho por colocarem um pouco de diversão nesta árdua rotina do doutorado.

Por fim, agradeço ao CNPq pelo apoio financeiro para execução deste trabalho e pelo financiamento do estágio “sanduíche” que foi fundamental para o desenvolvimento desta tese.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc.).

MODELAGEM INTEGRADA DA INTRODUÇÃO DE VEÍCULOS LEVES
CONECTÁVEIS À REDE ELÉTRICA NO SISTEMA ENERGÉTICO BRASILEIRO

Bruno Soares Moreira Cesar Borba

Março / 2012

Orientadores: Roberto Schaeffer

Alexandre Salem Szklo

Programa: Planejamento Energético

Esta tese tem por objetivo central elaborar uma metodologia integrada de análise do impacto no sistema energético nacional da introdução de veículos elétricos e híbridos *plug-in* no setor de transporte privado de passageiros. Esta metodologia está dividida em duas etapas. A primeira etapa representa o desenvolvimento de um modelo de simulação para calcular a demanda energética do setor de transportes no Brasil, no longo prazo, considerando a entrada de veículos elétricos. A segunda etapa, que caracteriza o cerne desta tese, é o desenvolvimento de um modelo estruturado na plataforma de otimização conhecida como *Model for Energy Supply Systems And their General Environmental impact* – MESSAGE para a análise integrada do sistema energético brasileiro. Para apresentar a estrutura e as ferramentas desenvolvidas com a metodologia proposta são desenvolvidos dois estudos de casos aplicados ao Brasil da penetração das novas tecnologias consideradas no setor de transportes nacional para o horizonte 2010 – 2040. O primeiro estudo de caso representa a análise do uso combinado de veículos elétricos e fontes renováveis de energia, mais especificamente energia eólica, no nordeste do Brasil. O segundo caso abrange a análise do comportamento otimizado da oferta de energia elétrica no Brasil, no longo prazo, diante de diferentes taxas hipotéticas de penetração de veículos elétricos, para diferentes perfis de recarga dos veículos (recarga inteligente e recarga sem controle).

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.).

INTEGRATED MODELING OF THE INTRODUCTION OF LIGHT-DUTY
VEHICLES CONNECTABLE TO THE GRID ON THE BRAZILIAN ENERGY
SYSTEM

Bruno Soares Moreira Cesar Borba

March / 2012

Advisors: Roberto Schaeffer

Alexandre Salem Szklo

Department: Energy Planning

This thesis aims at developing an integrated methodology for analyzing the impact of introducing light-duty electric vehicles and plug-in hybrid electric vehicles in the Brazilian energy system. This methodology is divided into two steps. The first step is the development of a simulation model to estimate the long term energy demand in the transport sector in Brazil, considering the introduction of electric vehicles. The second step, which is the core of this thesis, is the elaboration of a model in the optimization platform known as Model for Energy Supply Systems and Their General Environmental Impact – MESSAGE, to perform an integrated analysis of the Brazilian energy system. As a way to illustrate the structure and tools developed within the proposed methodology, two case studies considering new transport technologies are applied to Brazil in the 2010-2040 horizon. The first case study analyzes the combined use of electric vehicles and renewable energy sources, specifically wind power, in northeastern Brazil. The second case investigates the optimal mix of electricity supply in Brazil, in the long term, for different hypothetical rates of electric vehicles penetration, and different recharging profiles for vehicles (smart and dumb recharging).

ÍNDICE

1 – INTRODUÇÃO.....	1
2 – VEÍCULOS ELÉTRICOS E HÍBRIDOS PLUG-IN.....	10
2.1 HISTÓRIA E PERSPECTIVAS	10
2.2 CARACTERÍSTICAS DOS VEÍCULOS	14
2.2.1 Veículos Híbridos Elétricos	14
2.2.1.1 <i>Arquitetura dos Veículos Híbridos</i>	16
2.2.2 Veículos Híbridos Elétricos <i>Plug-In</i>	20
2.2.2.1 <i>Gerenciamento de Energia dos PHEVs</i>	20
2.2.3 Veículos Elétricos a Bateria.....	23
2.3 RELAÇÃO POTÊNCIA / ENERGIA.....	24
2.4 DESEMPENHO ENERGÉTICO	26
2.5 CUSTOS ASSOCIADOS COM OS VEÍCULOS ELÉTRICOS E PHEVs	27
3 – INTERFACE SETOR DE TRANSPORTE – SETOR ELÉTRICO	31
3.1 BATERIAS	31
3.2 FORMAS DE RECARGA DOS VEÍCULOS.....	36
3.3 IMPACTO DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS NA REDE ELÉTRICA.....	40
3.4 VEÍCULOS ELÉTRICOS E FONTES VARIÁVEIS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	44
3.4.1 O caso do Sistema Eólico	45
3.5 EMISSÕES ASSOCIADAS	49
3.6 SISTEMA V2G	51
3.6.1 Limites de Interação entre Veículo e a Rede Elétrica	54
3.6.2 Barreiras para a Implementação do V2G	56
4 – ANÁLISE INTEGRADA DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS NO SISTEMA ENERGÉTICO.....	58
4.1 METODOLOGIA.....	59
4.2 MODELAGEM DA DEMANDA DO SETOR TRANSPORTES	61
4.3 MODELAGEM DA OFERTA DE ENERGIA	63
4.3.1 Conceito Geral do MESSAGE	63
4.3.2 Estrutura do MESSAGE	67

4.3.3 MESSAGE Brasil.....	70
4.3.3.1 Características Gerais do MESSAGE Brasil.....	72
4.3.3.2 Modificações Realizadas no MESSAGE	72
4.3.3.3 Intercâmbio de Energia	76
4.3.3.4 Formas de Energia	77
4.3.3.5 Tecnologias de Conversão.....	80
4.3.3.6 Cadeias Energéticas	82
4.4 OPÇÕES DE OTIMIZAÇÃO	91
4.5 PROPOSTAS DE APLICAÇÃO DA METODOLOGIA	91
5 – ESTUDOS DE CASO PARA O BRASIL	93
5.1 CARACTERÍSTICAS DO SETOR DE TRANSPORTES NACIONAL.....	93
5.2 CARACTERÍSTICAS DO SETOR DE GERAÇÃO ELÉTRICA NACIONAL.....	96
5.3 DADOS DE ENTRADA DO MODELO DE OTIMIZAÇÃO.....	101
5.3.1 Demanda de Energia	101
5.3.1.1 Segmento de Veículos Leves do Setor de Transportes.....	102
5.3.1.2 Demanda Agregada de Energia	105
5.3.2 Oferta de Energia	107
5.3.2.1 Cadeia dos Combustíveis Fósseis	107
5.3.2.2 Cadeia dos Biocombustíveis e Combustíveis Sintéticos	109
5.3.2.3 Cadeia de Geração de Eletricidade	111
5.4 ESTUDO DE CASO 1 – ENERGIA EÓLICA E VEÍCULO ELÉTRICO NO NORDESTE	119
5.4.1 Resultados do Modelo de Otimização	120
5.5 ESTUDO DE CASO 2 – PENETRAÇÃO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS	124
5.5.1 Resultados do Modelo de Simulação de Demanda do Setor Transportes	125
5.5.2 Resultados do Modelo de Otimização – Cenário Sem a Entrada dos Veículos Elétricos.....	128
5.5.3 Resultados do Modelo de Otimização – Cenários BEVs.....	130
5.5.4 Resultados do Modelo de Otimização – Cenários BEVs (Curva de Carga Elétrica Típica).135	
6 – CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS	139
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	143
ANEXO I: APRESENTAÇÃO DAS TELAS DE TRABALHO DO MESSAGE	161

LISTA DE FIGURA

Figura 1 – Pontos de Operação de um MCI no Ciclo Urbano Trabalhando em um Veículo Convencional e um Veículo Híbrido.....	15
Figura 2 – Pontos de operação de um MCI no ciclo rodoviário trabalhando em um veículo convencional e um veículo híbrido	16
Figura 3 – HEV Série	17
Figura 4 – HEV Paralelo	18
Figura 5 – HEV Paralelo Dividido.....	19
Figura 6 – Ciclo de um Veículo <i>Plug-In</i> Típico.....	22
Figura 7 – Operação Típica das baterias dos Veículos Híbridos, Elétricos e Plug-ins	25
Figura 8 – Custo da Bateria.....	28
Figura 9 – Energia Específica e Potência Específica dos Principais Tipos de Baterias	32
Figura 10 – Energia Específica de Veículos Esportivos a Bateria e a Gasolina	34
Figura 11 – Energia Específica Efetiva de Veículos a Bateria e a Gasolina.....	35
Figura 12 – Perfil de Utilização e Recarga dos Veículos Elétricos.....	42
Figura 13 – Fração dos Veículos Estacionados.....	43
Figura 14 – Emissão Associada aos BEVs e PHEVs.....	50
Figura 15 – Esquema Ilustrativo das Linhas de Energia e Conexões sem Fio entre Veículos e a Rede de Energia Elétrica.....	53
Figura 16 – Lógica de Interação da Metodologia Proposta.....	60
Figura 17 – Diagrama Geração Eólica	74
Figura 18 – Subsistemas e Intercâmbios no MESSAGE Brasil	77
Figura 19 – Fluxograma Simplificado das Cadeias Energéticas no MESSAGE Brasil.....	83
Figura 20 – Fluxograma da Geração de Eletricidade no MESSAGE Brasil.....	85
Figura 21 – Fluxograma dos Biocombustíveis e Combustíveis Sintéticos no MESSAGE Brasil	88
Figura 22 – Fluxograma dos Combustíveis Fósseis no MESSAGE Brasil.....	90
Figura 23 – Principais Modos Utilizados por Classe Socioeconômica	94

Figura 24 – Integração entre Subsistemas no SIN	98
Figura 25 – Curva de Sucateamento dos Automóveis Leves	102
Figura 26 – Projeção da Frota de Veículos Leves por Tipo de Combustível (Milhões de Veículos)	103
Figura 27 – Distância Média Percorrida Pelos Veículos.....	104
Figura 28 – Sazonalidade Horária Carga os Sistemas.....	106
Figura 29 – Sazonalidade Mensal Hidroeletricidade e Eólica nos Diferentes Sub-Sistemas....	118
Figura 30 – Sazonalidade Horária das Usinas Eólica nos Sistemas	119
Figura 31 – Cenários de Recarga dos BEVs	128
Figura 32 – Tela Principal de Abertura do MESSAGE	161
Figura 33 – Tela Geral do MESSAGE.....	162
Figura 34 – Tela Regiões de Carga do MESSAGE.....	163
Figura 35 – Tela Formas de Energia no MESSAGE.....	164
Figura 36 – Tela Demanda de Energia no MESSAGE	165

LISTA DE TABELA

Tabela 1 – Relação do Preço do Ford T com a Renda	11
Tabela 2 – Potência, Energia e Tensão Requeridas pelos Diferentes tipos de BEVs e PHEVs..	25
Tabela 3 – Custo Estimado de Combustível por Quilômetro para Veículos BEVs e Convencionais (MCI) no Rio de Janeiro – Março de 2012.....	29
Tabela 4 – Custo Estimado de Combustível por Quilômetro para Veículos PHEV no Rio de Janeiro – Março de 2012	30
Tabela 5 – Características dos Principais Tipos de Baterias	32
Tabela 6 – Formas de Recarga	38
Tabela 7 – Custo de Infra-Estrutura por Ponto de Recarga.....	39
Tabela 8 – Tempo de Recarga Considerando a Bateria Totalmente Descarregada.....	41
Tabela 9 – Simulação do Impacto Energético.....	43
Tabela 10 – Simulação do Impacto de Potência.....	44
Tabela 11 – Fator de Emissão Médio (tCO ₂ /MWh) do <i>Grid</i> Brasileiro.....	51
Tabela 12 – Formas de Energia no MESSAGE Brasil.....	78
Tabela 13 – Tecnologias de Conversão no MESSAGE Brasil.....	80
Tabela 14 – Matriz de Energia Elétrica no Brasil (2011).....	96
Tabela 15 – Potencial Eólico Estimado Para o Brasil e Regiões	99
Tabela 16 – Potenciais Eólicos Estaduais	99
Tabela 17 – Demanda de Combustíveis – Veículos Leves (Milhões de Litros)	105
Tabela 18 – Projeção do Consumo Energético	106
Tabela 19 – Recordes de Demanda Máxima Instantânea dos Sistema	107
Tabela 20 – Características das Atividades de Extração e Importação	108
Tabela 21 – Características das Atividades de Refino de Petróleo	108
Tabela 22 – Características das Atividades de Geração de Energia Elétrica	112
Tabela 23 – Fluxo Máximo de Intercâmbio entre os Subsistemas.....	117
Tabela 24 – Fator de Capacidade das Hidrelétricas	117
Tabela 25 – Projeção da Capacidade Instalada no Subsistema S2 (MW).....	121

Tabela 26 – Projeção do Excesso de Energia no Subsistema S2	122
Tabela 27 – Excedente Elétrico no Subsistema S2 e Frota Equivalente de Veículos Híbridos Conectáveis à Rede Elétrica.....	123
Tabela 28 – Consumo Anual de Eletricidade nos Sistemas S1 e S2 (TWh)	126
Tabela 29 – Redução do Consumo de Gasolina C e Álcool Etílico Hidratado com a Início da Venda de BEVs (Bilhões de litros)	126
Tabela 30 – Capacidade Instalada Projetada no Brasil (GW)	129
Tabela 31 – Produção de Energia Elétrica Projetada no Brasil (TWh).....	130
Tabela 32 – Variação da Potência Instalada dos Cenários Com BEVs (Em Relação ao Cenário Sem BEVs) (GW)	131
Tabela 33 – Variação de Geração de Energia Elétrica dos Cenários Com BEVs (Em Relação ao Cenário Sem BEVs) (TWh)	132
Tabela 34 – Variação de Geração de Energia Elétrica dos Cenários Com BEVs (Em Relação ao Cenário Sem BEVs) - Verão e Inverno (TWh).....	133
Tabela 35 – Variação da Potência Instalada dos Cenários Com BEVs (Em Relação ao Cenário Sem BEVs) (GW)	136
Tabela 36 – Variação de Geração de Energia Elétrica dos Cenários Com BEVs (Em Relação ao Cenário Sem BEVs) (TWh)	137

1 – INTRODUÇÃO

Um dos principais desafios que o setor de transportes enfrenta na atualidade está associado à sua dependência quase total de derivados de petróleo como fonte de energia. Mundialmente, cerca de 95% do consumo energético do setor de transportes se dá na forma de derivados de petróleo (IEA, 2011a), enquanto que, no Brasil, esta participação gira em torno de 82% (MME, 2011). A principal diferença da matriz energética do setor de transportes do Brasil em relação à matriz mundial é o elevado consumo de álcool etílico (anidro e hidratado) pelo setor.

De acordo com MME (2011), desde 1980, o setor de transportes é o segundo maior usuário de energia final no Brasil. Sua participação varia entre 25 e 30% do uso final de energia, sendo responsável pela demanda de 55% dos derivados de petróleo consumidos no país. Em 2010, o consumo final energético do setor de transportes no país foi de 69 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tEP), dos quais mais de 92% foram consumidos por veículos rodoviários (MME, 2011).

Uma das formas de reduzir a dependência do setor de transportes e as emissões de poluentes locais e globais é a partir do uso de novas tecnologias que permitirão a interação do setor de transportes com o sistema elétrico. Dentre as opções, merecem destaque os veículos puramente elétricos a bateria (*Battery Electric Vehicles* – BEV) e os veículos híbridos elétricos *plug-in* (*Plug-in Hybrid Electric Vehicles* – PHEVs). Os veículos puramente elétricos possuem como única fonte de energia a eletricidade proveniente da rede, armazenada eletroquimicamente, enquanto que os veículos híbridos *plug-in* são automóveis híbridos elétricos¹ (*Hybrid Electric Vehicles* – HEVs) que podem também extrair e armazenar energia, a partir de uma rede elétrica, para fornecer energia para a propulsão do veículo.

O maior precursor dos veículos híbridos é a Toyota, com a fabricação do Prius. Inicialmente, o Prius podia ser convertido de HEV para PHEV usando um kit e, atualmente, já está sendo fabricado tanto como veículo elétrico híbrido e PHEV (Green II *et al.*, 2011). Outros veículos

¹ Um veículo híbrido possui mais de um motor de propulsão. Os veículos híbridos elétricos são os automóveis, já produzidos mundialmente (em especial nos EUA e Europa), que combinam um motor de combustão interna e um motor elétrico.

que são veículos elétricos² (BEV ou PHEV) e estão atualmente disponíveis no mercado incluem o Chevy Volt, Nissan LEAF e o Tesla Roadster (Plugincars, 2012).

As desvantagens dos veículos elétricos estão associadas às deficiências do armazenamento eletroquímico de energia. Em relação aos combustíveis convencionais, a bateria dos BEVs possui baixa energia específica em termos de volume e massa, e baixa taxa de reabastecimento / recarga³ (Bradley e Frank, 2009). Neste sentido, os veículos *plug-in* utilizam tanto o armazenamento eletroquímico de energia quanto combustíveis convencionais para superar essas deficiências do veículo elétrico. Desta forma, os PHEVs são vistos como um dos meios mais promissores para melhorar a sustentabilidade de curto prazo do setor de transportes (Bradley e Frank, 2009), enquanto que os veículos elétricos possivelmente responderão por um novo quadro estrutural, de longo prazo, do setor de transportes (IEA, 2011b).

Outro aspecto negativo relevante associado ao uso de eletricidade pelo setor de transportes está relacionado ao aumento da demanda elétrica e a possível necessidade de aumento da capacidade de geração de energia elétrica. Mais do que isso, a penetração dos veículos elétricos no sistema elétrico pode ocasionar sobrecarga em transformadores e linhas de distribuição e, principalmente, dependendo do momento e forma da recarga, sobrepico no sistema elétrico (Kiviluoma e Meibom, 2011; Hadley e Tsvetkova, 2008; Green II *et al.*, 2011; Lin *et al.*, 2010).

Por outro lado, as vantagens dos BEVs e PHEVs em relação aos veículos convencionais incluem a não (ou baixa) produção direta de gases de exaustão, operação com pouco ruído e, frequentemente, possuem maior eficiência do tanque à roda (*tank to wheel*) devido à maior eficiência do motor elétrico (Campanari *et al.*, 2009). Mais do que isso, a existência de uma tomada para carregar tanto os veículos elétricos como os PHEVs abre um leque de opções para modificações no setor energético. Os possíveis benefícios mais amplos envolvidos com a utilização de eletricidade pelo sistema de transportes vão desde a redução do consumo

² Nesta tese é utilizada a expressão veículos elétricos para designar não apenas os veículos puramente elétricos a bateria (BEVs) como também os veículos híbridos *plug-in* (PHEVs).

³ Energia específica é a quantidade de energia que a bateria/combustível convencional pode armazenar por unidade de volume e massa para uma determinada condição de operação. Taxa de reabastecimento / recarga é o tempo necessário para reabastecimento/recarga completa do veículo.

consequente de dependência do petróleo pelo setor, incluindo redução das emissões de poluentes locais⁴ e dióxido de carbono, até possíveis melhorias na geração de energia elétrica.

De fato, uma visão otimista de longo prazo do uso da eletricidade pelo setor de transportes, aliado à constante necessidade de expansão do sistema elétrico para atendimento da demanda, pode indicar uma relação de interação entre os setores. Ou seja, pode originar um tipo de simbiose a partir de uma ligação bidirecional do fluxo de energia entre veículos e sistema elétrico. Este sistema, onde os veículos elétricos e híbridos *plug-in* têm a capacidade de, não apenas consumir, mas também de gerar energia para a rede elétrica, é conhecido como *vehicle-to-grid* (V2G)⁵. Entretanto, para a implementação do V2G, há a necessidade de modificações tecnológicas tanto na construção dos veículos como na estrutura de fornecimento de energia elétrica. A ideia, apesar de ainda incipiente, indica para a consolidação de um sistema elétrico inteligente, conhecido como *smart grid*.

A base da definição do *smart grid* é a infra-estrutura de medição avançada (*Advanced Metering Infrastructure* – AMI)⁶. Isto se refere a medidores ditos inteligentes e a uma rede de comunicações que permite uma comunicação bidirecional entre fornecedor de eletricidade e medidor. Neste formato, fornecedores têm acesso a informações em tempo real sobre o consumo de eletricidade de seus clientes (Hledik, 2009).

Além dos possíveis benefícios de longo prazo da eletrificação do setor de transportes, como a implementação do V2G, o uso de eletricidade a partir da rede elétrica pelos veículos pode estimular a produção de energia elétrica de fontes renováveis. De fato, os principais problemas das fontes renováveis, baseadas em fluxo e não em estoque de energia, residem na sua maior variabilidade no tempo, o que pode dificultar o atendimento da demanda de energia em todos os momentos, gerando instabilidade na rede na forma de oscilações de baixa frequência. A solução para os dois problemas é o armazenamento de energia, que é fundamental para a ampla implantação das energias renováveis (Hall, 2008).

⁴ Os principais poluentes locais gerados pelos veículos automotores, que afetam a saúde humana de diferentes formas (para maiores detalhes ver Loureiro (2005)), são o monóxido de carbono (CO), hidrocarbonetos (HC), óxidos de nitrogênio (NOx), óxidos de enxofre (SOx) e material particulado (MP).

⁵ Este conceito foi apresentado pela primeira vez por Kempton e Letendre (1997).

⁶ As principais tecnologias disponíveis para a construção do AMI são a precificação dinâmica, tecnologias automatizadas (que permitem ligar e desligar aparelhos de acordo com a precificação dinâmica e a necessidade do usuário) e mostradores do consumo do usuário em tempo real (Hledik, 2009).

O armazenamento de energia pode trazer benefícios adicionais para o sistema energético, uma vez que linhas de transmissão que transportam energia de fontes energéticas com baixo fator de capacidade (como por exemplo, algumas fontes renováveis) são subutilizadas. Alternativamente, pode-se utilizar o armazenamento de energia próximo à geração de fontes renováveis de forma que o excesso de energia gerado seja armazenado e entregue à rede em momentos de menor produção⁷. Desta forma, o fator de capacidade da linha de transmissão pode ser maior e menos linhas de transmissão serão necessárias para entregar a energia para o mercado (Denholm e Sioshansi, 2009).

Atualmente há uma grande variedade de tecnologias de armazenamento de energia elétrica apropriadas para diferentes situações. As principais formas de armazenamento são divididas em química (química do combustível e eletroquímica), elétrica (eletrostática e magnética), mecânica (cinética e potencial) e térmica (em baixa temperatura e em alta temperatura) (Chen *et al.*, 2009), com destaque para o armazenamento químico, que pode ser feito pelos veículos a baterias ou pilhas combustível.

Alguns estudos indicam que a bateria de íon de lítio deverá ocupar um lugar de destaque nos veículos elétricos e híbridos devido à sua maior energia específica, em termos de volume e massa, elevado rendimento energético (perto de 100%), longo ciclo de vida (aproximadamente 3.000 ciclos com uma profundidade de descarga de 80%), baixa taxa de auto-descarga e ausência de efeito de memória, no qual a bateria perde capacidade ao ser recarregada⁸. A produção em massa e o desenvolvimento de materiais nano-estruturados oferecem uma margem considerável para a redução de custos (Hall, 2008; Reis, 2008; Junior, 2002).

O principal concorrente para o armazenamento eletroquímico é a utilização do hidrogênio como vetor energético. O hidrogênio pode ser gerado a partir da eletrólise, armazenado sob pressão e convertido de volta em eletricidade através de pilha combustível. Embora tecnicamente viável, todo o processo é bem menos eficiente do que a rota de bateria de íon de lítio, mais caro, e com questões de segurança de manipulação de um gás inodoro e altamente

⁷ É importante enfatizar que as fontes renováveis de energia nem sempre estão localizadas próximas dos centros consumidores, e, nesta situação, o uso de veículos elétricos como forma de armazenamento, como será discutido ao longo desta tese, pode se tornar inviável.

⁸ A taxa de auto-descarga é a quantidade de carga perdida pela bateria quando esta não se encontra em funcionamento. O efeito memória (também conhecido como *vício* da bateria) representa a redução da capacidade de armazenamento da bateria quando esta não é descarregada por completo antes de uma recarga.

explosivo (Hall, 2008). Outro aspecto negativo do hidrogênio é a falta de infra-estrutura para seu transporte e armazenamento, enquanto que a eletricidade se beneficia de uma infra-estrutura consolidada em grandes centros urbanos.

Desta forma, no longo prazo, o papel dos BEVs e PHEVs, que fazem uso da infra-estrutura consolidada tanto dos combustíveis líquidos como do sistema elétrico, pode ser importante diante de uma possível reestruturação do setor. Assim, o entendimento e a compreensão do impacto dos veículos movidos a eletricidade são cruciais, antes da formulação de políticas públicas de incentivo a este tipo de tecnologia no país. Contudo, quantificar as alterações no sistema energético com a eletrificação do setor de transportes não é trivial, uma vez que este resultado irá afetar tanto o *mix* de geração elétrica, como também a produção de combustíveis líquidos.

Atualmente existem disponíveis diversos estudos que analisam o impacto do uso de veículos elétricos e híbridos *plug-in* em sistemas elétricos, como, por exemplo, Hadley (2006), Kintner-Meyer *et al.* (2007), EPRI (2007) e Mullan *et al.* (2011), ou que analisam os impactos da entrada desses veículos nas emissões de gases de efeito estufa, considerando toda a cadeia de produção do combustível para diferentes combinações de alternativas de geração elétrica, como, por exemplo, Doucette e McCulloch (2011a) e Doucette e McCulloch (2011b). Outro tema bastante estudado está relacionado à integração de fontes variáveis, em especial sistemas eólicos, com veículos elétricos em sistemas elétricos. Goransson *et al.* (2010), por exemplo, utilizaram um modelo de despacho linear para analisar a integração de PHEVs em um sistema elétrico na presença de usinas eólicas e termelétricas. Wang *et al.* (2011) simularam a interação entre PHEVs, energia eólica e resposta à demanda (*demand response*) com um modelo de *unit commitment*⁹. Lund e Kempton (2008) avaliaram os efeitos do aumento do uso de veículos elétricos em sistemas elétricos com geração eólica em larga escala. Ekman (2011) verificou os efeitos de diferentes estratégias de recarga de veículos elétricos no balanço entre geração eólica e consumo no sistema elétrico dinamarquês. Um importante resultado desses estudos é a importância de se ajustar e controlar a recarga de veículos elétricos, direcionando os sistemas elétricos para o *smart grid*.

⁹ O *unit commitment* (ou escalonamento) tem por objetivo determinar qual a melhor combinação de geradores em cada intervalo de tempo, dado todo o conjunto de geradores disponíveis, que irá satisfazer a demanda prevista e o objetivo de proporcionar o menor custo de operação.

Entretanto, poucos estudos realizam uma análise integrada, de todo o sistema energético, com o início da venda de veículos elétricos e PHEVs. Ou seja, em geral, o foco dos estudos está na análise do setor elétrico, e não do sistema energético como um todo. Um dos motivos da não existência de estudos nessa linha se deve à dificuldade metodológica envolvida: diferentes setores e cadeias energéticas precisam ser analisados, o que aumenta a complexidade do modelo desenvolvido, o esforço computacional e a dificuldade de obtenção de dados.

Especificamente para o Brasil, o impacto do uso de eletricidade por veículos é de significativa relevância, pois o país possui uma matriz de energia elétrica com grande participação de fontes renováveis, o que contribui para que as emissões de gases de efeito estufa (GEE) oriundas do setor de geração de eletricidade sejam relativamente baixas quando comparadas às de países desenvolvidos. De acordo com MME (2011), a participação de fontes renováveis na oferta interna de energia elétrica do Brasil foi de 86% em 2010¹⁰, com destaque para a hidroeletricidade que, naquele ano, perfaz 74% do total da geração do país. Mais do que isso, a matriz do setor de transportes nacional, em especial o segmento de veículos leves, utiliza o álcool etílico (anidro e hidratado) em larga escala: desde 2008, o consumo de álcool etílico, em volume, no setor de transportes foi superior ao da gasolina¹¹ (MME, 2011). Este quadro mostra a importância da análise integrada da penetração dos veículos elétricos no Brasil, uma vez que irá impactar não somente o setor elétrico, como também a produção de combustíveis líquidos, e, conseqüentemente, o parque de refino de petróleo e o setor sucroalcooleiro. Trata-se de um efeito ainda mais complexo na medida em que impactos sobre o setor sucroalcooleiro, expressos na demanda por álcool etílico, afetam a produção de eletricidade a partir do bagaço da cana de açúcar.

Outro aspecto a ser considerado é que países em desenvolvimento, como o Brasil, não possuem sistemas de transportes maduros e devem experimentar um crescimento relevante nos próximos anos. Esse fato confere a estes países, por um lado, o risco de tornar a movimentação de passageiros ainda mais intensiva em energia e poluidora e, por outro, a oportunidade de realizar uma expansão com qualidade e eficiência. Torna-se relevante, então, conhecer as características e peculiaridades do sistema de transportes brasileiro e planejar seu desenvolvimento, a fim de que seja identificada a melhor alternativa para a evolução do setor.

¹⁰ Na média mundial as fontes renováveis correspondem a apenas 20% da geração de eletricidade (IEA, 2011a)

¹¹ Todavia, devidos a problemas de quebra de safra da cana de açúcar e valorização do açúcar no mercado internacional, isso deixou de ocorrer em 2011 (ANP, 2012b), e, possivelmente, até no começo de 2012 este quadro se mantenha alterado.

Neste sentido, este trabalho tem por objetivo central elaborar uma metodologia para a análise otimizada do sistema energético nacional integrado com a introdução de veículos elétricos e híbridos *plug-in* no setor de transporte particular de passageiros. Esta modelagem fornece os mecanismos necessários para a melhor compreensão dos possíveis resultados decorrentes da construção de políticas públicas e incentivos ao uso de eletricidade pelo setor de transportes no Brasil. De posse desta ferramenta, será possível melhor compreender de que forma estas novas tecnologias poderão afetar a oferta de energia elétrica, a demanda por combustíveis líquidos, como gasolina e álcool, e os consequentes impactos sobre o parque de refino de petróleo e o setor sucroalcooleiro no Brasil. Conforme discutido, esta modelagem, *per se*, representa um importante desafio, tendo em vista que a bibliografia atual disponível carece de análises energéticas integradas sobre o assunto. Deve-se ter em mente, contudo, que não há modelagem energética perfeita capaz de abordar com precisão todas as questões relacionadas com a penetração dos veículos elétricos. A ferramenta ideal de modelagem energética é altamente dependente dos objetivos específicos traçados (Connolly *et al.*, 2010).

Inicialmente, este tese desenvolve um modelo de simulação para calcular a demanda energética do setor de transportes no Brasil, no longo prazo, considerando a entrada de veículos elétricos. Após, este trabalho propõe a elaboração de um modelo integrado de otimização de cadeias energéticas para o sistema energético brasileiro, a partir da plataforma de otimização desenvolvida pela *International Institute for Applied Systems Analysis – IIASA*, conhecida como *Model for Energy Supply Systems And their General Environmental impact – MESSAGE*. A escolha desta plataforma se baseia na possibilidade de identificar a interação entre o setor de transportes e o setor elétrico, a partir de uma análise do sistema energético como um todo, ou seja, a partir de uma modelagem integrada do comportamento do sistema energético nacional, identificando as possíveis alterações ao longo das cadeias de produção de cada combustível.

No intuito de apresentar e testar a estrutura e as ferramentas desenvolvidas nessa tese, este trabalho apresenta dois estudos de casos aplicados ao Brasil, da penetração de novas tecnologias consideradas no setor de transportes nacional, para o horizonte 2010 – 2040. O objetivo é exemplificar alguns estudos que podem ser realizados com a modelagem desenvolvida. Nesse sentido, ainda que ao longo deste estudo sejam identificados e propostos possíveis aplicações do modelo elaborado, não será possível apresentar todos os resultados viáveis de se extrair do modelo diante do grande número de setores e cadeias energéticas

envolvidas. Cabe ainda frisar que este trabalho não tem como foco o levantamento dos principais parâmetros de simulação do modelo de otimização, tais como custo de investimento das fontes de energia, custo de combustível, etc¹². Assim, o cerne deste trabalho é a estrutura desenvolvida dentro da plataforma de otimização do MESSAGE, e não os resultados ou os parâmetros para calibrar o MESSAGE.

O primeiro estudo de caso representa a análise do uso combinado de veículos elétricos e fontes renováveis de energia, no caso específico de energia eólica, no nordeste do Brasil. Este estudo tem por objetivo identificar possíveis desequilíbrios entre geração e carga no sistema elétrico do nordeste brasileiro, diante de um cenário de maior penetração de energia eólica e a utilização dos possíveis excedentes energéticos para o abastecimento de veículos elétricos. Ou seja, este estudo tem como foco analisar a implementação de uma frota de veículos híbridos conectáveis à rede elétrica, que se comportariam como uma carga inteligente, sendo capazes de absorver excessos de energia elétrica a partir de usinas eólicas, que não seriam despachadas no sistema nacional por questões operacionais. Este estudo de caso mostra a importância do modelo desenvolvido para a análise de situação de entrada de fontes intermitentes em sistemas energéticos mais inflexíveis, onde o armazenamento de energia torna-se importante¹³.

O segundo caso abrange a análise do comportamento otimizado da oferta de energia elétrica no Brasil, no longo prazo, diante de diferentes taxas hipotéticas de penetração de veículos elétricos e PHEVs, para diferentes perfis de recarga dos veículos (recarga inteligente e recarga sem controle). Como o perfil da curva de carga elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) tem se alterado nos últimos anos (Poodle, 2011), este estudo de caso busca avaliar se a recarga entre 18h e 22h é de fato problemática para o sistema elétrico brasileiro e se uma recarga mais inteligente, direcionando o sistema elétrico para o *smart grid*, é mais vantajosa para o país. Cabe ressaltar que o objetivo deste estudo de caso não é criar cenários necessariamente plausíveis ou prováveis, mas, de maneira semelhante a outros estudos (por exemplo, De Jonghe *et al.*, 2011; Denholm e Hand, 2011), avaliar como o sistema de energia iria se comportar em situações extremas de penetração de uma tecnologia alternativa, como os

¹² Não obstante, os estudos de casos são rodados com parâmetros obtidos junto à literatura técnica-científica recente, de forma a conferir a possibilitar a melhor avaliação possível da metodologia proposta.

¹³ Uma síntese deste resultado da tese se encontra em Borba *et al.* (2012), que modelaram a possibilidade de usar uma frota de veículos leves oficiais *plug-in* no Nordeste para regularizar possíveis desbalanços energéticos na região diante da possível expansão combinada de geração eólica com usinas convencionais inflexíveis, como termoeletricas e hidrelétricas a fio d'água.

veículos elétricos. Esta simulação visa auxiliar na elaboração de diferentes estratégias de uso e recarga dos BEVs e PHEVs no Brasil.

Por fim, cabe notar que diversas outras análises poderiam ser empregadas com a metodologia desenvolvida, como, por exemplo, a otimização do refino brasileiro com a alteração da demanda por gasolina automotiva, ou, ainda, o aprofundamento da análise do setor sucroalcooleiro, com a redução da demanda por álcool etílico (possíveis cenários de otimização do bagaço de cana-de-açúcar e/ou otimização da produção de etanol e açúcar, diante de cenários internacionais de demanda dos produtos)¹⁴.

Este trabalho está estruturado da seguinte forma: os capítulos 2 e 3 apresentam o estado da arte relacionado aos aspectos técnicos e econômicos da integração dos veículos elétricos com o sistema energético. Especificamente no capítulo 2, são apresentadas as características dos veículos elétricos e híbridos *plug-ins*, discutindo vantagens, custos e formas de gerenciamento de energia, enquanto que no capítulo 3 são discutidas as diferentes interfaces do veículo elétrico com a rede elétrica, os possíveis impactos no sistema, os benefícios da interação com fontes intermitentes e as características do sistema V2G. O capítulo 4 apresenta a metodologia para a análise integrada da penetração de veículos elétricos no sistema energético. O capítulo 5 exhibe os dois estudos de caso propostos para exemplificar a utilidade e aplicação da metodologia desenvolvida. Por fim, o capítulo 6 apresenta as conclusões e propostas para estudos futuros.

¹⁴ Nos cenários desenvolvidos, o comportamento do uso de bagaço de cana de açúcar para geração de energia elétrica é verificado, diante da possível redução do uso de álcool etílico com o uso de BEVs e PHEVs no Brasil.

2 – VEÍCULOS ELÉTRICOS E HÍBRIDOS PLUG-IN

Este capítulo apresenta características relacionadas aos veículos híbridos, elétricos e *plug-ins*, como arquitetura, desempenho e custos, que servirão de base para o entendimento da relação desses veículos com a rede elétrica, que será vista no capítulo 3, e as premissas consideradas para os estudos de caso propostos no capítulo 5. Inicialmente, é feita uma breve contextualização da história dos veículos elétricos no mundo e, em seguida, são apresentadas as principais características técnico-econômicas desses veículos.

2.1 História e Perspectivas

Apesar da discussão recente em torno de seus benefícios e avanços tecnológicos, automóveis híbridos e elétricos não são novidade no mercado. Os primeiros veículos elétricos surgiram ainda no século XIX e estão intimamente relacionados à própria história da bateria elétrica. Os primeiros veículos elétricos experimentais apareceram nos EUA, Reino Unido e Holanda em meados da década de 1830 (Hoyer, 2008). Durante este período, diversos avanços foram feitos na área de eletroquímica. Em 1859, o belga Gaston Planté realizou a demonstração da primeira bateria de chumbo-ácida, usada nos dias atuais em veículos com Motores de Combustão Interna (MCI), veículos híbridos e veículos elétricos (Hoyer, 2008). Outras baterias foram desenvolvidas naquele período como, por exemplo, a bateria de ferro-zinco. Em 1901, Thomas Edison, interessado no potencial dos veículos elétricos, desenvolveu a bateria níquel-ferro, com capacidade de armazenamento 40% maior que a da bateria de chumbo, só que com custo de produção muito mais elevado. As baterias níquel-zinco e zinco-ar foram também criadas no final do século XIX (Baran e Legey, 2011).

O primeiro veículo elétrico (um triciclo) a utilizar a bateria de chumbo-ácida, desenvolvida por Planté, como fonte de energia foi demonstrado na França por Mr. Trouvé, em 1881. Neste período, outros triciclos elétricos com baterias de chumbo também foram apresentados nos EUA e Reino Unido. Neste contexto, vale lembrar que apenas em 1885 o alemão Benz demonstrou o primeiro MCI (Hoyer, 2008).

De fato, os carros elétricos já foram fortes concorrentes dos veículos de combustão interna. Em 1900, três tecnologias de propulsão concorriam no mercado de automóveis: o carro elétrico, a vapor e o MCI a gasolina. O mercado era dividido sem indicação clara de que tipo

de tecnologia iria dominar. Os veículos movidos a vapor tinham velocidade e eram menos caros, mas era necessário um longo tempo para aquecer a água e eram necessárias paradas frequentes para repor a água. O MCI era mais sujo, mais difícil de partir e moderadamente mais caro, mas era possível viajar longas distâncias a uma velocidade razoável sem parar. Os BEVs não poluíam e eram silenciosos, mas eram lentos e caros. Cada tecnologia lutou para ser competitiva no mercado aberto em desempenho e preço (Anderson e Anderson, 2010).

Em 1903, havia cerca de quatro mil automóveis registrados na cidade de Nova Iorque, sendo 53% a vapor, 27% a gasolina e 20% elétricos. Em 1912, o pico de veículos elétricos foi atingido nos EUA, com cerca de 30 mil veículos no total (Hoyer, 2008). Naquele período, há também registro de veículos híbridos elétricos na tentativa de compensar a baixa eficiência das baterias utilizadas nos veículos puramente elétricos e a falta de estrutura de distribuição de energia elétrica do início do século XX. A partir de então, a trajetória dos veículos elétricos seguiu em forte queda, tornando-se populares por breves períodos, como durante crises de combustíveis e/ou diante de discussões ambientais. Entre os principais fatores apontados para o declínio dos carros elétricos naquela época podem-se citar:

- O desenvolvimento do sistema de produção em série, por Henry Ford, que permitiu que o preço final do veículo a gasolina (Ford T) caísse significativamente, como apresentado na Tabela 1.

Tabela 1 – Relação do Preço do Ford T com a Renda

Ano	PIB real per Capita (2000 US\$)	Preço real Ford T (2000 US\$)	Preço Modelo T vs PIB per Capita	Veículos por 1000 habitantes
1908	4.917	12.293	2,5	2,2
1913	5.462	7.454	1,4	12,9
1915	5.011	5.727	1,1	24,8
1920	6.475	3.004	0,5	173,3

Fonte: Wang *et al.* (2011)

- A invenção da partida elétrica, em 1912, que eliminou a necessidade da manivela para acionar os veículos com MCI (Anderson e Anderson, 2010);
- Nos anos 1920, as rodovias dos EUA já interligavam diversas cidades, o que demandava veículos capazes de percorrer longas distâncias (DOE, 2012b);
- As descobertas de petróleo no Texas que reduziram o preço da gasolina, tornando-a um combustível atrativo para o setor de transportes (Yergin, 1991).

Os anos entre 1920 e 1970 foram uma época de ocaso dos automóveis elétricos. A depressão da década de 1930, seguida pela Segunda Guerra Mundial, prejudicou um possível ressurgimento dos veículos elétricos e novos experimentos com veículos movidos a combustíveis alternativos. Naquele período, poucos trabalhos e pesquisas científicas foram elaborados para veículos elétricos. Mesmo no período de prosperidade econômica do pós-guerra, os projetos de veículos elétricos permaneceram guardados diante da pouca preocupação com segurança energética da época, devido à existência de combustível abundante e barato e veículos com MCI maiores e mais rápidos (Anderson e Anderson, 2010).

A partir da década de 1970, com as crises do petróleo e as discussões em torno de problemas ambientais, os automóveis elétricos voltaram a atrair a atenção de grandes montadoras. Houve diversas iniciativas de trazê-los de volta ao mercado no período, mas nem os automóveis elétricos puros, nem os híbridos, estavam aptos a competir no mercado com os automóveis convencionais (Baran e Legey, 2011).

A história moderna dos veículos elétricos teve início somente no final dos anos 1980, quando o problema de poluição do ar das grandes cidades passou a ser debatido com mais frequência. Algumas políticas de governo foram introduzidas mundialmente para reduzir emissões veiculares urbanas. O principal exemplo foi o *California Air Resources Board's* (CARB) que, em 1990, implementava as primeiras normas regulatórias de emissão zero veicular¹⁵ na Califórnia. Uma série de veículos modernos foi introduzida pelas montadoras entre as décadas de 1980 e 1990. Junto com o início da venda de veículos, tais como o General Motors EV-1, o Toyota RAV4-EV, e o Ford Ranger EV, diversos estudos de custos de baterias foram desenvolvidos para avaliar as perspectivas comerciais destes veículos (Delucchi e Lipman, 2010). Embora fossem mais eficientes do que os carros convencionais, essa vantagem tinha pouco valor na época quando o preço do petróleo era dos mais baixos da história (Yergin, 1991).

Entretanto, eram muitas as forças contrárias à iniciativa da CARB. Outras montadoras e a *American Automobile Manufacturers Association* (AAMA) alegavam que o veículo elétrico sairia caro demais para os consumidores e que o chumbo, presente nas baterias, não traria benefícios ambientais à substituição da gasolina. Por sua vez, as grandes companhias de

¹⁵ O termo emissão zero veicular indica os veículos que não emitem poluentes em seu uso final, desconsiderando as possíveis emissões da geração de energia para abastecer o veículo.

petróleo, como Exxon, Shell e Texaco, contribuía financeiramente para campanhas de políticos contrários aos veículos elétricos e financiavam propagandas contrárias a esse tipo de veículo. Como resultado, em 1996 a CARB capitulou e postergou seu cronograma (Baran e Legey, 2011).

No Brasil, este movimento em favor do carro elétrico surgiu no final da década de 70 e início da década de 80, com a parceria da Gurgel S.A. e Furnas Centrais Elétricas S.A. que desenvolveram dois modelos de veículos elétricos, chamados Itaipu Elétrico e Itaipu 400, como alusão à usina hidrelétrica. Todavia, medidas de racionalização e substituição do petróleo no mesmo período, como Programa Nacional do Álcool (Pró-Álcool), e os problemas de elevado custo dos veículos elétricos, somados com a baixa autonomia dos veículos, fizeram com que estes carros não ganhassem espaço no mercado.

Atualmente, os veículos híbridos, elétricos e *plug-ins* estão ressurgindo como solução para diferentes problemas, como segurança energética e impacto climático. A maioria das empresas automobilísticas está realizando pesquisas e desenvolvendo modelos de carros híbridos e elétricos. O primeiro grande passo desse recente movimento surgiu, em 1997, quando a Toyota, fabricante japonesa de automóveis, lançou o Prius no Japão, um sedã híbrido de quatro portas, seguindo pela Honda, primeira empresa a lançar um híbrido no mercado americano, o Insight, em 1998 (Dijk e Yarime, 2010).

Desde o lançamento do Toyota Prius, em 1997, foram vendidos 1,9 milhão de veículos HEVs e 60,0 mil veículos PHEVs e BEVs no mercado norte-americano (DOE, 2012a). Esse fato pode ser atribuído, em grande parte, ao incentivo do governo americano aos fabricantes e consumidores de veículos híbridos e elétricos. Mundialmente, durante a última década foram vendidos diversos modelos de HEVs, PHEVs e BEVs totalizando mais de 2,5 milhões de veículos e, no início de 2011, a penetração destas tecnologias no mercado está se aproximando de 2% nos Estados Unidos e 9% no Japão (IEA, 2011b).

Diferentes países, em especial EUA, Japão e alguns países da Europa, possuem metas de penetração de veículos elétricos. Nos EUA, por exemplo, há a meta de 1 milhão de veículos elétricos em circulação em 2015 (IEA, 2011b). IEA (2011c) estima, em seus diferentes cenários de longo prazo, uma frota mundial de veículos elétricos de 13 milhões de veículos, em 2035, em seu cenário mais conservador, podendo chegar a mais de 170 milhões de veículos, em 2035, em seu cenário alternativo. Nestes cenários, a estimativa da frota de

PHEVs, em 2035, oscila entre 18 e 285 milhões de veículos. Este quadro evidencia a importância do tema e a possível mudança da estrutura do setor de transportes, com a provável integração com o setor elétrico.

2.2 Características dos Veículos

2.2.1 Veículos Híbridos Elétricos

Um veículo híbrido, por definição, é um automóvel que possui mais de um motor de propulsão. A forma mais empregada e estudada de veículos híbridos, e que será utilizada neste trabalho, é a que combina motor de combustão interna e motor elétrico. As exigências dos veículos elétricos híbridos com relação às baterias são menores do que no caso dos veículos elétricos puros, onde elevada energia específica é necessária. Para os veículos elétricos híbridos a maior exigência é quanto a capacidade de potência.

A parte elétrica do veículo pode funcionar como motor ou gerador. No caso do funcionamento como motor, tenta-se trabalhar, sobretudo, nas baixas rotações, zona de funcionamento em que o motor de combustão interna com ciclo Otto tem baixo desempenho energético. No funcionamento como gerador, tenta-se aproveitar a energia cinética que o carro possui e seria desperdiçada em frenagens. Este processo de recuperação de energia é conhecido como frenagem regenerativa (*regenerative braking*).

Desta forma, a principal vantagem dos veículos híbridos está relacionada com o fato de permitir que o MCI opere na região ótima do motor, reduzindo o consumo energético do mesmo. Mais do que isso, os avanços da eletro-eletrônica e áreas afins têm possibilitado o desenvolvimento de motores elétricos e sistemas de acionamento de alta eficiência, o que, aliado à capacidade de regeneração de potência durante frenagens ou em descidas, tornam os veículos elétricos híbridos mais eficientes do que os veículos convencionais (Junior, 2002).

Uma forma de comparar a eficiência de veículos híbridos com os veículos convencionais é a partir do mapa de consumo específico de combustível (g/kWh) do MCI a gasolina mapeado em um plano de velocidade (rpm) e torque (Nm). Os MCI têm regiões de eficiência delimitadas por fronteiras isoconsumo. Cada região tem um contorno de consumo específico de combustível. Na Figura 1 são apresentados os principais pontos de operação de um MCI

em um ciclo urbano de um veículo híbrido completo¹⁶ e de um veículo convencional a gasolina, dentro de um mapa de consumo específico.

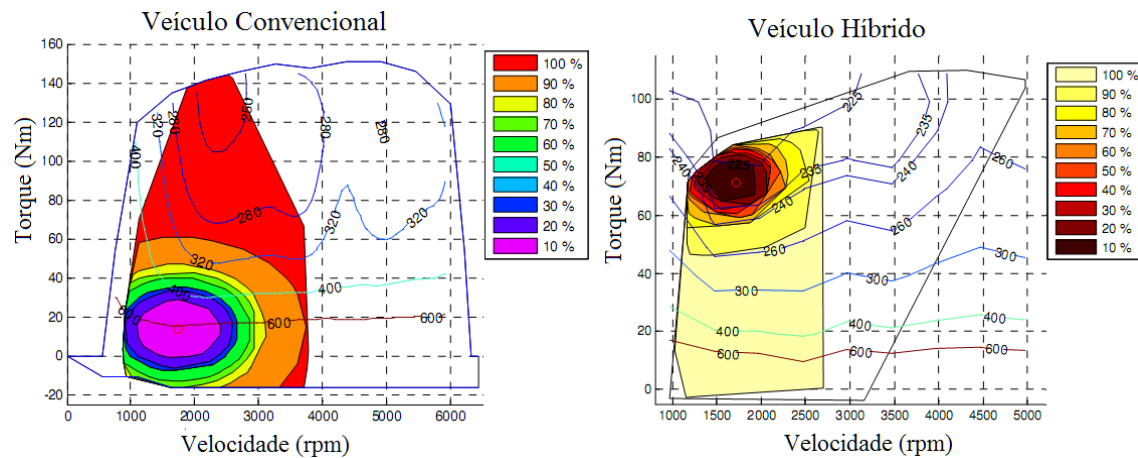


Figura 1 – Pontos de Operação de um MCI no Ciclo Urbano Trabalhando em um Veículo Convencional e um Veículo Híbrido

Fonte: IEA (2007)

Verifica-se que o MCI do veículo convencional trabalha 50% do tempo na faixa entre 1.000 e 2.500 rpm e com torque entre -15 a 40 Nm. Em termos de eficiência, isso significa que o MCI operava em regiões de consumo específico (g/kWh) maior. No veículo híbrido completo, o sistema de gerenciamento de energia do veículo permite melhor o funcionamento do MCI fazendo-o trabalhar em regiões mais eficientes (torque mais elevado e velocidade variando entre 1.500 e 2.000 rpm) (Schmitt, 2010).

Na Figura 2 são apresentados os principais pontos de operação de um MCI em um ciclo rodoviário de um veículo híbrido completo e de um veículo convencional dentro de um mapa de consumo específico.

¹⁶ Esta definição será apresentada no item 2.2.1.1.

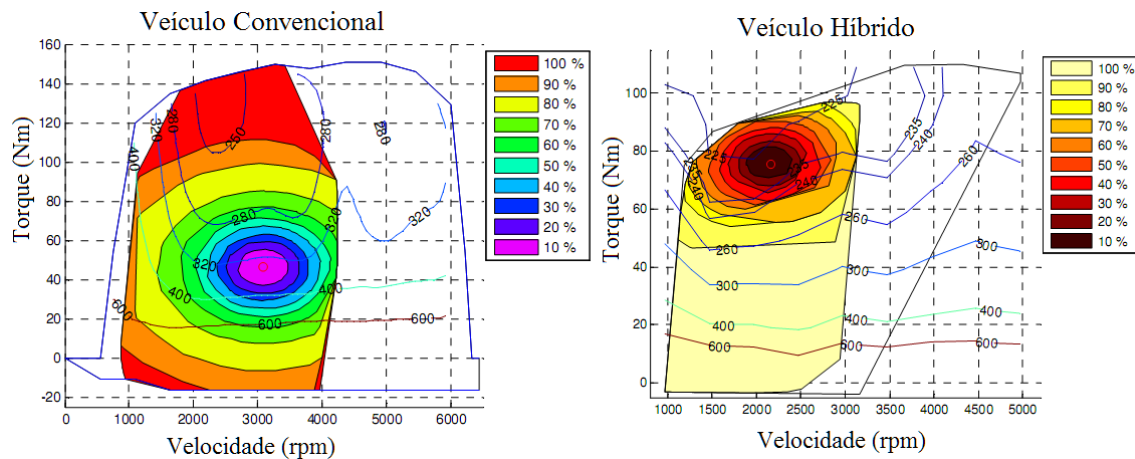


Figura 2 – Pontos de operação de um MCI no ciclo rodoviário trabalhando em um veículo convencional e um veículo híbrido

Fonte: IEA (2007)

Nota-se que os benefícios dos veículos híbridos são menores nesta situação. No ciclo rodoviário, o veículo convencional permanece 50% do tempo na faixa de 2.000 a 4.000 rpm e torque de 20 a 60 Nm, enquanto que o veículo híbrido permanece trabalhando na mesma região que no ciclo urbano.

De acordo com IEA (2007) a redução do consumo de combustível de um automóvel híbrido completo em relação a um veículo convencional pode ser de até 40% em condições urbanas, 15 a 20% em estrada e próximo a zero em condições de auto-estrada.

2.2.1.1 Arquitetura dos Veículos Híbridos

As três configurações básicas de um automóvel híbrido são híbrido-série, híbrido-paralelo e híbrido-misto (Gao e Ehsani, 2005; Emadi *et al.*, 2006; Chan, 2007; Jorgensen, 2008; Silva *et al.*, 2009; Chan *et al.*, 2010).

O sistema híbrido em série é aquele em que o motor elétrico é o responsável pela tração do veículo, não havendo transmissão direta do motor a combustão interna para as rodas. Neste sistema, o motor a combustão interna tem a função de gerar a energia necessária para o funcionamento do motor elétrico. Ou seja, motor a combustão interna aciona um gerador, cuja energia pode ser utilizada para carregar as baterias e/ou acionar o motor elétrico, como apresentado na Figura 3.

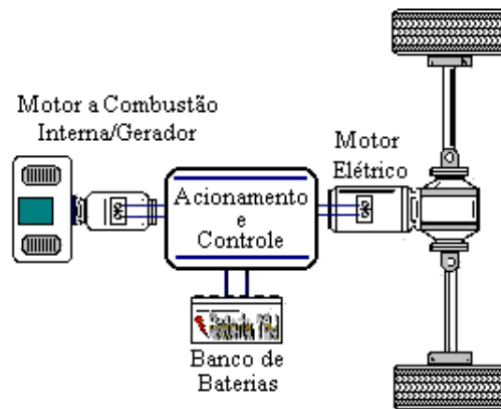


Figura 3 – HEV Série

Fonte: Junior (2002)

Na prática, o sistema de controle estabelece a demanda de energia a ser fornecida pelo gerador como um percentual da carga em regime permanente, com a demanda restante e os transitórios sendo supridos pelo banco de baterias. Esta configuração possui como principal vantagem a possibilidade de se operar com o motor a combustão interna em um ponto de operação otimizado, contribuindo para uma maior economia de combustível (Junior, 2002). Outra vantagem é de haver flexibilidade na colocação do motor de combustão interna, dado o desacoplamento com as rodas. Todavia, o sistema híbrido em série possui baixo rendimento para altas rotações, sendo indicado para veículos de grandes portes, como, por exemplo, ônibus.

A arquitetura série complementa melhor a condução de cidade e pior a condução de longas viagens, porque há, sobretudo, o uso da parte elétrica em condução de cidade e uso da cadeia completa, com maiores perdas de transmissão, na condução de longas viagens (Reis, 2008).

Nesta configuração são necessários três equipamentos de propulsão: motor elétrico, motor de combustão interna e gerador, o que torna geralmente a eficiência conjunta mais baixa em relação aos outros tipos. Note-se ainda a desvantagem de ser necessário dimensionar os três equipamentos para a potência máxima, caso se considere que a bateria pode não entrar em operação. Caso contrário, o gerador e o motor de combustão interna podem ser subdimensionados (Chan, 2007).

O segundo tipo é o sistema híbrido paralelo, em que o motor a combustão interna e o motor elétrico atuam de forma independente no acionamento das rodas do veículo, e o regime de funcionamento destas duas fontes de potência varia segundo a solicitação de carga do veículo.

Ou seja, nos veículos híbridos em paralelo, os dois sistemas, o elétrico e a combustão interna, podem entregar energia diretamente ao eixo do veículo, conjuntamente ou de forma independente, conforme as solicitações de carga e/ou tipo de percurso. De modo geral, a fonte principal do sistema é o motor de combustão interna e o motor elétrico é usado somente para auxiliar na aceleração ou em subidas. Este tipo é bastante usado em automóveis de pequeno porte.

O sistema paralelo, exibido na Figura 4, apresenta um sistema mecânico mais complexo, sendo maiores as exigências também no sistema de controle, comparando-os à topologia do modelo híbrido em série. Para os veículos híbridos em paralelo, as vantagens apresentadas são a não necessidade de um gerador e menor dimensionamento do conjunto motor de combustão interna/motor elétrico.

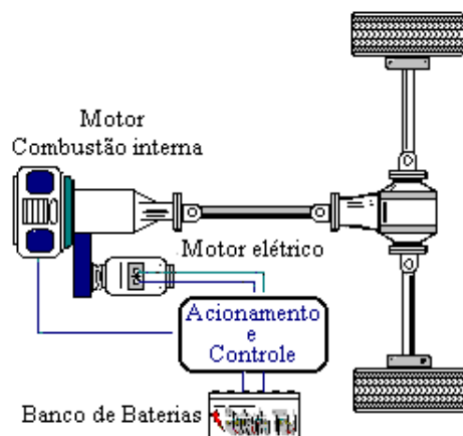


Figura 4 – HEV Paralelo

Fonte: Junior (2002)

O motor elétrico pode funcionar como gerador para carregar a bateria, quer em frenagem regenerativa quer quando a potência fornecida pelo motor de combustão interna é superior à necessária à tração.

Uma subcategoria da topologia paralela denominada como híbrido dividido (*split hybrid*) apresenta dois sistemas de acionamento independentes, cada um tracionando um par de rodas, conforme mostra a Figura 5. Nesta configuração o motor a combustão conduz um eixo e o motor elétrico o outro.

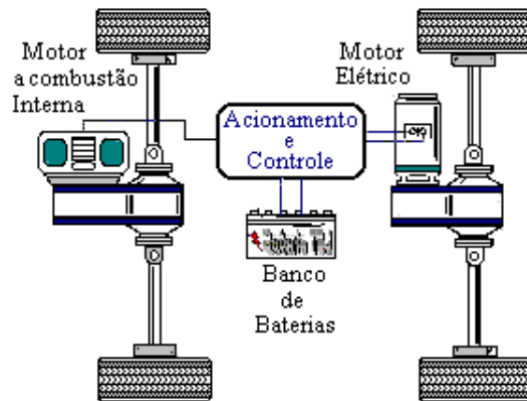


Figura 5 – HEV Paralelo Dividido

Fonte: Junior (2002)

O terceiro é o sistema híbrido misto, que combina aspectos do sistema em série com o sistema paralelo, que tem como objetivo maximizar os benefícios de ambos. Este sistema permite fornecer energia para as rodas do veículo e gerar eletricidade simultaneamente, usando um gerador, diferentemente do que ocorre na configuração paralela simples. É possível usar somente o sistema elétrico, dependendo das condições de carga. Também é permitido que os dois motores atuem de forma simultânea.

De acordo com o nível funcional e de potência do motor elétrico, os veículos híbridos podem ser classificados em três categorias (Chan *et al.*, 2007):

(a) Micro: Possui tipicamente um motor elétrico com cerca de 2,5 kW a 12 V, é essencial para o arranque e funciona como alternador nos veículos convencionais de combustão. Consegue-se melhorar a eficiência energética entre 5% - 10% em relação aos veículos convencionais em situações de trânsito. Em relação aos veículos convencionais, estes automóveis possuem um preço final ligeiramente mais elevado.

(b) Mediano: Possui tipicamente um motor elétrico com cerca de 15-20 kW a 120-160 V. Neste caso o motor é incorporado diretamente na transmissão e é desenhado de forma a ter uma elevada inércia. Baseada na arquitetura em paralelo, esta categoria de híbridos consegue poupar cerca de 20% - 30% de energia a custo do aumento de 20% - 30% do preço final do veículo.

(c) Completo: Possui tipicamente um motor elétrico de cerca de 50 kW a 200-350 V. Normalmente tem o motor, gerador e o motor de combustão interna adotados em arquitetura série ou mista. Estes elementos em conjunto com os dispositivos restantes, incluindo a bateria,

têm por objetivo achar o ponto ótimo de máxima eficiência energética e o mínimo de emissões de poluentes. Tipicamente na condução nas cidades consegue-se poupar 30% – 40% de energia, enquanto o preço do veículo aumenta 30% - 40%.

2.2.2 Veículos Híbridos Elétricos *Plug-In*

O veículo híbrido *plug-in* (PHEV) difere de um veículo híbrido convencional, pois possui uma bateria com maior capacidade de armazenamento e a bateria utilizada para alimentar o motor elétrico pode ser carregada diretamente da rede elétrica por meio de uma tomada (*plug*). Por outro lado, os veículos híbridos *plug-in* diferem de um veículo elétrico puro, pois ele usa outras fontes de energia além de energia elétrica e a bateria normalmente tem uma capacidade menor em comparação com o veículo elétrico.

Nos veículos PHEV, assim como nos veículos híbridos, a frenagem regenerativa também é usada, e é acionada quando o freio é pressionado para reduzir a velocidade, transformando a energia cinética do veículo em energia elétrica que é armazenada na bateria.

Um dos principais benefícios do PHEV deriva do fato de que as concessionárias de energia elétrica operam na maior parte do tempo em um nível de subutilização, devido às características do sistema energético para atender uma expectativa de pico de demanda. Assim sendo, exceto por esses períodos de pico de uso, o sistema poderia gerar e fornecer uma quantidade substancial de energia necessária para abastecer os veículos que consomem eletricidade da rede a um baixo custo marginal de geração de energia (Sovacool e Hirsh, 2009).

2.2.2.1 Gerenciamento de Energia dos PHEVs

Os modos de gerenciamento de energia dos veículos *plug-in* determinam como o automóvel utilizará os combustíveis disponíveis a partir dos objetivos do usuário (maior eficiência, menor emissão, menor custo, etc.). Os modos de gerenciamento de energia dos PHEVs mais relevantes são (Bradley e Frank, 2009):

- Modo Sustentação de Carga (*Charge-Sustaining mode* – CS): Neste modo o estado de carga da bateria (*Battery State of Charge* – SOC) é controlado para permanecer dentro de uma faixa estreita de funcionamento (dependendo do tipo de bateria e do tipo de configuração do veículo, este valor oscila entre 30 e 45% (Silva *et al.*, 2009)). Este é o

modo que os veículos híbridos elétricos convencionais operam na maior parte do tempo. Todavia, nos veículos híbridos convencionais, o SOC é mantido entre 65 e 75% (Emadi *et al.*, 2006). Dado que o estado de carga da bateria não altera significativamente com o tempo, o combustível líquido é a principal fonte de energia para o veículo.

- Modo Depleção de Carga (*Charge-Depleting mode* – CD): Neste modo o estado de carga da bateria é controlado para diminuir durante o funcionamento do veículo. Ou seja, a principal fonte energética para o veículo neste modo de operação é a eletricidade proveniente do sistema de armazenamento eletroquímico de energia.
- Modo Veículo Elétrico: Neste formato a única fonte de energia para o veículo é o sistema de armazenamento de energia eletroquímica. O PHEV opera como um veículo elétrico e a conversão de combustível pelo motor é proibida.
- Modo Motor de Combustão Interna: Neste modo, o sistema de tração elétrica não fornece potência para o veículo. O PHEV funciona como um veículo convencional.

Uma das principais características, que representam um desafio do gerenciamento de energia do PHEV, é a possibilidade de operar como um veículo elétrico (no Modo Veículo Elétrico ou no Modo Depleção de Carga), como um veículo híbrido (no Modo Sustentação de Carga), ou como um veículo convencional (no Modo Motor de Combustão Interna). O sistema de armazenamento de energia do PHEV tem que ser planejado para uma operação confiável em todos os modos de operação, uma vez que a operação no Modo Sustentação de Carga é provável que aconteça com um SOC mais baixo, como apresentado na Figura 6.

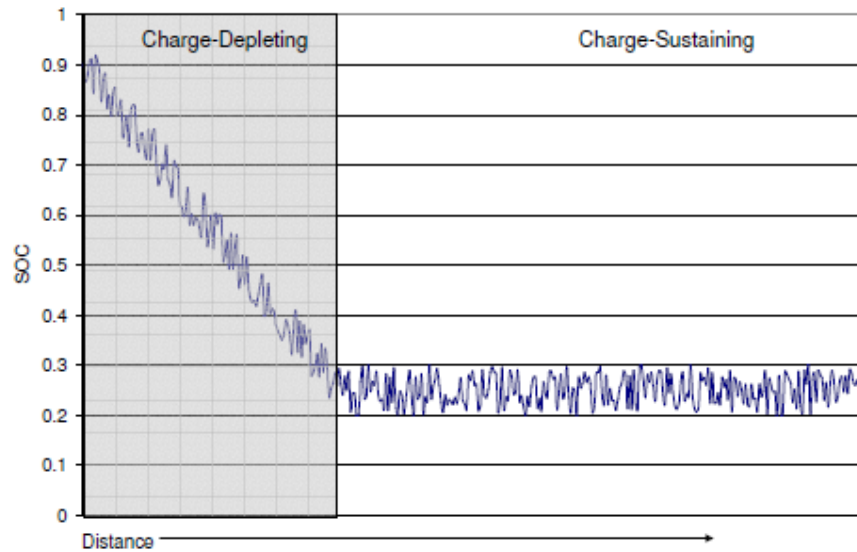


Figura 6 – Ciclo de um Veículo *Plug-In* Típico

Fonte: Kromer e Heywood (2007)

Nota: SOC – Estado de carga da bateria (*Battery State of Charge*)

Os veículos *plug-in* são tipicamente caracterizados pela notação PHEVX, onde “X” representa a distância em quilômetros que o automóvel é capaz de percorrer apenas com o sistema de armazenamento de energia eletroquímica, partindo de completamente carregada, sem a necessidade de ligar o motor de combustão interna em um ciclo de testes pré-definido. A maioria dos protótipos PHEV contém uma bateria capaz de alimentar o veículo entre 30 e 100 quilômetros somente com eletricidade (Sovacool e Hirsh, 2009).

Os modos de gerenciamento de energia podem ser automaticamente alterados com base em parâmetros do veículo, como estado de carga da bateria, velocidade, torque, rotação do motor, temperatura ambiente, temperatura da bateria, etc. assim como pode ser alterado manualmente pelo usuário do veículo (Bradley e Frank, 2009). Geralmente os PHEVs são classificados de acordo com o modo de gerenciamento de energia da seguinte forma (Bradley e Frank, 2009; Silva *et al.*, 2009):

- (a) PHEV Extensor de Autonomia (*Range extender PHEVs*): Opera principalmente no Modo Veículo Elétrico e muda para o Modo Sustentação de Carga quando o estado de carga da bateria (SOC) fica reduzido.
- (b) PHEV Misturado (*PHEVs Blended*): Opera no Modo Depleção de Carga e muda para o Modo Sustentação de Carga quando o SOC diminui.
- (c) PHEV Zona Verde (*Green Zone PHEVs*): Opera no Modo Sustentação de Carga, mas

pode ser controlado pelo usuário para operar no Modo Veículo Elétrico. Este modo pode ser usado para operar em locais com restrição de emissões locais.

A frequência e o tempo de carga dos veículos *plug-in* dependem do comportamento do usuário e da disponibilidade de locais de recarga. O desempenho energético dos PHEVs é maximizado se cada viagem é iniciada com a bateria totalmente carregada, ou seja, quanto maior a frequência de carga da bateria, melhor o desempenho dos veículos¹⁷ (Silva *et al.*, 2009).

Duas pesquisas feitas no EUA indicam que os usuários de PHEV podem preferir abastecer o veículo com energia elétrica ao invés de combustíveis líquidos. Os estudos, feitos com pessoas que possuem veículos híbridos convertidos, indicaram que as principais vantagens associadas ao PHEV são a flexibilidade de recarga e o custo. Ou seja, a maioria das pessoas prefere abastecer o veículo, sempre que possível, nos locais que visita regularmente, como trabalho ou residência, ao invés de em postos de abastecimento. Os resultados sugerem que é mais provável que as pessoas utilizem o Modo Depleção de Carga no caso de menor preço da eletricidade em comparação com os combustíveis líquidos, e o Modo Sustentação de Carga no caso do preço da eletricidade elevado (EPRI, 2001; Kurani *et al.* 2007).

Desta forma, um dos principais fatores que irá determinar o consumo energético do veículo PHEV assim como as emissões dos veículos é o gerenciamento de energia do sistema de propulsão, que está intrinsecamente relacionado com a preferência do consumidor, seja do ponto de vista econômico, ambiental ou de desempenho. Ademais, a distância média percorrida em cada viagem também será responsável para determinar se o modo de operação do veículo será capaz de atender todo o percurso.

2.2.3 Veículos Elétricos a Bateria

Os veículos elétricos a bateria (BEV) possuem como única fonte de energia as baterias para acionar um ou mais motores elétricos. Tipicamente, um único motor elétrico está ligado ao eixo dianteiro através de uma caixa de velocidades com apenas uma ou duas velocidades, mas existem várias outras possíveis variações nos arquiteturas do sistema propulsor. Uma variação

¹⁷ Há, todavia, um comprometimento neste aspecto, pois a maior frequência de carga da bateria pode levar à redução de sua vida útil.

significativa é a utilização de quatro pequenos motores em cada roda, em vez de um único motor de acionamento (Delucchi e Lipman, 2010).

Os veículos elétricos são usualmente construídos sobre plataformas de veículos subcompactos, pois são geralmente mais leves e assim a bateria consegue autonomias maiores. Eles operam somente no modo CD e podem ser considerados um passo além na possível transição dos HEV e PHEV (Schmitt, 2010).

Uma importante vantagem dos carros elétricos é a menor complexidade do mecanismo de funcionamento, em comparação com os automóveis com MCI, sem a existência, por exemplo, de caixa de marchas, motor de arranque e de equipamentos do sistema de exaustão como o escapamento e catalisador, e até mesmo de sistema de arrefecimento como radiador, bomba de água, entre outros elementos.

Outra importante vantagem comparativamente ao veículo a MCI é o alto rendimento do motor elétrico, usualmente superior a 90%, o que, juntamente com a frenagem regenerativa, tornam eficiência dos BEVs maior que as outras categorias de veículos. Cabe ainda destacar o baixo nível de ruído do veículo e a pouca vibração do automóvel.

Para auxiliar no sistema de regeneração (onde o motor elétrico passa a atuar como gerador elétrico nos momentos de frenagem ou desaceleração), pode-se utilizar ultra-capacitores com a finalidade de absorver rapidamente a energia regenerada, já que nem sempre uma bateria consegue fazer em curtos períodos de tempo. Os ultra-capacitores podem ainda disponibilizar esta energia de forma rápida, auxiliando numa rápida aceleração do veículo.

Todavia, questões relacionadas a custos e à baixa autonomia são desvantagens verificadas. Para aumentar a autonomia do veículo existe a necessidade de utilizar grandes bancos de baterias ocasionando grande espaço ocupado e excesso peso.

2.3 Relação Potência / Energia

As propriedades específicas dos veículos elétricos variam de acordo com o tamanho da bateria e tipo de veículo. Os BEVs precisam de maior energia específica por volume, enquanto que os HEVs necessitam de baterias que ofereçam o máximo de potência no menor tamanho

possível (Broussely, 2010). A Tabela 2 e a Figura 7 descrevem as características gerais e formas de utilização das baterias dos veículos elétricos.

Tabela 2 – Potência, Energia e Tensão Requeridas pelos Diferentes tipos de BEVs e PHEVs

Tipo	Potência (kW)	Energia (kWh)	Tensão (V)
HEV Micro	2,5 – 5,0	0,5	12,0 – 36,0
HEV Mediano	15,0 – 20,0	1,0	120,0 – 160,0
HEV Completo	30,0 – 50,0	2,0 – 3,0	200,0 – 350,0
PHEV	30,0 – 100,0	5,0 – 15,0	200,0 – 350,0
BEV	80,0 – 120,0	40,0 – 60,0	200,0 – 350,0

Fonte: Broussely (2010); Duong (2007)

Nos veículos HEV micro, o motor elétrico é usado apenas para ligar o motor, de forma que o motor de combustão interna é desligado a cada parada. Nesta configuração, apenas algumas centenas de watts-hora de energia são necessárias, com uma potência inferior a 5 kW. Já no caso dos BEVs, os motores operam tipicamente com algumas centenas de volts e uma relação potência/energia da ordem de 2.

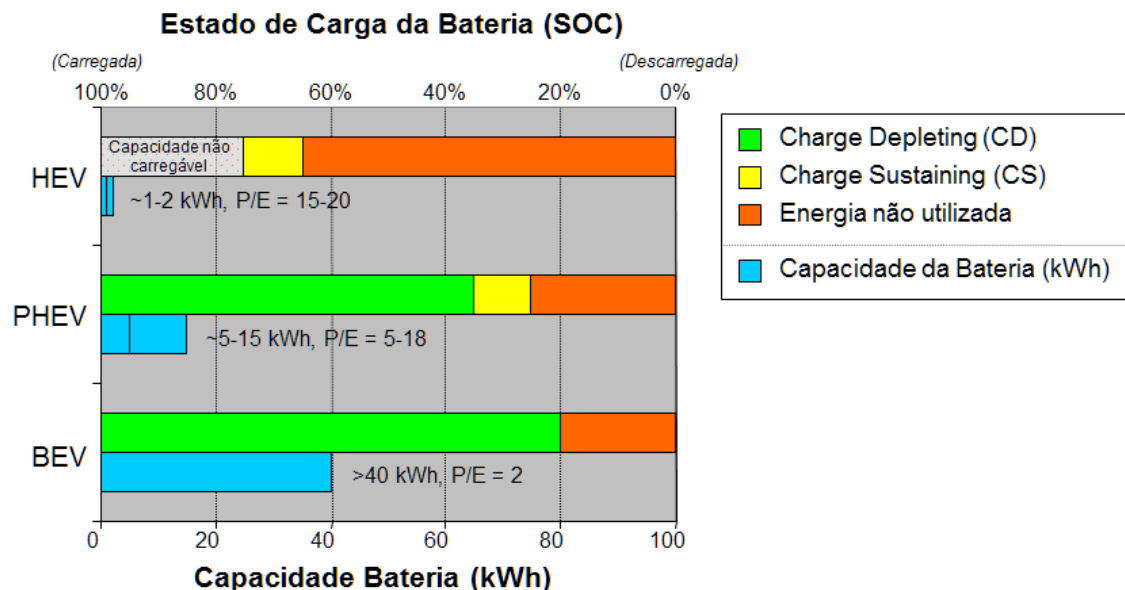


Figura 7 – Operação Típica das baterias dos Veículos Híbridos, Elétricos e Plug-ins

Fonte: Duong (2007)

Os HEVs têm como característica principal a operação somente no modo de sustentação de carga, no qual o estado de carga da bateria flutua mas, na média, é mantido dentro de certo nível enquanto o veículo está em operação. Esse tipo de veículo possui a menor capacidade de armazenamento de energia, entre 1 a 2 kWh. Nesses veículos, a bateria funciona como um

“pulmão”, que permite atender os requisitos de potência instantânea acima da capacidade do MCI (Schmitt, 2010).

Os PHEVs podem operar nos dois modos: depleção de carga ou em sustentação de carga. No modo depleção de carga, o estado de carga do banco de baterias flutua, mas, na média, reduz-se até determinado ponto. Nesse instante, o banco de baterias precisa de auxílio para atender aos requisitos de condução e então entra em operação o MCI. Usualmente os veículos PHVs possuem capacidade de percorrem de 30 a 100 quilômetros no modo CD. Neste modo de operação, o desgaste da bateria é muito maior e o ciclo de vida não passa de 5.000 ciclos de descarga. No modo de sustentação de carga, o estado de carga da bateria é mantido, na média, no nível mínimo tal que danos ou reduções de vida útil sejam evitados. A quantidade de energia armazenada no banco de bateria dos PHEVs fica na faixa de 5 – 15 kWh, tendo uma relação Potência/Energia da ordem de 3 a 15.

Os BEVs possuem como característica a operação somente no modo depleção de carga, ou seja, a bateria não apresenta sistema para tentar sustentar a sua carga. A quantidade de energia armazenada na bateria é maior que nas outras tecnologias (> 40 kWh), possuindo uma autonomia superior a 160 quilômetros. O estado de carga da bateria vai desde 100% até 20%. Este tipo de bateria usualmente é capaz de operar mais de 1.000 ciclos de descarga profunda.

2.4 Desempenho Energético

Conforme apresentado anteriormente, o desempenho energético dos veículos elétricos e híbridos *plug-in* difere de acordo com a arquitetura dos veículos, assim como também podem se alterar por conta do gerenciamento de carga.

Para os veículos puramente elétricos, IEA (2011b) considera que os BEVs possuem autonomia típica de 125 a 150 km com 30 kWh de energia nas baterias, o que reflete um desempenho energético médio de 0,20 kWh/km (5,0 km/kWh) a 0,15 kWh/km (6,7 km/kWh), com alguma capacidade adicional de reserva da bateria. Por outro lado, Vlieta *et al.* (2011) apresenta valores mais otimistas em suas simulações: o desempenho energético dos BEVs oscila de 6,1 a 10,8 km/kWh. Lucas *et al.* (2012) admitem valores de 6,7 km/kWh para os BEVs. Assim, neste estudo, é considerado o valor conservador de 6,0 km/kWh para as simulações realizadas no capítulo 5.

No caso dos veículos *plug-ins*, Silva *et al.* (2009) estimam o desempenho energético dos veículos no ciclo de teste dos Estados Unidos no modo CD de 8,1 km/kWh na ligação série e 14,3 km/kWh na ligação em paralelo. Vlieta *et al.* (2011) indicam desempenho energético entre 6,8 e 10,6 km/kWh dos veículos *plug-in* no modo CD. Neste estudo, será considerado, para fins de simulação, o desempenho energético de 9,0 km/kWh dos veículos PHVs no modo CD.

2.5 Custos Associados com os Veículos Elétricos e PHEVs

Os principais custos diretos envolvidos com o uso do veículo elétricos e PHEVs são os custos de aquisição do automóvel, imposto de circulação, custo de manutenção e custo com combustíveis (gasolina e/ou álcool e/ou eletricidade). Tendo em vista que não há disponível uma rede consolidada de abastecimento para os veículos elétricos, torna-se fundamental considerar também os custos indiretos do veículo, associado à infra-estrutura. Nesta seção são discutidos os custos diretos, e no próximo capítulo serão apresentados os custos indiretos como consequência da introdução dos veículos elétricos.

O aumento do custo de aquisição do veículo BEVs e PHEVs em comparação com um automóvel convencional está principalmente relacionado com o custo da bateria. Embora a potência e a energia por unidade de volume da bateria tenham melhorado ao longo dos últimos dez anos, as baterias continuam caras e grandes. É de se esperar que a fabricação em escala resulte em reduções de custo, mas a extensão destas reduções dependerá do volume de produção. Ademais, deve-se ter em mente que os custos de produção da bateria são sensíveis aos preços das *commodities* dos metais constituintes, que introduzem incerteza adicional em projeções de longo prazo (Karplus *et al.*, 2009).

De acordo com Harvey (2010a), os custos da bateria dos veículos variam de acordo com a relação potência e energia da mesma, apresentando custos menores as baterias com relação potência/energia baixa, como apresentado na Figura 8. Os custos atuais de bateria utilizada em veículos BEVs oscilam na faixa de 200 a 300 US\$/kWh, enquanto que nos veículos HEVs, que demandam mais potência da bateria, estes valores se aproximam de 1.200 US\$/kWh.

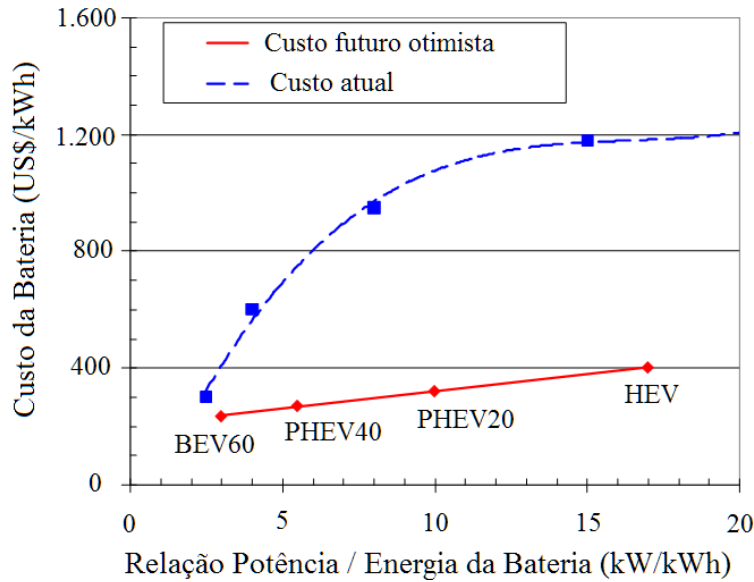


Figura 8 – Custo da Bateria

Fonte: Harvey (2010a)

Neste sentido, o custo final de um veículo elétrico pode ser significativamente maior que o custo de um automóvel convencional. Kromer e Heywood (2007), por exemplo, consideram dois conjuntos de pressupostos de bateria para um BEV com autonomia de 320 quilômetros: (1) 150 Wh/kg e 250 US\$/kWh e (2) um caso mais otimista de 300 Wh/kg e 200 US\$/kWh. No primeiro caso (caso base), o custo da bateria para o BEV é de US\$ 12.000. No cenário otimista este valor cai para US\$ 8.400 (para baterias de 48 e 42 kWh, respectivamente).

No caso dos PHEVs, segundo Silva *et al.* (2009), os custos adicionais de fabricação do veículo em comparação com um automóvel convencional a gasolina são estimados entre 4 e 10 mil dólares. Todavia, conforme discutido em Werber *et al.* (2009), o custo da bateria, principal responsável pelo aumento do custo de aquisição do automóvel *plug-in*, está diretamente relacionado com a autonomia da mesma, ou seja, sua capacidade de armazenamento. Segundo Karplus *et al.* (2009), em geral, o custo de produção do veículo PHEV20 é entre 22 e 66% superior que o veículo convencional, enquanto que o PHEV60 o aumento do custo de aquisição em relação ao veículo convencional passa para 41 a 114%.

Quanto à manutenção, a principal diferença se deve à troca de bateria, a cada 80 mil quilômetros em veículos convencionais (chumbo-ácida) e a cada 160 mil quilômetros para baterias *Ni-MH* ou *Li-ion*. Se o uso do veículo for até 150.000 km, o custo de manutenção do PHEV ou BEV é quase o mesmo do que o de um veículo convencional. Se a quilometragem

do veículo for até 300.000 km, a manutenção de PHEVs e BEVs é de cerca de 2 a 7 mil dólares mais cara que a de um veículo convencional equivalente (Silva *et al.*, 2009).

Por fim, há o custo com os combustíveis. A título de exemplificação, foi feita uma simulação dos custos de combustível, em R\$/km, com o uso de veículos *flex-fuels*, BEVs e PHEVs em série e paralelo para o caso do Rio de Janeiro. Na Tabela 3 são apresentados os preços de venda de cada combustível, o consumo específico dos veículos flexíveis e elétrico e o custo de combustível equivalente. Na Tabela 4, por sua vez, são os mesmos dados para os veículos PHEV com configuração em série e em paralelo rodando com cada um dos combustíveis analisados.

Tabela 3 – Custo Estimado de Combustível por Quilômetro para Veículos BEVs e Convencionais (MCI) no Rio de Janeiro – Março de 2012

Preço do combustível ao consumidor ¹ (A)			Eficiência ² (B)		Custo (A*B)	
Eletricidade	R\$/kWh	0,52	kWh/km	0,17	R\$/km	0,09
Gasolina	R\$/l	2,80	l/100km	10,0	R\$/km	0,28
Álcool	R\$/l	2,21	l/100km	12,5	R\$/km	0,27

Fonte: Elaboração Própria a partir de ANP (2012a); LIGHT (2012); Borba (2008).

Notas: ¹ Preço médio dos combustíveis líquidos para o consumidor em março de 2012 no município do Rio de Janeiro. Preço de eletricidade para consumidores de baixa tensão residencial com faixa de consumo acima de 300 kWh (com PIS/COFINS e ICMS incluso) no município do Rio de Janeiro em vigor em março de 2012. Cabe notar que este custo de eletricidade não está considerando um possível aumento de custo atrelado à necessidade de investimento em uma rede para abastecimento do veículo.

² Eficiência energética estimada dos veículos BEVs e *flex-fuels* rodando a álcool e gasolina.

Para um veículo *flex-fuel* convencional rodando a gasolina, o custo por quilometro do combustível em março de 2012 no Rio de Janeiro oscilava em torno de 0,28R\$/km, enquanto que para um veículo BEV este custo seria cerca de 1/3 do anterior.

Tabela 4 – Custo Estimado de Combustível por Quilômetro para Veículos PHEV no Rio de Janeiro – Março de 2012

Preço do combustível ao consumidor ¹ (A)			Desempenho ² (B)	Série	Paralelo	Custo (A*B)	Série	Paralelo
Eletricidade	R\$/kWh	0,52	kWh/km	0,12	0,07	R\$/km	0,06	0,04
Gasolina	R\$/l	2,80	l/100km	5,30	5,70	R\$/km	0,14	0,16
Álcool	R\$/l	2,21	l/100km	7,39	7,95	R\$/km	0,16	0,18

Fonte: Elaboração Própria a partir de ANP (2012a); LIGHT (2012); Silva *et al.* (2009).

Notas: ¹ Preço médio dos combustíveis líquidos para o consumidor em março de 2012 no município do Rio de Janeiro. Preço de eletricidade para consumidores de baixa tensão residencial com faixa de consumo acima de 300 kWh (com PIS/COFINS e ICMS incluso) no município do Rio de Janeiro em vigor em março de 2012. Cabe notar que este custo de eletricidade não está considerando um possível aumento de custo atrelado à necessidade de investimento em uma rede para abastecimento do veículo. ² Desempenho energético estimado dos veículos *plug-in* por Silva *et al.* (2009) utilizando ciclo de teste dos Estados Unidos. Eletricidade considera veículos no modo 100% CD. Gasolina calculada no modo 100% CS. Álcool estimado a partir da diferença de poder calorífico em relação à gasolina.

No caso de um veículo *plug-in* rodando a gasolina, o custo por quilometro do combustível em março de 2012 seria de aproximadamente 0,14 R\$/km, nos veículos híbridos em série, e 0,16 R\$/km, nos veículos híbridos em paralelo, de acordo com as estimativas consideradas. Considerando o uso da eletricidade pelo veículo PHEV no Modo CD tornaria o custo por quilômetro com o uso do combustível de 0,04 R\$/km nos veículos PHEV paralelo e 0,06 R\$/km nos PHEV série.

Apesar de os custos com combustíveis serem mais baratos comparativamente com os dos veículos convencionais, não se pode olvidar que não existe uma infra-estrutura de recarga apropriada para os veículos elétricos. O estabelecimento desta estrutura certamente envolverá custos adicionais, que provavelmente se refletirão na tarifa de eletricidade (quando for uma rede de abastecimento pública) ou nos investimentos privados se for uma carga domiciliar. Neste contexto, é importante entender a relação dos veículos elétricos com o sistema elétrico e como o sistema precisará ser adequado para abastecer a possível nova demanda. Esse assunto será mais detalhado no próximo capítulo, onde são discutidas as formas de recarga dos veículos elétricos, os respectivos custos associados com a melhoria de infra-estrutura, assim como os impactos energéticos com a entrada desses veículos no sistema.

3 – INTERFACE SETOR DE TRANSPORTE – SETOR ELÉTRICO

Este capítulo tem por objetivo apresentar a relação dos veículos elétricos com o sistema elétrico. Inicialmente são discutidas as características das baterias dos veículos, que representam o elo de ligação do veículo com o sistema elétrico. Em seguida, são apresentadas as formas de recarga dos veículos, assim como os custos associados, e o impacto da entrada desses veículos no sistema elétrico. Após, são discutidas algumas peculiaridades da relação entre os veículos elétricos e as fontes renováveis para geração de energia elétrica, em especial usinas eólicas. Por fim, é apresentada uma nova forma de relação dos veículos elétricos com o sistema elétrico (conhecido como *vehicle to grid*), onde este passa a atuar, não apenas como elemento passivo, mas de forma ativa, fornecendo serviços para a rede elétrica.

3.1 Baterias

A bateria consiste em um dispositivo que armazena energia através de um processo eletroquímico, disponibilizando essa energia para uso através de eletricidade. As três principais características de uma bateria são a energia específica mássica, a potência específica mássica e o tempo de vida útil. A energia específica mássica consiste na quantidade de energia armazenada pela bateria por unidade de massa, a potência específica mássica é a potência fornecida por unidade de massa, o tempo de vida útil corresponde ao número de ciclos de carga/descarga a que pode ser sujeita.

Os requerimentos técnicos exigidos para as baterias são diferentes para cada tipo de veículo. Os veículos elétricos puros necessitam de baterias com maiores densidades de energia, limitando-as devido às massas e volumes associados, o que contribui para uma baixa autonomia destes tipos de veículos.

Uma vez que nos veículos elétricos puros as baterias constituem a única fonte de energia a bordo, estas sofrem descargas mais profundas, exigindo-se baterias mais robustas, com tempo de vida longo e aceitação de um número elevado de ciclos de carga e recarga.

Os veículos elétricos híbridos podem ser atendidos por baterias com menor energia específica mássica, mas uma elevada capacidade de potência se faz necessária. Nestes as descargas das baterias são em geral menos profundas que para os veículos elétricos puros.

Existem basicamente duas categorias de baterias. As baterias primárias são aquelas que não podem ser recarregadas. Produzem a sua energia a partir de uma reação eletroquímica, geralmente irreversível, o que as inutiliza. As baterias secundárias são aquelas que podem ser recarregadas por uma fonte de alimentação externa. Uma bateria secundária pode ser carregada e descarregada muitas vezes. As principais tecnologias de baterias recarregáveis resumem-se a baterias de chumbo-ácidas (*Pb*), níquel cádmio (*Ni-Cd*), hidreto metálico de níquel (*Ni-Mh*) e íon de lítio (*Li-ion*). As características de destes tipos de baterias são apresentadas na Tabela 5 e Figura 9.

Tabela 5 – Características dos Principais Tipos de Baterias

	Pb	Ni - Cd	Ni - Mh	Li - Ion
Custo	Baixo	Médio	Alto	Muito Alto
Energia Específica Mássica (Wh/kg)	30 – 50	50 – 80	40 – 100	160
Tensão por célula (V)	2,00	1,25	1,25	3,60
Corrente de Carga	Baixa	Muito Baixa	Moderada	Alta
Número de Ciclos (carga/descarga)	200 - 500	1.000	1.000	1.200
Autodescarga por Mês (% do total)	Baixa (5%)	Moderada (20%)	Alta (30%)	Baixa (10%)
Tempo Mínimo para Carga (h)	8 – 16	1 – 1,5	2 – 4	2 – 4

Fonte: Valsera-Naranjo *et al.* (2009)

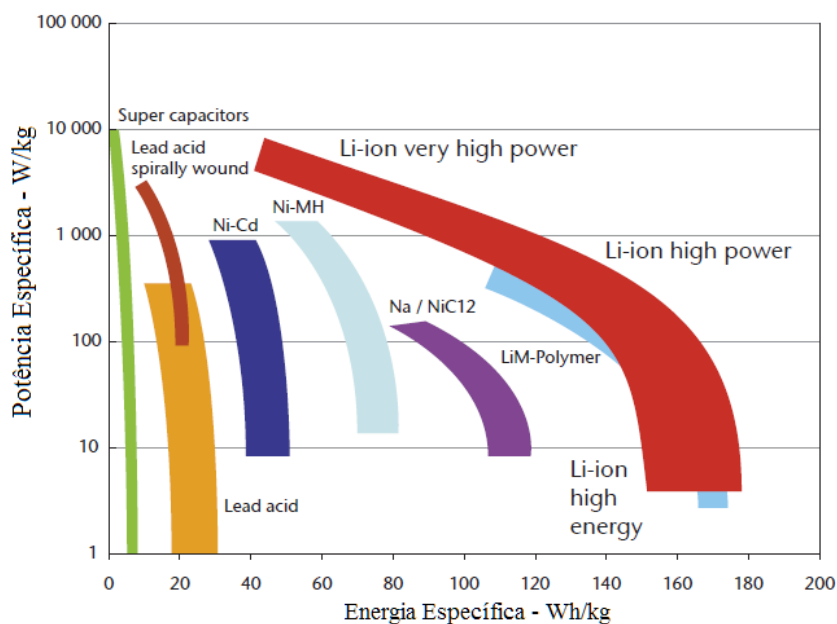


Figura 9 – Energia Específica e Potência Específica dos Principais Tipos de Baterias

Fonte: IEA (2011b)

As baterias de chumbo-ácidas (*Pb*) são as mais conhecidas e tiveram até 2012 maior aplicação. Estas baterias são as mais baratas e requerem pouca manutenção, no entanto,

apresentam reduzidas energia e potência específicas, 40 Wh/kg e 350 W/kg respectivamente. O tempo médio de vida útil destas baterias é um dos seus limitantes, cerca de 500 ciclos carga/descarga.

As baterias níquel-cádmio (*Ni-Cd*) apresentam energias e potências específicas superiores às das baterias chumbo-ácidas. A energia específica das baterias níquel-cádmio gira em torno de 60 Wh/kg enquanto a potência específica pode ir até aos 500 W/kg. O ciclo de vida destas baterias é relativamente longo, cerca de 1.000 ciclos. Porém, devido ao cádmio ser uma substância potencialmente cancerígena, a produção e aplicação destas baterias não é atrativa para o uso automotivo.

Outro dos tipos de baterias utilizado em veículos é o hidreto metálico de níquel (*Ni-Mh*). Nestas baterias o cádmio foi substituído por uma liga metálica com hidrogênio. As baterias *Ni-Mh* têm sido usadas nos veículos híbridos comerciais devido às suas características e à maturação em relação às outras. As baterias *Ni-Mh* apresentam energia específica que pode ir até os 100 Wh/kg, e a potência específica pode atingir os 1.500 W/kg. A vida útil destas baterias é de cerca de 1.000 ciclos. No entanto estas apresentam uma desvantagem, qual seja o seu preço ser dos mais elevados, na ordem do dobro do preço das baterias de níquel-cádmio.

O tipo de bateria mais promissor apresentado nos últimos anos foi o de íon de lítio (*Li-Ion*). Estas baterias apresentam energias específicas de mais de 150 Wh/kg e potências específicas que podem ir até aos 2.000 W/kg. A sua vida útil é de cerca de 1.200 ciclos carga/descarga. As desvantagens deste tipo de baterias derivam do fato de necessitarem de um sistema de carga preciso, devido à sua reduzida tolerância a picos de potência e de serem ainda relativamente caras para veículos elétricos puros (Faia, 2006).

Todavia, mesmo para as baterias de íon de lítio, que possuem maior energia específica entre as baterias atualmente disponíveis, a sua energia específica mássica é duas ordens de grandeza inferior a de combustíveis líquidos. Contudo, motores elétricos têm uma eficiência maior de conversão de energia e menor massa do que os motores de combustão. Assim, eles podem fornecer uma maior energia específica mecânica do que os motores de combustão interna para a maioria das aplicações de transporte. Fischer *et al.* (2009) propõem uma nova metodologia de energia específica, denominada energia específica efetiva (ρ_E), conforme a Equação 1.

$$\rho_E = \frac{\eta E_c}{m_c + m_d} \text{ (Eq. 1)}$$

Onde “ E_c ” representa a energia armazenada no combustível (poder calorífico inferior do combustível líquido ou energia contida na bateria); “ η ” é a eficiência de conversão da energia em trabalho mecânico, incluindo contribuições de frenagem regenerativa, assim como perdas na transmissão; “ m_c ” é massa do combustível e “ m_d ” é a massa do motor e partes associadas, como transmissão e conversores.

Esta energia específica efetiva depende da quantidade de energia armazenada no combustível/bateria, que irá determinar a autonomia do veículo. Aumentar a autonomia de veículos com motor a combustão interna não apresenta nenhum desafio, pois basta aumentar o tanque de combustível. No entanto, aumentar a autonomia de veículos elétricos requer maiores baterias, aumentando consideravelmente a massa do veículo. Inversamente, reduzir a autonomia de veículos elétricos permite ter uma maior eficiência energética efetiva em relação aos veículos a combustão interna, como mostrado na Figura 10.

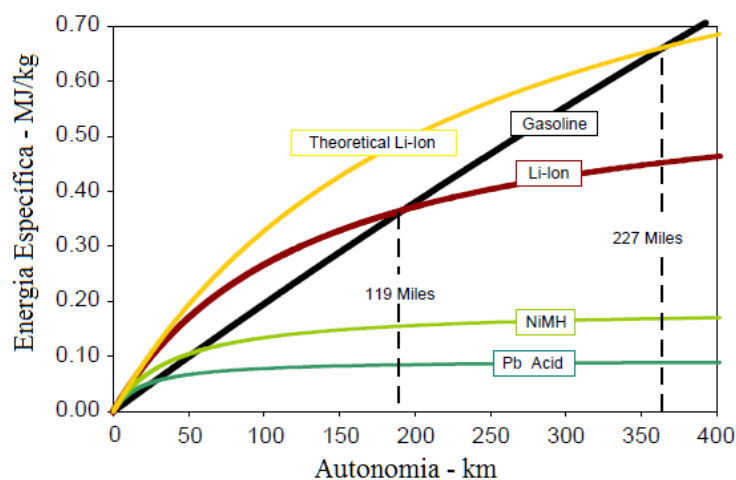


Figura 10 – Energia Específica de Veículos Esportivos a Bateria e a Gasolina

Fonte: Fischer *et al.* (2009)

Nota: A curva do *Li-ion* representa a energia específica mássica atual para bateria de lítio, enquanto que o valor teórico estima a curva mássica teórica desta bateria.

Considerando uma autonomia crescendo de zero (veículo sem gasolina ou bateria) a infinito, a eficiência energética efetiva aumenta assintoticamente de zero para $\eta E_c / m_c$, ou seja, de zero para $\eta \rho_c$, onde ρ_c é a energia específica mássica do combustível. Enquanto este valor assintótico é maior para os combustíveis líquidos, a energia específica efetiva dos armazenadores elétricos é maior para autonomia mais curtas, devido à menor massa de motores elétricos. Para baterias de íons de lítio, o cruzamento é de cerca de 120 milhas (190

km). Entretanto este valor varia dependendo do tipo de automóvel (econômico ou esportivo), como apresentado na Figura 11.

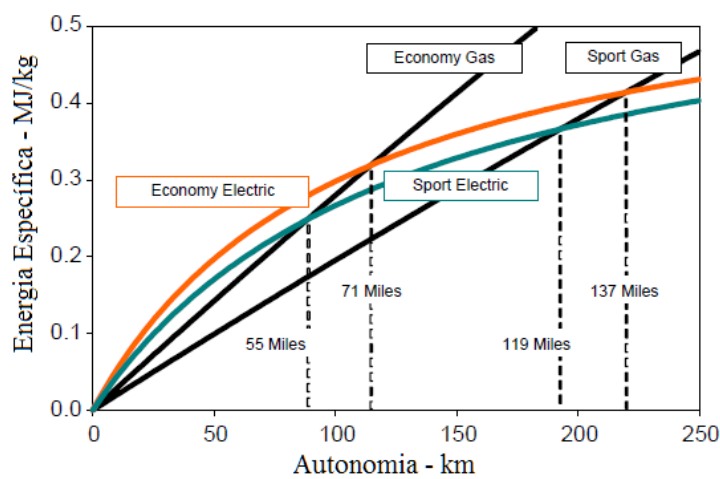


Figura 11 – Energia Específica Efetiva de Veículos a Bateria e a Gasolina

Fonte: Fischer *et al.* (2009)

Assim, para veículos que realizam trajetos diários curtos, possuir PHEV com pequeno motor elétrico pode ser energeticamente mais vantajoso. De acordo com Borba (2008), os veículos no Brasil rodam diariamente, em média, entre 25 e 50 km. Entretanto, reduzir significativamente o tamanho da bateria dos veículos elétricos pode impactar significativamente a potência disponível do veículo, tendo em vista que a potência específica das baterias, no caso das baterias de íons de lítio, é de cerca de 1 a 2 kW/kg. Além disso, a bateria de pequeno porte implica em operação com baixo estado de carga (SOC), ponto onde a bateria apresenta avanços de degradação sob carga de potência máxima (Fischer *et al.*, 2009).

Um solução para a inflexibilidade da autonomia das baterias foi apresentado por Andersen *et al.* (2009), que está sendo implementada em Israel. O cerne desta proposta é separação da propriedade do automóvel da propriedade da bateria. Uma empresa seria responsável por assumir o risco de apropriação das baterias, que seriam alugadas. O consumidor seria cobrado pela energia que consumisse ao longo dos quilômetros viajados. Este modelo é análogo à cobrança de minutos utilizados por telefonia celular. Os consumidores teriam a disposição uma série de "pacotes", que irão depender do perfil de utilização da bateria.

3.2 Formas de Recarga dos Veículos

De forma geral, a recarga dos veículos elétricos pode ser feita de forma indutiva ou condutiva. A recarga condutiva representa a transferência de energia elétrica por meio de contato físico através de um meio condutor, enquanto que a recarga indutiva é feita por indução eletromagnética: a variação do campo magnético gerado por um fluxo de corrente em um material condutor (usualmente uma bobina) enlaça outro material condutor (que também pode ser uma bobina), induzindo tensão nas extremidades do material. De acordo com Bossche (2010), a recarga condutiva é a mais amplamente utilizada para os veículos elétricos.

A principal vantagem da recarga indutiva está associada à segurança, pois não existem contatos elétricos expostos. Todavia, para a recarga condutiva há maior praticidade. Se os dispositivos eletrônicos para converter a corrente alternada da rede elétrica em corrente contínua (em uma tensão apropriada) para alimentar as baterias dos veículos estiverem localizados no veículo, a recarga da bateria de forma condutiva pode ser feita em qualquer tomada padrão (IEA, 2011b). Neste caso, entretanto, há a desvantagem do custo adicional do veículo envolvendo não apenas a bateria, como também o carregador.

De fato, a conveniência da recarga condutiva torna-se importante para o uso em larga escala dos veículos elétricos. No caso dos PHEVs, a recarga feita em casa, em tomadas padrão de 127 V ou 220 V, pode ser suficiente para a autonomia desejada pela maioria dos usuários. Já no caso dos BEVs, há também a necessidade de infra-estrutura pública de recarga dos veículos para aumentar a autonomia, assim como postos de recarga rápida, para longas viagens.

Um aspecto importante antes da construção em maior escala de pontos de recarga dos veículos é a padronização dos conectores, assim como os protocolos de comunicação entre os veículos e a infra-estrutura de recarga (Román *et al.*, 2011).

Atualmente já existem duas normas que definem os padrões dos carregadores, o que indica que o padrão dos carregadores e da infra-estrutura de recarga deverá diferir em certos países. A SAE J1772 é uma norma da América do Norte mantida pela SAE (*Society of Automotive Engineers*) e está sendo utilizada pelos EUA e Japão, enquanto que a norma IEC 62196 é norma internacional desenvolvida pela *International Electrotechnical Commission* (IEC) e vem sendo mais utilizada pela Europa (Bohn, 2011).

Essas normas, assim como vários estudos¹⁸, definem possíveis níveis de recarga dos veículos. Em linhas gerais, pode-se dividir a recarga em três diferentes níveis. O nível 1 utiliza tomada elétrica residencial padrão. No Brasil, há dois padrões de tensão para a distribuição secundária de corrente alternada trifásica em redes públicas: 380/220 e 220/127 V (Brasil, 1988). Os valores padrões de disjuntores utilizados para tomadas de uso geral são de 10 a 20 A. Neste estudo, a guisa de exemplificação, será admitido o padrão de 220/127 V. Assim, admitindo um circuito fase-neutro de 127 V com corrente de 15 A e fator de potência unitário, a potência máxima de recarga será de 1,9 kW. Embora seja um valor de potência relativamente baixo, o que indica um elevado tempo de recarga, este tipo de tomada pode ser suficiente para muitos proprietários de PHEVs. A maior quantidade de energia demandada pelos BEVs irá, provavelmente, necessitar de formas de recargas com maiores potências.

O nível 2 de recarga admite a ligação fase-fase de 220 V. Neste nível, pode-se dividir as formas de recarga em dois sub-níveis: baixo, como corrente entre 10 e 20 A, e alto, como correntes mais elevadas. A recarga no nível 2 pode ocorrer tanto nas residências como em estações públicas de recarga. Nesta forma de recarga há a necessidade de pequenas mudanças na infra-estrutura, principalmente com correntes mais elevadas, como mudanças de cabos, disjuntores e aterramento.

A última forma de recarga seria o nível 3, que se encontra mais na fase de estudos. Este nível compreende as recargas rápidas, que seriam feitas exclusivamente em postos públicos de recarga. O nível 3 admite tensão próximas a 600 V (em CA ou CC) com potência que podem chegar a 240 kW. A alta potência envolvida neste nível está além da capacidade dos transformadores que alimentam regiões residenciais e até mesmo alguns que servem a áreas comerciais, necessitando modificações e reforços na rede elétrica da região. A Tabela 6 exhibe um resumo das formas de recargas possíveis, considerando os diferentes níveis de recarga.

¹⁸ Ver, por exemplo, Taylor *et al.* (2009), Green II *et al.* (2011) e Zhang *et al.* (2011).

Tabela 6 – Formas de Recarga

Método	Tensão (V)	Corrente (A)	Potência (kW)
Nível 1	127 CA	10 - 20	1,2 - 2,5
Nível 2 (baixo)	220 CA	10 - 20	2,2 - 4,4
Nível 2 (alto)	220 CA	< 80	< 18
Nível 3 (CA)	< 600 trifásico		15 - 96
Nível 3 (CC)	600 CC		< 240

Fonte: Elaboração Própria

Um ponto importante a ser discutido é o acesso dos veículos elétricos para a recarga feita nas residências. Diversas residências ao redor do mundo já possuem locais de estacionamento com acesso a tomadas elétricas. Para outras regiões, contudo, esse acesso vai exigir novos investimentos e modificações nos sistemas elétricos. Esta situação envolve o caso do Brasil, em que os grandes centros urbanos apresentam uma maior concentração de prédios que, em geral, possuem apenas algumas tomadas de acesso público aos moradores do prédio. Mais grave ainda é o caso das residências que não possuem um espaço de estacionamento dedicado. Nesta situação, a recarga durante a noite será mais complicada (EC, 2009).

Para a recarga durante o dia em locais públicos, há a necessidade de construção de infraestrutura adequada, que inclui locais públicos de recarga (por exemplo, em escritórios, centros comerciais e estacionamento de rua). Este tipo de infra-estrutura torna-se fundamental para incentivar a utilização em larga escala dos BEVs, principalmente quando o sistema de recarga nas residências for limitado, como discutido anteriormente. Atualmente, a infra-estrutura pública para recarregar veículos elétricos é muito limitada ou inexistente na maioria das cidades, embora algumas cidades já possuam infra-estrutura instalada como parte de projetos-piloto e outros programas (IEA, 2011b).

O custo de infra-estrutura, de acordo com Schroeder e Traber (2012), para instalação do nível 2 nas residências é da ordem de mil Euros, como apresentado na Tabela 7, podendo chegar a quase 100 mil Euros no caso de um sistema de recarga rápida. No entanto, os governos e a indústria automobilística precisam determinar quem vai pagar por estes custos, e em que ponto durante a expansão dos veículos elétricos os diferentes investimentos deverão ser feitos. Tendo em vista que os PHEVs demandam menos energia nas baterias, pois ainda contam com o tanque de combustível e o motor de combustão interna, uma estratégia que vise o menor custo para o sistema seria de incentivo ao PHEVs com estímulo à recarga noturna nas residências, em um primeiro momento, o que incentivaria a indústria automobilística e,

consequentemente, o desenvolvimento de novas pesquisas no campo das baterias. O incentivo aos BEVs poderia ocorrer em um segundo momento, quando já estivessem disponíveis sistemas públicos de recargas de baterias e, possivelmente, um menor custo do veículo devido ao aprendizado tecnológico. (IEA, 2011b).

Tabela 7 – Custo de Infra-Estrutura por Ponto de Recarga

	Nível 3 (CC)	Nível 3 (CA)	Nível 2 (alto)	Nível 2 (baixo)	Nível 2 (baixo)
Local	Público	Público	Público	Público	Residência
Material (EUR)	40.000 (40.000-75.000)	40.000 (40.000-75.000)	4.000 (4.000-7.500)	2.000	500
Reforço do grid (EUR)	15.000	10.000	2.000	1.000	0
Transformador (EUR)	0–35.000	0	0	0	0
Total CAPEX (EUR)	55.000	50.000	6.000	3.000	500
Manutenção (EUR/ano) (10% OPEX)	4.000	4.000	400	200	50
Total OPEX (EUR)	40.000	40.000	4.000	2.000	500
Investimento total (EUR)	95.000	90.000	10.000	5.000	1.000

Fonte: Schroeder e Traber (2012)

Nota: CAPEX – Custo de Capital (*Capital Expenditure*); OPEX – Custo de Operação e Manutenção (*Operational Expenditure*).

Uma alternativa discutida atualmente para diminuir o impacto do custo da bateria dos veículos elétricos, o que pode retardar a entrada deste tipo de veículos no mercado, é a partir de sistemas de troca de baterias (*battery swapping*). A troca de baterias refere-se à possibilidade da construção de estações de serviço que ofereceriam aos proprietários dos veículos a oportunidade de trocar a bateria, quando esta estivesse deplecionada, por uma bateria carregada.

Este modelo foi desenvolvido pela empresa *Better Place*, que atualmente possui compromisso com diversos países e parceria com a Renault-Nissan, cujos modelos recentes de BEVs e PHEVs estão adaptados para o sistema de troca automatizada de baterias em estações fixas (Brown *et al.*, 2010).

Neste novo modelo de negócio, a propriedade de baterias de automóveis é desvinculada da posse do veículo, e as pessoas passam a alugar a bateria através de um contrato baseado em quilômetros percorridos. No centro desse arranjo estaria um operador de recarga da rede elétrica (*Electric Recharge Grid Operator – ERGO*), que é a detentora das baterias, redige os contratos com os consumidores, e instala a infra-estrutura necessária, incluindo estações de recarga dentro da cidade e sistemas automatizados de troca de bateria para viagens de longas

distâncias (Barkenbus, 2009). A dissociação entre os custos de bateria dos custos de compra de veículos pode tornar os veículos elétricos mais competitivos, visto que o valor das baterias (assim como o tempo de recarga) estaria atrelado ao serviço e não ao veículo.

Todavia, a introdução em larga escala deste mecanismo está intimamente ligada ao desenvolvimento de infra-estrutura e os modelos adotados de negócio (IEA, 2011b), que possui como desvantagens o elevado custo de capital, da ordem de 500 mil dólares para a construção de uma única estação típica de troca de baterias (Shukla *et al.*, 2011), e a necessidade de padronização dos locais e formatos das baterias para a troca mecanizada (Brown *et al.*, 2010). Isto indica que este tipo de sistema deverá seguir basicamente dois caminhos: surgir de forma lenta e gradual, possivelmente evoluindo como uma alternativa ao sistema convencional de recarga, em paralelo com o desenvolvimento de novas tecnologias, como o uso de ultra-capacitores e materiais nano-estruturados, ou ser publicamente incentivado, como ocorreu com a maior parte da infra-estrutura logística de combustíveis líquidos no pós-guerra.

3.3 Impacto dos Veículos Elétricos na Rede Elétrica

O impacto dos veículos elétricos na rede elétrica está intimamente associado ao momento da recarga. Segundo Kiviluoma e Meibom (2011) e Hadley e Tsvetkova (2008), com a recarga da bateria sem qualquer controle, é provável que o pico de energia elétrica da noite seja aumentado, e, conseqüentemente, a utilização de unidades geradoras para atender à demanda de pico irá aumentar.

Do ponto de vista do sistema de distribuição, diversos estudos analisam os impactos da entrada de veículos elétricos em diferentes cenários de penetração e de recarga dos veículos elétricos e híbridos *plug-in*. Os impactos associados com a recarga no horário de pico e maior penetração dos veículos incluem o aumento da carga dos transformadores, perdas no sistema de distribuição, desvios de tensão e aumento da corrente de falta (Green II *et al.*, 2011; Lin *et al.*, 2010; Papadopoulos *et al.*, 2010; Clement-Nynset *et al.*, 2010; Shao *et al.*, 2009). Ademais, devido às características especiais de carga dos carregadores de veículos elétricos e PHEV, a recarga dos veículos pode demandar potência reativa e gerar distorções harmônicas (Onar e Khaligh, 2010).

Assim, localmente, a infra-estrutura elétrica das casas precisará estar preparada para recarregar os BEVs e PHEVs simultaneamente com outros aparelhos elétricos. Estacionamentos também precisarão estar preparados para recarregar grandes quantidades de veículos e, finalmente, a rede de energia elétrica nacional deverá estar disponível para recarga simultânea de uma frota de veículos elétricos e híbridos *plug-in*.

A demanda de energia da rede elétrica para abastecer os veículos elétricos é função da voltagem e amperagem da conexão à rede, conforme discutido no item anterior. A capacidade da bateria a ser recarregada irá determinar o tempo de recarga, como exemplificado na Tabela 8.

Tabela 8 – Tempo de Recarga Considerando a Bateria Totalmente Descarregada

Veículo	Energia (kWh)	Autonomia ¹ (km)	Recarga ² (horas)		
			Nível 1	Nível 2	Nível 3
			1,9 kW	7,7 kW	150 kW
PHEV/BEV	1	6	0,53	0,13	0,01
PHEV/BEV	2	12	1,05	0,26	0,01
PHEV/BEV	5	30	2,63	0,65	0,03
PHEV/BEV	15	90	7,89	1,95	0,10
BEV	30	180	15,79	3,90	0,20
BEV	50	300	26,32	6,49	0,33
BEV	65	390	34,21	8,44	0,43
BEV	80	480	42,11	10,39	0,53

Fonte: Elaboração Própria

¹ Considerando o desempenho energético de 6 km/kWh discutido no item 2.4

² Valores estimados uma vez que cada tipo de bateria necessita de formas diferenciadas de recarga para evitar superaquecimento e modificações nas características dos elementos

Para um veículo elétrico, com uma bateria com capacidade de armazenamento de 30 kWh totalmente deplecionada, o tempo de recarga em uma tomada de uso geral do setor residencial (nível 1) seria superior a 16 horas. No caso de um PHEVs, o maior consumo de energia elétrica se dá no Modo Depleção de Carga, onde a bateria descarrega 55-70% do SOC máximo. Considerando um veículo com uma bateria capaz de armazenar 15 kWh, a recarga necessária seria de 8,25 kWh (55%) a 10,50 kWh (70%). Assim, admitindo-se um recarga no nível 1, o tempo de recarga seria de 4,3 h (8,25 kWh) a 5,5 h (10,50 kWh), desconsiderando-se as perdas.

Entretanto, estes valores representam apenas estimativas, pois algumas baterias requerem um tempo mínimo para conseguir realizar a recarga completa. Isso ocorre, pois a corrente enviada pelo carregador deve cair para valores pré-estabelecidos quando o estado de carga da bateria atinge determinado valor (em geral, superior a 80%) para evitar o superaquecimento. De fato, um dos desafios enfrentados pelas empresas da bateria é projetar e fabricar baterias que aceitem correntes de recarga rápida sem causar superaquecimento ou deterioração do equilíbrio de tensão entre os bancos das células (Thomas, 2009).

Caso a recarga dos veículos ocorra nas residências (o que provavelmente ocorrerá na ausência de infra-estrutura pública de recarga) há uma tendência natural de esta recarga ocorrer após a última viagem realizada. Teste-piloto realizado pelo Laboratório Nacional de Idaho (*Idaho National Laboratory – INL*) confirma, em grande parte, a noção de que, na ausência de infra-estrutura pública para recarga, o proprietário do veículo tende a carregá-lo entre 18h e 22h. A Figura 12 exhibe o padrão de direção e de recarga para uma frota de veículos elétricos em cinco estados americanos no período de janeiro e fevereiro de 2008. O resultado confirma que enquanto a condução se concentra ao longo do dia, a carga é realizada no período da noite.

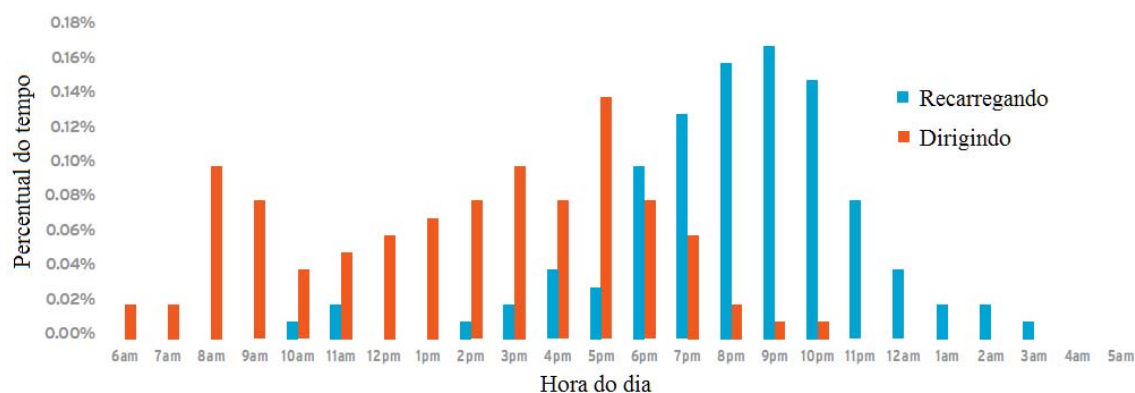


Figura 12 – Perfil de Utilização e Recarga dos Veículos Elétricos

Fonte: INL (2008) *apud* EC (2009)

Entretanto, os veículos de uso pessoal passam a maior parte do tempo estacionados (em estacionamentos ou garagens), conforme apresentado na Figura 13. De acordo com a pesquisa realizada, na média, os veículos passam 90% do tempo estacionados. Logo, caso haja infra-estrutura de recarga adequada, a recarga pode ser feita basicamente a qualquer hora do dia.

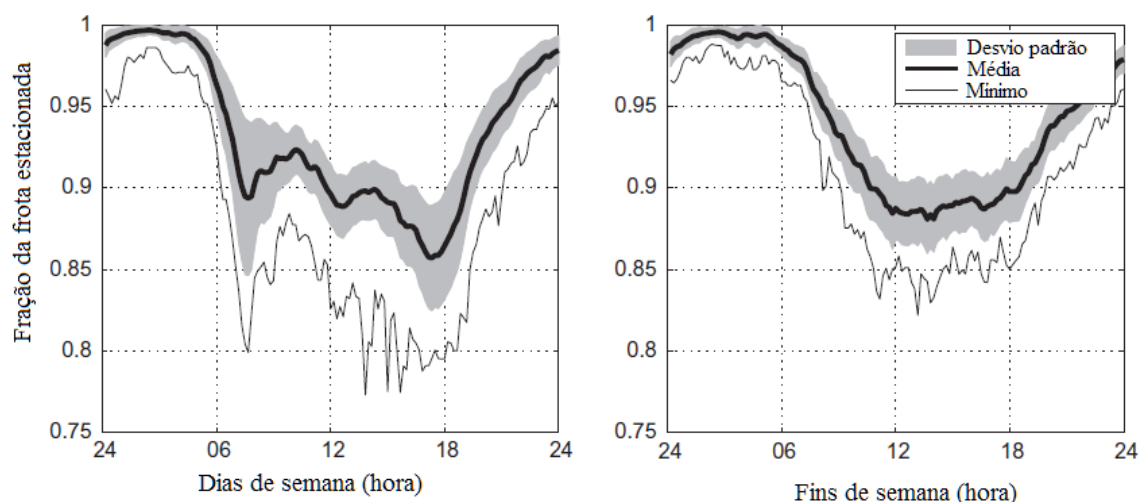


Figura 13 – Fração dos Veículos Estacionados

Fonte: Pearre *et al.* (2011)

Conforme discutido, a questão central associada ao impacto de veículo elétrico na rede está relacionada com o momento da recarga. De fato, o momento da recarga é muito importante, pois não é a energia demandada pelos veículos o principal problema, mas sim a potência necessária. A guisa de exemplificação, admitindo-se que 20% da frota atual de veículos leves no Brasil fossem elétricos e percorressem anualmente 8 mil quilômetros com um desempenho energético de 6 km/kWh, a demanda de energia dos veículos seria de 7,9 TWh, o equivalente a menos de 2% da demanda de energia elétrica do Brasil, em 2011, como apresentado na Tabela 9.

Tabela 9 – Simulação do Impacto Energético

% Frota Atual	Frota (10 ³ veículos)	Distância Média Anual (km)	Desempenho Médio (km/kWh)	Energia (TWh)	% Brasil 2011
10%	2.980	8.000	6,0	4,0	0,9%
20%	5.960	8.000	6,0	7,9	1,7%
50%	14.899	8.000	6,0	19,9	4,4%
70%	20.859	8.000	6,0	27,8	6,1%
100%	29.798	8.000	6,0	39,7	8,7%

Fonte: Elaboração Própria a partir de ANFAVEA (2011) e MME (2011).

A mesma análise sob o ponto de vista de potência evidencia o problema. Hipoteticamente, se 20% da atual frota de veículos leves nacional fossem elétricos e fizessem a recarga de suas baterias após as 18h, admitindo-se uma taxa de sobreposição de 60% (ou seja, 60% da frota de veículos elétricos estariam realizando a recarga no mesmo período), seria necessário uma potência de 6,8 GW, ou seja, um acréscimo de quase 10% na demanda máxima de energia

elétrica do país, como apresentado na Tabela 10. No caso de uma recarga no nível 2, este valor poderia chegar a quase 20%.

Tabela 10 – Simulação do Impacto de Potência

% Frota Atual	Frota (10 ³ veículos)	Potência Unitária Recarga (kW)	Taxa Superposição	Potência (GW)	% Pico	% Potência Instalada
10	2.980	1,9	60%	3,4	4,9%	2,8%
20	5.960	1,9	60%	6,8	9,7%	5,7%
50	14.899	1,9	60%	17,0	24,3%	14,2%
70	20.859	1,9	60%	23,8	34,1%	19,9%
100	29.798	1,9	60%	34,0	48,7%	28,5%
10	2.980	7,7	30%	6,9	9,9%	5,8%
20	5.960	7,7	30%	13,8	19,7%	11,5%
50	14.899	7,7	30%	34,4	49,3%	28,9%
70	20.859	7,7	30%	48,2	69,1%	40,4%
100	29.798	7,7	30%	68,8	98,7%	57,7%
10	2.980	150	1%	4,5	6,4%	3,7%
20	5.960	150	1%	8,9	12,8%	7,5%
50	14.899	150	1%	22,3	32,0%	18,7%
70	20.859	150	1%	31,3	44,9%	26,2%
100	29.798	150	1%	44,7	64,1%	37,5%

Fonte: Elaboração Própria a partir de ANFAVEA (2011), ANEEL (2011) e ONS (2011).

Este quadro evidencia a importância de uma análise do impacto do uso de eletricidade pelos veículos leves no Brasil. O momento da recarga dos veículos é importante para entender o impacto desse tipo de tecnologia no país. Entretanto, como discutido, o momento da recarga está associado à disponibilidade de infra-estrutura para a recarga fora do horário da demanda máxima do sistema, ou seja, recarga em postos públicos. Outro ponto importante de analisar é que o momento do pico da demanda elétrica está sofrendo alterações em algumas regiões do país por conta do uso acentuado do ar condicionado e a implementação do horário de verão (Poodle, 2011). Isto mostra a importância de uma análise detalhada do impacto dos veículos elétricos no Brasil, e, mais do que isso, a importância do desenvolvimento de um modelo capaz de realizar tal análise. Este tópico será mais bem detalhado no estudo de caso proposto no capítulo 5.

3.4 Veículos Elétricos e Fontes Variáveis de Geração de Energia Elétrica

Algumas das principais fontes renováveis geram energia elétrica de forma variável, devido a dependerem do fluxo de energia cuja previsibilidade é estocástica. Assim, é muito difícil ajustar a produção de energia com a demanda, o que pode ocasionar em excesso de produção

de energia, em especial em sistemas inflexíveis, ou não atendimento da carga (Denholm e Hand, 2011; Wilson *et al.*, 2011; De Jonghe *et al.*, 2011). Desta forma, não obstante os impactos elétricos envolvendo o uso dos veículos BEVs e PHEVs, se bem administrada, a frota de veículos pode ser usada para auxiliar na operação e despacho de fontes variáveis de geração de eletricidade.

Neste sentido, a operação conjunta dos veículos elétricos e fontes variáveis de energia pode ser vantajosa para o sistema elétrico, pois as baterias dos veículos podem operar como um *buffer*, absorvendo excessos de energia elétrica em momentos alta produção e baixa demanda. Isto pode ser importante para praticamente todas as fontes variáveis de energia sem armazenamento, como usinas eólicas, fotovoltaicas e concentradores solares sem armazenamento térmico. Neste trabalho é dada uma atenção especial para o caso dos sistemas eólicos devido ao otimismo em torno da expansão de geração eólica, em especial no Nordeste do país. Enquanto que a capacidade total instalada de energia eólica no país hoje é de 930 MW (ANEEL, 2011), a expectativa é de que, até 2013, sejam adicionados quase 4.000 MW de geração eólica, principalmente no Nordeste (EPE, 2011).

Contudo, uma tendência da região Nordeste do país também é a crescente inflexibilidade do seu sistema elétrico, devido à projetada expansão de usinas nucleares e hidrelétricas a fio d'água. Conforme Denholm e Hand (2011) e Strbac *et al.* (2007), este quadro indica a necessidade de modelar adequadamente o sistema elétrico, visando integrar nele fontes variáveis de eletricidade. Neste caso, a alternativa do estoque de eletricidade (Wilson *et al.*, 2011; De Jonghe *et al.*, 2011) deve ser considerada, incluindo a inserção de veículos elétricos e híbridos *plug-in* (Sioshansi e Denholm, 2010).

3.4.1 O caso do Sistema Eólico

Ao longo da última década, a geração de energia eólica apresentou expressivo crescimento nas matrizes mundiais de geração elétrica como consequência de sua renovabilidade, da redução de seus custos de geração ao longo do tempo e de sua não geração de poluição local e

global¹⁹ (Sovacool, 2008). De acordo com WWEA (2011), a capacidade instalada de geração eólica no mundo, em 2000, era de 18 GW e, em junho de 2010, passou para 175 GW.

A interação diferenciada de usinas eólicas com o sistema elétrico pode causar impactos locais e/ou mais amplos neste, devendo exigir novas abordagens e novas soluções para a operação do mesmo. De fato, existem significativas diferenças entre as centrais eólicas e os geradores síncronos convencionais. Por exemplo, as turbinas eólicas empregam diferentes sistemas de geração elétrica (muitas vezes baseados em eletrônica de potência) comparativamente com os usados nas centrais convencionais; a energia primária, o vento, não é controlável e varia estocasticamente; e o tamanho individual típico de geradores eólicos é muito menor do que o de um gerador síncrono convencional (Slootweg, 2003).

Estas diferenças não representaram grande desafio para a expansão do uso da energia eólica até o momento, porquanto a participação desta nos sistemas energéticos mundiais é ainda relativamente baixa, à exceção de em algumas regiões, como no oeste da Dinamarca, no norte da Alemanha e Galícia na Espanha (Saheb-Koussa *et al.*, 2010). Contudo, o crescimento do uso desta fonte variável de geração elétrica pode mudar este quadro (Wilson *et al.*, 2011).

Os possíveis impactos locais de sistemas eólicos no sistema elétrico são os que ocorrem na proximidade das turbinas e/ou parques eólicos. Os principais impactos se dão na redução do controle de tensão, alteração na corrente de curto-circuito e alteração na qualidade da energia, como geração de harmônicos e cintilação (*flicker*) (Anaya-Lara *et al.*, 2009; Manwell *et al.*, 2002; Burton *et al.*, 2001). Estes efeitos ocorrem independentemente do nível de penetração de energia eólica no sistema elétrico e são influenciados pelo tipo de tecnologia utilizada para geração eólica (Slootweg, 2003).

Os impactos mais amplos no sistema elétrico são o desequilíbrio entre carga e geração, geração de reativos e redução do controle de frequência (Anaya-Lara *et al.*, 2009; Fernandez *et al.*, 2007; Arita *et al.*, 2006; Morren *et al.*, 2006; Lalor *et al.*, 2005). Estes problemas estão fortemente relacionados com o nível de penetração desta tecnologia no sistema, enquanto que o nível de disseminação geográfica dos aerogeradores e o tipo de turbina eólica aplicada são menos importantes. De fato, conforme Ackermann e Söder (2005), a penetração em larga

¹⁹ As emissões diretas da produção de eletricidade a partir de energia eólica são nulas. No entanto, existem emissões indiretas, ou seja, associadas ao ciclo de vida dos materiais: produção das pás da turbina, da nacelle, da torre, assim como do transporte dos equipamentos.

escala de usinas eólicas (acima de 30% em energia) em grandes sistemas elétricos interconectados pode exigir uma reestruturação, passo-a-passo, das abordagens de operação dos sistemas elétricos existentes.

Recentemente, diversos avanços foram feitos nos métodos de previsão de comportamento de vento e os erros associados têm se mostrado relativamente baixos (Fox *et al.*, 2007; Landberg *et al.*, 2003). Outro fator importante é o efeito da diminuição da variação temporal do vento e a redução do erro de previsão que a distribuição geográfica das turbinas eólicas pode ocasionar. Segundo Harvey (2010b), com o aumento da distribuição geográfica e do número de aerogeradores reduz-se a volatilidade temporal do vento, uma vez que oscilações menores de vento não afetarão todas as turbinas simultaneamente. A distribuição geográfica também pode reduzir os erros de previsão. Este efeito é atribuído ao fato de que parte do erro não-correlacionado reduz o erro de previsão agregada (Albadi e El-Saadany, 2010).

Todavia, mesmo com o prévio conhecimento da distribuição de vento de uma região, é possível que ocorra um desbalanço entre geração e carga, pois nem sempre o comportamento do vento e o perfil da demanda elétrica estão correlacionados. Tal fato se torna particularmente importante para o Nordeste do Brasil onde, como será visto nos capítulos seguintes da tese, há excesso de vento em períodos de baixa demanda de energia elétrica.

As características do sistema elétrico no qual será introduzida a energia eólica também possuem forte influência no desbalanço entre geração e carga. No caso de um sistema elétrico relativamente inflexível, com grande participação de geradores com restrições operativas para carga parcial, ou para serem ligados e desligados com frequência, como plantas nucleares, térmicas a carvão ou até mesmo hidroelétricas com baixa capacidade de acumulação de energia (usinas a fio d'água), a entrada de usinas eólicas pode levar a um desbalanço entre geração e demanda. Mais do que isso, a flexibilidade operacional do sistema, medida em aumento de potência por tempo, também é afetada. Como este estudo mostrará, isto poderá ocorrer futuramente no Nordeste do Brasil, que possui hidroelétricas com baixa capacidade de armazenamento de água, perspectiva de construção de usinas nucleares e alto potencial eólico.

Diversas medidas podem ser adotadas para reduzir ou eliminar este problema, que vão desde modificações na própria usina eólica a adequações do sistema energético, como a complementação de geração eólica com outras fontes convencionais de energia que possuam maior flexibilidade e controlabilidade (com tempo reduzido de resposta ao aumento/redução

da carga/geração), e/ou ampliação do sistema de transmissão para melhor integração da malha elétrica e/ou o uso de armazenamento de energia (Denholm e Hand, 2011; Castro *et al.*, 2008; Strbac *et al.*, 2007).

As medidas na própria usina eólica incluem a possibilidade de desligar alguns geradores de um parque eólico, ou alterar o ângulo de passo das pás de algumas turbinas para reduzir a potência de saída das usinas, no caso de excesso de geração. Para aumentar a potência de saída da usina podem-se manter alguns geradores eólicos de uma usina em *stand-by*, ou trabalhar com ângulos de passo das pás diferentes daqueles que extrairiam a potência máxima do vento (Fox *et al.*, 2007). Nota-se que estas alternativas reduzem a otimização da operação dos geradores eólicos em prol de uma maior controlabilidade. Assim, em sistemas de geração eólica é impossível maximizar a potência gerada e ainda dispor de controlabilidade, devido à impossibilidade de se armazenar a energia primária disponível.

A segunda solução implica na necessidade de grandes quantidades de plantas convencionais flexíveis e maior reserva de potência ativa para garantir o atendimento da carga e maior segurança energética²⁰. Todavia, a necessidade de se manter uma proporção significativa de plantas convencionais para garantir a segurança do abastecimento pode levar a um aumento dos custos de operação do sistema (Strbac *et al.*, 2007).

Dentre as formas de armazenamento, baterias elétricas apresentam um importante papel, devido à possibilidade de rápido armazenamento e descarga de potência ativa. Assim, um sistema de armazenamento com baterias pode melhorar a confiabilidade do fornecimento de energia durante períodos de pico e absorver excessos de geração de energia eólica. Ademais, baterias podem auxiliar em serviços ancilares do sistema elétrico, como controle de frequência, nivelamento de carga, reserva girante, regulação da área, estabilização de linha de transmissão e correção do fator de potência (Aditya e Das, 2001).

Neste sentido, a possível eletrificação do setor de transporte pode representar uma alternativa para maior integração de fontes variáveis à rede elétrica. Neste caso, veículos elétricos se prestariam também a armazenar energia, não se comportando, apenas, como cargas elétricas. Esta acomodação poderia ocorrer basicamente de duas formas. Na primeira delas os veículos elétricos poderiam ser utilizados como cargas elétricas inteligentes e consumir energia elétrica

²⁰ Vide, por exemplo, Norheim e Pudjianto (2008) e Dany (2001).

em casos de excesso de geração elétrica variável. No segundo caso, os veículos poderiam funcionar como um grande armazenador de energia, sendo abastecidos na base e fornecendo parte da energia no pico do sistema.

3.5 Emissões Associadas

As emissões de CO₂ associadas ao uso dos veículos puramente elétricos (BEVs) são relacionadas com o processo de geração de energia elétrica. Ou seja, em outras palavras, as emissões diretas dos veículos elétricos são nulas. Isso quer dizer que, desconsiderando as emissões dos processos de fabricação dos produtos que compõem o veículo²¹, as emissões ao longo da cadeia da utilização dos veículos elétricos dependerá da fonte de energia utilizada para a geração de energia elétrica. Cumpre mencionar que as emissões ao longo da cadeia considerando a produção de energia elétrica por fontes renováveis são nulas.

No caso dos PHEVs, como há o motor de combustão interna, a emissão direta do veículo dependerá da forma de gerenciamento de energia empregada. No caso de uma direção focada mais no modo depleção de carga (CD), a fonte de energia principal será a energia elétrica e as emissões estarão associadas ao processo de geração de energia elétrica, de forma similar ao BEV. No caso da utilização do modo sustentação de carga (CS), a fonte de energia será o combustível líquido. Assumindo que os veículos PHEVs cheguem ao Brasil com motores flexíveis, a emissão de CO₂ também será função da relação álcool/etanol/gasolina utilizada na hora do abastecimento.

Como exemplificação, são calculadas as emissões WTW (*Well to Wheel*) dos BEVs e PHEVs, operando no modo CD, para as diferentes formas de geração de energia elétrica, como mostrado na Figura 14. Neste exemplo, admite-se o desempenho energético dos BEVs de 6 km/kWh e 9 km/kWh dos PHEVs e foram desconsideradas as perdas nos sistemas de transmissão e distribuição, assim como as perdas nos carregadores.

²¹ Este, no entanto, é um tema de trabalho importante para análises futuras, tendo em vista que os processos eletroquímicos de baterias avançadas são eletro-intensivos, assim como há o problema de descarte da bateria e de obtenção do material inorgânico.

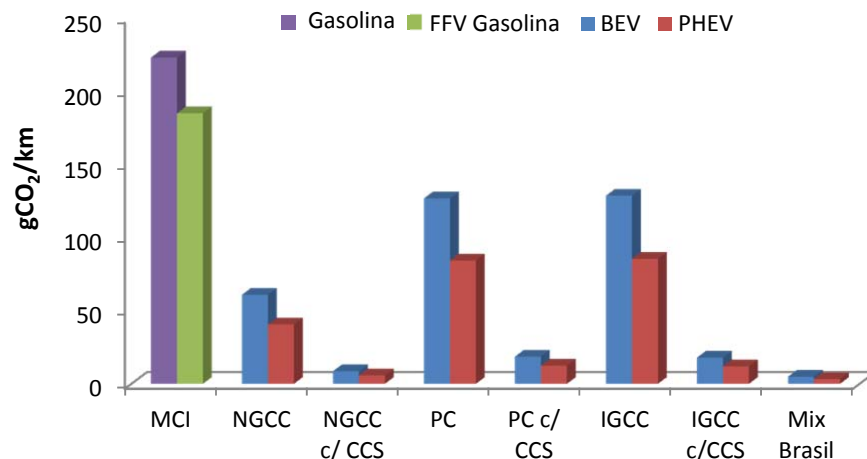


Figura 14 – Emissão Associada aos BEVs e PHEVs

Fonte: Elaboração Própria a partir de Rubin *et al.* (2007); MCTI (2012); CETESB (2009)

Nota: MCI – Motor de Combustão Interna; NGCC – *Natural Gas Combined Cycle*; PC – *Pulverized Coal*; IGCC - *Integrated Gasification Combined Cycle*; CCS – *Carbon Capture and Storage*; FFV – *Flex-Fuel Vehicle*. Mix Brasil representa a emissão considerando o fator médio de emissão do *grid* brasileiro (margem operativa); PHEVs em operação no modo CD, ou seja, consumindo apenas eletricidade.

Nesta simulação são também apresentadas as emissões diretas dos veículos convencionais com MCI rodando a gasolina²². Neste caso, não são consideradas as emissões ao longo da cadeia de produção dos combustíveis líquidos, que, em seu uso final, contribuem com aproximadamente 85% das emissões totais da cadeia. Este valor é baseado em IEA (2004), onde as emissões veiculares representam de 84 a 88% das emissões totais. Cabe enfatizar que estes valores de emissão no uso final são da gasolina C. Se levar em conta que todo o carbono emitido pelo álcool etílico anidro (misturado na proporção de 20 a 25% em volume na gasolina C) é reabsorvido durante a fotossíntese no cultivo da biomassa (cana-de-açúcar)²³, este valor tenderia a sofrer uma ligeira redução. Este, inclusive, é o motivo de não ser apresentada a emissão derivada do uso de álcool etílico hidratado nos veículos *flex-fuel*.

²² Uma particularidade deste ponto é a maior emissão dos veículos a gasolina comparativamente com veículos flexíveis rodando a gasolina. De acordo com Rodrigues (2012), isto pode ser explicado pela amostra realizada pelo CETESB (2011), onde o grupo dos veículos *flex-fuel* inclui veículos de categorias mais econômicas, como sub-compactos, compactos e médios, enquanto que as versões a gasolina prevalecem veículos de maior porte.

²³ Esta consideração tende a não refletir integralmente a realidade, pois, de acordo com MACEDO *et al.* (2004), existe uma baixa emissão de CO₂ na fase de produção do álcool, próximo de 10% de emissão que o mesmo volume de gasolina emitiria, já que são utilizados de 8 a 10% de energia fóssil para produzir álcool.

Admitindo o pior cenário (para as plantas IGCC e de carvão pulverizado), as emissões de CO₂ pelos veículos considerando toda a cadeia de produção ficam na ordem de 130 gCO₂/km, inferior ao valor de 223 gCO₂/km para os veículos leves novos a gasolina, e 185 gCO₂/km, para os veículos leves novos *flex-fuel* rodando a gasolina, no Brasil, no ano de 2008 (CETESB, 2009). Levando-se em conta a estrutura atual da produção de energia elétrica no país, as emissões dos BEVs caem para valores abaixo de 5 gCO₂/km. Tal fato se deve a baixa emissão do sistema interligado brasileiro na sua operação, que, em 2011, foi da ordem de 0,029 tCO₂/MWh, como apresentado na Tabela 11.

Tabela 11 – Fator de Emissão Médio (tCO₂/MWh) do Grid Brasileiro

Ano	2011	2010	2009
Janeiro	0,026	0,021	0,028
Fevereiro	0,029	0,028	0,024
Março	0,021	0,024	0,025
Abril	0,020	0,024	0,025
Maio	0,027	0,034	0,041
Junho	0,034	0,051	0,037
Julho	0,031	0,044	0,024
Agosto	0,030	0,077	0,020
Setembro	0,027	0,091	0,016
Outubro	0,035	0,082	0,018
Novembro	0,036	0,087	0,018
Dezembro	0,035	0,053	0,019
Média Anual	0,029	0,051	0,025

Fonte: MCTI (2012)

Mesmo considerando o fator de emissão médio do sistema elétrico nacional, em 2010, que foi de 0,051 tCO₂/MWh por conta da maior geração de eletricidade por termelétricas no país, a emissão WTW dos BEVs passa para menos de 8,6 gCO₂/km.

3.6 Sistema V2G

A principal característica por trás do conceito do sistema *Vehicle to Grid* (V2G) é que o usuário do veículo passa a não ser mais apenas um consumidor de energia, mas sim um possível gerador de energia elétrica para o sistema, através da energia armazenada nas baterias dos veículos. De fato, caso seja economicamente atraente, o fornecimento de energia para a rede elétrica poderia ser feita também com o uso do combustível líquido, no caso de veículos *plug-in*, neste caso, de forma mais ineficiente por conta do rendimento do motor de combustão interna.

Esta interação entre veículo e rede elétrica pode trazer alguns benefícios para o sistema energético. O principal benefício do sistema V2G é a possibilidade de o veículo operar como gerador distribuído. No entanto, surge a questão se os veículos, via V2G, podem fornecer serviços de energia elétrica competitivo em relação às tecnologias convencionais de geração de eletricidade. A eletricidade pode ser caracterizada de acordo com os mercados específicos de energia, que diferem em termos de método de controle, tempo de resposta, duração, termos de contrato e preço (Turton e Moura, 2008). O sistema V2G já foi analisado em diversos estudos (Kempton *et al.*, 2001; Kempton e Kubo, 2000; Kemton e Letendre, 1997; Sovacool e Hirsh, 2009; Kempton e Tomic, 2005b) que mostraram que este sistema é menos adequado para a geração de energia elétrica de base, mas pode ser adequado para a prestação de serviços de regulação, reserva girante e atendimento a demanda de pico. Estes serviços são descritos abaixo (Turton e Moura, 2008; Reis, 2008; Kempton e Tomic, 2005a):

(a) Geração de Ponta: É a geração de energia para atender o pico de carga. Normalmente, a geração de ponta é feita por usinas de energia que podem ser ligadas de forma relativamente rápida, tais como turbinas a gás. O tempo típico de chamada de uma central deste tipo é de 3 a 5 horas por dia. Desta forma estas plantas são utilizadas apenas durante algumas centenas de horas por ano (ou seja, menos de 10% do tempo).

(b) Reserva girante: É a capacidade de geração de energia disponível em unidades ligadas e sincronizadas com a rede para atender uma eventual demanda adicional. A reserva girante contribui para a estabilidade da rede, ajudando a travar a queda de frequência do sistema quando há perda de geração de energia. O tempo típico de utilização da reserva girante é de 20 vezes por ano com duração compreendida entre 10 minutos e 2 horas.

(c) Serviços de Regulação: São os serviços para obter equilíbrio entre carga e geração de energia, em termos de voltagem e frequência. O controle de frequência é obtido através da injeção de potência ativa. Este tipo de controle exige uma capacidade de resposta rápida, e ocorre tipicamente 400 vezes por dia com duração de alguns minutos. O controle de tensão realiza-se por injeção ou absorção de potência reativa, conseguido através de introdução de elementos capacitivos ou indutivos ou por ação de eletrônica.

Ou seja, o V2G pode auxiliar no atendimento do pico de carga, assim como poderia prestar assistência aos operadores de redes, como manter a confiabilidade e normas de funcionamento do sistema, conhecido como serviços ancilares (*ancillary services*).

De acordo com Lund e Kempton (2008), os ter três elementos necessários para um veículo operar de forma que possa fornecer energia elétrica para a rede (V2G) são:

- (a) Uma conexão de energia com a rede elétrica;
- (b) Controle ou conexão lógica necessária para a comunicação com os operadores de rede;
- (c) Medidores de energia a bordo do veículo.

A Figura 15 é uma ilustração das conexões entre veículos e a rede de energia elétrica. O sinal de controle do operador da rede elétrica é mostrado esquematicamente como um sinal de rádio, mas isso poderia ser feito por meio de uma rede de telefonia celular, conexão direta com a internet ou outras mídias. Em qualquer caso, o operador do sistema (*Independent System Operators* - ISO ou concessionárias) envia pedidos de serviços ancilares para um grande número de veículos. O sinal pode ir diretamente para cada veículo (esquemático no canto superior direito da figura), ou através de uma central conectada a veículos em um estacionamento (escritórios, shoppings, etc.) (esquemático na parte inferior direita da figura).

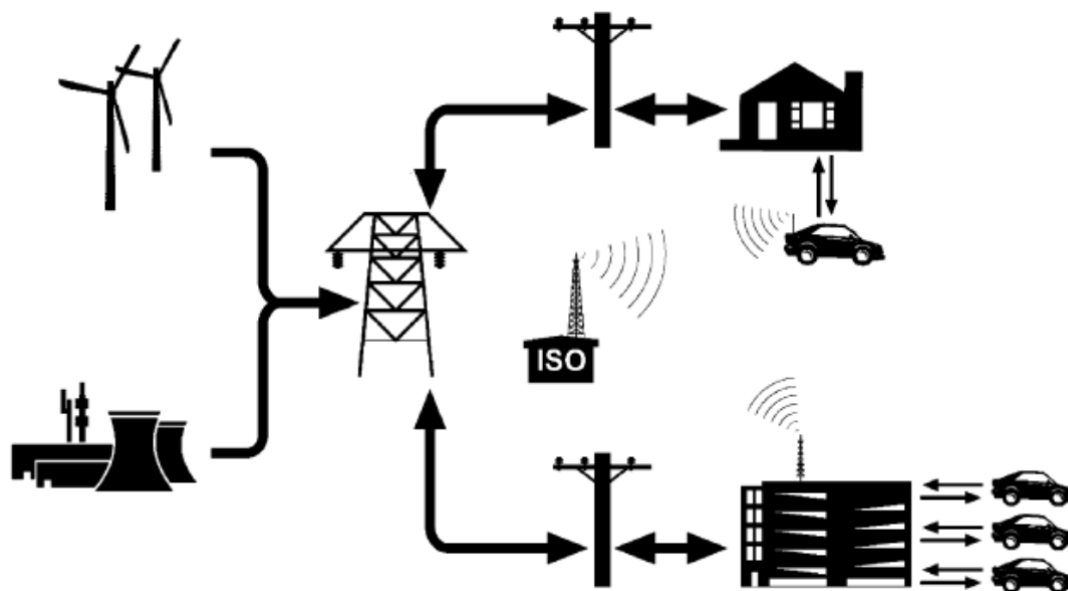


Figura 15 – Esquema Ilustrativo das Linhas de Energia e Conexões sem Fio entre Veículos e a Rede de Energia Elétrica

Fonte: Tomic e Kempton (2007)

Segundo Kempton *et al.* (2001), os veículos de uso pessoal permanecem, pelo menos, 90% do tempo diário parados (em estacionamentos ou garagens), mesmo durante o horário de pico do

tráfego. Desta forma, a capacidade de geração de energia elétrica de um possível V2G pode ser significativa. Se 10% dos atuais 30 milhões de veículos leves no Brasil (ANFAVEA, 2011) utilizarem uma bateria de 15 kW, a capacidade elétrica disponível seria de 40 GW (Atualmente a potência elétrica instalada do país é de 107 GW (ANEEL, 2011)). Este valor poderia ser ainda maior se fosse utilizada a capacidade total das baterias dos veículos puramente elétricos, superiores a 50 kW. No entanto, não é de se esperar que o V2G utilize toda a capacidade dos veículos elétricos, pois quando o usuário necessitasse do veículo poderia não ter energia elétrica disponível. Assim, uma capacidade de 15 kW torna-se um valor razoável para o estudo. No caso dos veículos *plug-in*, este poderia utilizar toda a capacidade de suas baterias, pois o usuário do automóvel teria ainda o motor de combustão interna para o transporte. Note ainda que, como discutido anteriormente, o motor de combustão interna poderia ser utilizado para geração de energia elétrica, o que significaria uma geração de energia ineficiente que reduziria significativamente o tempo de vida dos motores de combustão interna. Para evitar esta arbitragem, a política energética de precificação dos combustíveis deveria ser adequada para ambos os setores (geração elétrica e transportes).

Os três tipos de veículos que possuem as características necessárias para operar como V2G são os veículos a pilha a combustível, que produz eletricidade a bordo a partir de um combustível, como o hidrogênio; os veículos a bateria, que armazenam energia da rede elétrica em uma célula eletroquímica; e os veículos híbrido *plug-in*, que armazenam energia da rede elétrica, bem como permitem a utilização do combustível fóssil.

A principal vantagem da utilização do PHEV como V2G em comparação com veículos elétricos convencionais é que toda a energia disponível pode ser usada para gerar energia para a rede, dado que o proprietário pode começar a próxima viagem usando o combustível líquido.

3.6.1 Limites de Interação entre Veículo e a Rede Elétrica

Os três principais fatores que podem limitar a ligação bidirecional entre o veículo *plug-in* e a rede elétrica (V2G) são (Reis, 2008; Kempton e Tomic, 2005a; Santos, 2009):

- Linha, potência limitada pela ligação física à rede. Tipicamente um veículo leve tem potência de 90 cavalos o que corresponde a cerca de 70 kW de potência máxima. As

instalações elétricas estão dimensionadas para ter uma potência mais baixa, dependendo do tipo de edifício, tipicamente 20 - 50 kW. As tomadas comuns estão desenhadas para suportar intensidades de corrente entre 8 A a 10 A (2 kW).

- Eletrônica de potência. A maior parte dos veículos PHEV supõe um motor elétrico com uma potência maior que o de combustão interna (o Prius, por exemplo, possui um motor elétrico com 50 kW). Na prática os conversores nunca limitam a potência que V2G pode fornecer.
- Capacidade das baterias. A capacidade de descarga ou carga das baterias em termos de potência é largamente superior à capacidade em termos de energia²⁴. Numa aplicação PHEV a limitação principal é a densidade de energia. A potência disponível pelos veículos com armazenamento de energia elétrica para fornecimento de energia para a rede pode ser encontrada de acordo com a Equação 2.

$$PV2G = \frac{E_{\text{disponível}}}{t_{\text{despacho}}} \cdot \eta \quad (\text{Eq. 2})$$

Onde “PV2G” representa o limite de potência a ser entregue para a rede; “ $E_{\text{disponível}}$ ” é a energia que pode ser usada para geração elétrica pelos veículos; “ t_{despacho} ” é tempo típico de despacho ou tempo definido pelo contrato; e “ η ” é o rendimento do sistema.

Analisando a equação acima, tem-se que a potência disponível por energia disponível é fortemente dependente do tempo de despacho, que varia conforme o tipo de mercado ou geração. Para efeitos de planeamento é necessário estudar a energia que em média não é utilizada para efeitos de condução e que pode ser utilizada para V2G. Este fato levanta a necessidade de uma análise dos seguintes fatores:

- Distância média percorrida;
- Rendimento médio (kWh/km);
- Geração de energia na locomoção;
- Possibilidade de recarga.

²⁴ Nas baterias de íon de lítio a densidade de potência versus densidade de energia é 1800W/kg e 160Wh/kg respectivamente.

De certa forma, este último fator de disponibilidade da bateria pode ser influenciado pela estrutura econômica vigente. Ou seja, diante da remuneração com a venda de eletricidade para a rede, o proprietário do veículo poderia, eventualmente, abrir mão do uso do automóvel para fins de locomoção e optar pelo uso de outros meios de transporte, como o transporte público.

3.6.2 Barreiras para a Implementação do V2G

Do ponto de vista técnico, a implementação do V2G direciona o sistema elétrico para o uso de redes inteligentes, pois há a necessidade de maior controle da carga. Neste aspecto, a implementação do *smart grid* torna-se uma importante barreira financeira. Segundo Faruqi *et al.* (2009), os custos apenas com o *smart meter* giram em torno de US\$ 100 – US\$ 175 por equipamento, e alcançam US\$ 200-US\$ 525 se componentes de resposta à demanda, como sinalização ao consumidor e funções de controle da demanda²⁵, forem adicionados. Faruqi *et al.* (2010) estimam o custo total de instalação de *smart meters* na União Europeia de 51 bilhões de Euros. EPRI (2011) estima que o custo de construção uma rede inteligente em pleno funcionamento nos Estados varia de 338 bilhões de dólares a 476 bilhões de dólares nos próximos 20 anos. Estes custos incluem a infra-estrutura para integrar recursos energéticos distribuídos e para conseguir a conectividade plena com toda a carga elétrica do país, mas excluem os custos de geração, os custos de expansão da transmissão para a entrada de fontes renováveis e para atender ao crescimento de carga, e os custos do consumidor com aparelhos e dispositivos inteligentes de conexão como a rede (como geladeira, ar condicionado, etc). Além disso, existiria ainda a questão associada ao tempo despendido pelo consumidor no gerenciamento da sua carga. Este tempo possui um valor implícito não mensurado nestes estudos.

Mais do que isso, de acordo com Sovacool e Hirsh (2009) os obstáculos para a implementação do V2G vão além dos problemas técnicos e financeiros já mencionados neste estudo (aos quais ainda podem-se incluir os custos envolvidos com a adequação da infra-estrutura para a construção do *smart grid*, como medidores inteligentes). Outros aspectos

²⁵ A sinalização ao consumidor é usada com a tarifação dinâmica (que varia instantaneamente com a geração de energia elétrica) para indicar ao consumidor o preço da energia em um determinado momento, podendo ser realizada, por exemplo, com painéis luminosos com diferentes cores. O controle da demanda permite que a concessionária de energia controle remotamente o funcionamento de alguns aparelhos, reduzindo a potência entregue ou desligando o equipamento por curto período de tempo. Este tipo de controle pode ser usado em aparelhos que não precisem operar constantemente ou em algum período pré-determinado, como ar condicionado, aquecedor elétrico de água, máquina de lavar, etc.

devem ser considerados, tais como impactos sócio-técnicos, como questões relativas às práticas comerciais e regimes regulatórios, e questões sociais. Ou seja, pode acontecer que, mesmo com problemas técnicos resolvidos, o conceito V2G não ganhe aceitação generalizada.

Este quadro mostra a importância de estudos prévios de impactos da implementação do *smart grid* no Brasil. De fato, esses estudos prévios são relevantes não apenas para o *smart grid*, como também para o planejamento da possível entrada de veículos elétricos no país. Neste capítulo foram contextualizados e discutidos os diferentes impactos dos veículos elétricos no sistema elétrico. Enfatizou-se que a forma como estes veículos serão introduzidos na rede (tanto do ponto de vista de momento da recarga, como intensidade da recarga) é importante, podendo trazer diferentes benefícios ou problemas para o sistema. Assim, o próximo capítulo apresenta a metodologia desenvolvida para a análise integrada da entrada de veículos elétricos no país. Esta metodologia pode servir de base para estudos futuros para o entendimento e compreensão do impacto da penetração de veículos elétricos e da necessidade da implementação de *smart grid* no Brasil.

4 – ANÁLISE INTEGRADA DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS NO SISTEMA ENERGÉTICO

Este capítulo tem por objetivo apresentar e detalhar a metodologia desenvolvida para a análise, de forma integrada, da introdução de veículos elétricos no sistema energético nacional. Este processo está dividido em duas etapas: O primeiro passo representa o desenvolvimento de um modelo de simulação para calcular a demanda energética do setor de transportes no Brasil, no longo prazo, considerando a entrada dos veículos BEVs e PHEVs.

O segundo passo, que caracteriza o cerne desta tese, é a estruturação de um modelo de otimização para a análise integrada do sistema energético. Este modelo permite averiguar a possível interação entre o setor de transportes e o setor de geração elétrica no caso específico do Brasil, de forma integrada, ou seja, considerando todas as cadeias energéticas e os diferentes processos de transformação do setor de energia no Brasil. Esta modelagem representa uma importante ferramenta para analisar o comportamento futuro do setor energético com a entrada dos veículos elétricos, não sendo usualmente analisado no âmbito energético integrado.

Desta forma, a metodologia apresentada, que *per se* representa o principal desafio deste estudo, permite analisar as mudanças não apenas na demanda de energia elétrica (e impacto na curva de carga do setor elétrico), como também nas cadeias de produção dos derivados de cana-de-açúcar e dos derivados de petróleo em decorrência do uso da eletricidade pelo setor de transportes. Mais do que isso, este modelo permite identificar as novas configurações otimizadas do setor elétrico diante da reestruturação das cadeias energéticas dos combustíveis líquidos e seus impactos diretos nos diferentes setores da economia. Em outras palavras, as novas demandas de álcool etílico e gasolina do setor transportes deverão impactar a estrutura da oferta destes combustíveis e a produção de seus subprodutos. É o caso, por exemplo, da quantidade de bagaço de cana de açúcar gerado (utilizado para geração de energia elétrica) no novo quadro de demanda de álcool etílico. Mais do que isso, este novo cenário pode impactar as diferentes rotas possíveis do uso do bagaço, como BTL, produção de diesel sintético, ou hidrólise. Este tipo de impacto não é usualmente analisado pelos modelos de otimização com foco apenas no setor elétrico.

4.1 Metodologia

Para identificar, de forma integrada, o impacto do uso dos veículos elétricos no Brasil, esta tese propõe uma metodologia que combina a construção de um modelo de simulação, para a projeção da demanda de energia do setor transportes, com a estruturação de um modelo de otimização, para analisar o comportamento da oferta de energia no Brasil. A otimização é realizada com o uso das ferramentas do MESSAGE (*Model for Energy Supply System Alternatives and their General Environmental Impacts*), enquanto que a simulação é feita em um modelo paramétrico desenvolvido na plataforma do Microsoft Excel. Note que este estudo utiliza as expressões “estruturação” e “adaptação” para o modelo de otimização, pois, de fato, não é feita a construção de um modelo de otimização, tendo em vista que o MESSAGE, como será visto, é um *software* de programação linear que possui um grupo de *solvers* embutido. Assim, o principal desafio é a elaboração e estruturação das cadeias energéticas e tecnologias de conversão que servem de entrada para o MESSAGE.

A construção das cadeias energéticas dentro do MESSAGE representa o foco central deste estudo. A ideia principal gira em torno do entendimento do vínculo das diferentes cadeias energéticas e o setor de transportes, assim como a compreensão das diferentes curvas de produção de energia, de carga do sistema e de recarga dos veículos. A escolha do MESSAGE está associada basicamente a três fatores. Primeiro, a característica do *software* que, como será visto a seguir, permite uma análise integrada das diferentes cadeias de produção do setor energético. Segundo, o modelo tem a flexibilidade para estruturação dos sistemas energéticos conforme a necessidade do analista. Terceiro, ao conhecimento prévio da plataforma adquirido pelo autor em trabalhos anteriores²⁶.

Assim, nesta metodologia, as modificações conjunturais do setor de transportes (com a penetração de veículos movidos à eletricidade), traduzidas em alterações no consumo energético do setor, são analisadas pelo modelo de otimização que, a partir de uma análise de mínimo custo, permite identificar as melhores opções para o atendimento da nova demanda.

Os dados de demanda energética do setor de transportes são estimados a partir da construção de um modelo paramétrico *bottom-up* de projeção de longo prazo no Microsoft Excel, tendo

²⁶ Por exemplo, Schaeffer *et al.* (2008a), Schaeffer *et al.* (2008b), Schaeffer *et al.* (2011) e Borba *et al.* (2012).

como parâmetros de entrada os dados técnico-econômicos do setor, como venda de veículos, curva de sucateamento e desempenho energético.

Especificamente para os veículos *plug-in* no Brasil, diante da flexibilidade da utilização de combustíveis, podendo utilizar gasolina, álcool ou eletricidade (assumindo que estes entrariam no Brasil com motores flexíveis), este estudo propõe uma abordagem de interação entre os setores de transporte e de oferta de energia, para a análise do gerenciamento de energia dos PHEVs. Tendo em vista que o MESSAGE permite a construção do preço dos diferentes energéticos a partir dos custos associados ao longo da cadeia de produção de cada energético, estes preços são utilizados para alimentar o modelo de simulação dos PHEVs, o que permite desencadear um processo iterativo, como apresentado de forma resumida na Figura 16.

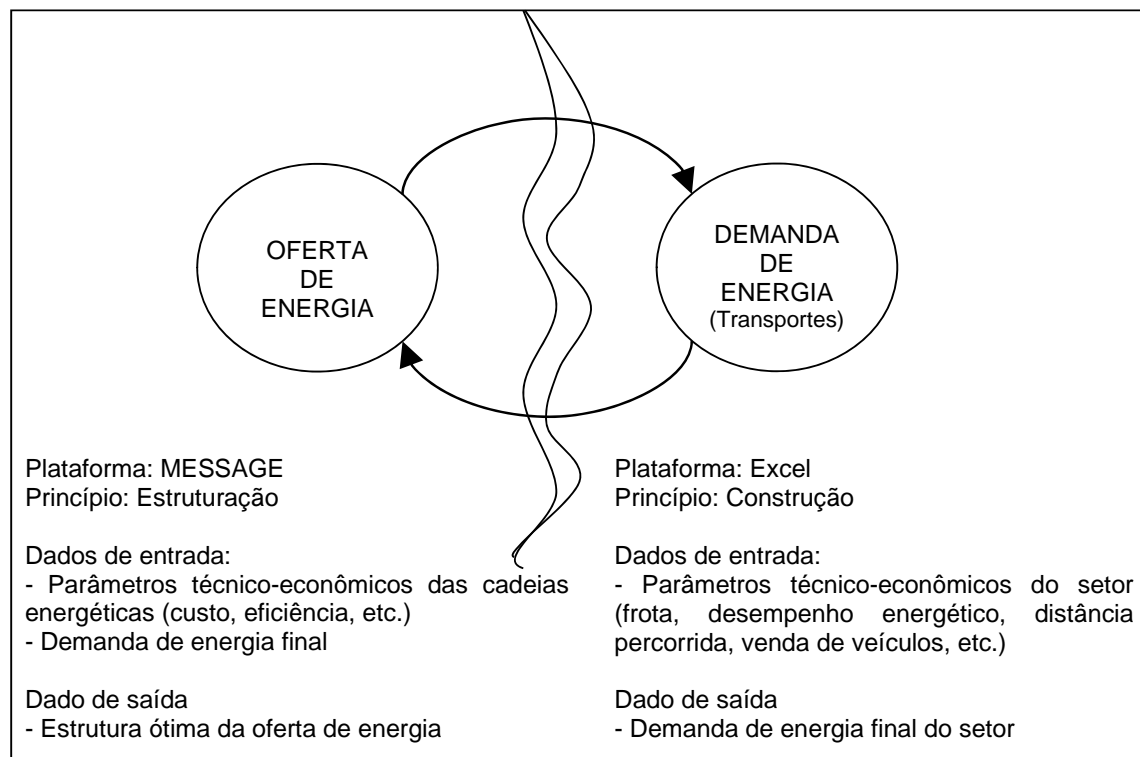


Figura 16 – Lógica de Interação da Metodologia Proposta

Fonte: Elaboração Própria

Desta forma, a abordagem desenvolvida prevê uma lógica de interação a partir do preço dos combustíveis, para determinar, com o uso do MESSAGE, o tempo ótimo (segundo uma análise de mínimo custo) de utilização dos combustíveis pelos PHEVs (gasolina, álcool e/ou eletricidade). Em outras palavras, o MESSAGE fornece o preço inicial dos combustíveis de

acordo com as projeções preliminares de demanda de energia final do setor de transportes, estes preços servem de entrada para o modelo de simulação dos PHEVs, que fornece uma nova configuração ótima para o gerenciamento energético dos veículos. Esta nova configuração desencadeia em uma nova demanda energética final do setor de transportes, que alimenta o MESSAGE. A nova estrutura de demanda energética faz com que o MESSAGE, em sua otimização, reestruture a cadeia de produção dos energéticos (por exemplo, novas refinarias, expansão da geração elétrica, etc.) que leva a novos valores de preço dos combustíveis. Estes valores alimentam novamente o modelo de simulação dos PHEVs, que entra em um ciclo iterativo com o MESSAGE até atingir o equilíbrio.

Apesar da importância e aplicabilidade deste processo iterativo, este mecanismo não foi analisado nos estudos de caso. Todavia, a partir de simulações para testar a funcionalidade dos modelos, verificou-se que a escolha do gerenciamento de carga dos PHEVs já no seu primeiro passo iterativo, por uma ótica de mínimo custo, apontasse para o uso de eletricidade. Ou seja, o gerenciamento energético prioriza sempre a operação no modo depleção de carga, pois, como apresentado no item 2.5, o preço da eletricidade está significativamente inferior ao preço dos combustíveis líquidos. Como anteriormente discutido, um fator importante para esta diferença de preços deriva também da não inclusão dos custos de construção da infraestrutura necessária para recarga dos veículos no preço final de energia elétrica. Este tópico necessita de um aprofundamento mais detalhado e é apresentado no capítulo final deste estudo como opção de estudo futuro.

4.2 Modelagem da Demanda do Setor Transportes

Para deduzir o consumo final energético do setor de transportes no Brasil, utiliza-se a metodologia *bottom-up* do IPCC (2006), onde o consumo energético anual dos veículos leves pode ser calculado a partir da análise técnico-econômica que relaciona o consumo energético total e a frota de veículos conforme a identidade contábil apresentada pela Equação 3.

$$C_{i,j} = F_{i,j} \cdot D_{i,j} \cdot DE_{i,j}^{-1} \text{ (Eq. 3)}$$

Onde “C” representa o consumo final total da frota de veículos por tipo de combustível no ano i; “F” é a frota de veículos leves por tipo de combustível j no ano i; “D” é a distância média percorrida pelos veículos por tipo de combustível no ano i; “DE” é o desempenho energético médio da frota em km/litro no ano i; “j” representa os tipos de combustíveis.

Para o caso brasileiro, uma primeira modificação na Equação 3 é feita de forma que se possa melhor analisar o comportamento dos veículos flexíveis no país. Neste caso, inclui-se o fator de utilização de álcool e gasolina nos veículos *flex-fuel* conforme a Equação 4.

$$C_{i,j} = F_{i,j} \cdot D_{i,j} \cdot DE_{i,j}^{-1} \cdot TU_{i,j} \text{ (Eq. 4)}$$

Onde “TU” é o tempo de utilização do combustível j no ano i pelos carros *flex-fuel*; “j” representa os tipos de combustíveis utilizados pelos veículos flexíveis (álcool e gasolina).

Por fim, uma última alteração é feita na estrutura do cálculo do consumo energético dos veículos para avaliar o comportamento dos veículos *plug-in* no Brasil. Neste estudo, a seguinte metodologia é proposta.

$$C_{i,j} = F_{i,j} \cdot D_{i,j} \cdot TU_{i,j} \cdot \left[\left(DE1_{i,j}^{-1} \cdot CS_i \right) + \left(DE2_{i,j}^{-1} \cdot (1 - CS_i) \right) \right] \text{ (Eq. 5)}$$

Onde “DE1” representa o desempenho energético dos veículos *plug-in* consumindo o combustível j operando no modo *charge sustaining*; “DE2” é o desempenho energético dos veículos *plug-in* consumindo o combustível j no modo *charge depleting*; “CS” é o tempo de utilização dos PHEVs no modo *charge sustaining*; “j” representa os tipos de combustíveis utilizados pelos veículos *plug-in* no Brasil (álcool, gasolina e eletricidade).

Para a obtenção da frota de veículos leves por tipo de combustível é utilizada uma curva de sucateamento, sendo esta aplicada no histórico das vendas de veículos leves por tipo de combustível no mercado interno, como apresentado na Equação 6²⁷.

$$F_{i,j} = \sum_{x=1957}^i Z_j(x) \cdot [1 - Y_j(x)] \text{ (Eq. 6)}$$

Onde “F” representa a frota de veículos leves por tipo de combustível no ano i; “Z(x)” é a venda de veículos leves por tipo de combustível no ano x; “Y(x)” é a função distribuição acumulada, ou seja, é o percentual de veículos vendidos no ano x por tipo de combustível que foram sucateados; “j” representa os tipos de combustíveis utilizados pelos veículos leves.

Neste estudo é utilizado a função Gompertz de distribuição acumulada de probabilidade de parâmetros a e b para as curvas de sucateamento de veículos descrita pela Equação 7 .

²⁷ Note que o período de análise inicia-se em 1957, que foi o primeiro ano de registro de venda de veículos no Brasil.

$$Z(x) = \exp(-\exp(a + bx)) \text{ (Eq. 7)}$$

Onde “x” é o ano de análise do veículo; e “Z(x)” é a fração de veículos que está sucateada no ano x.

Destarte, as principais variáveis-chaves da metodologia proposta são:

- Consumo energético anual da frota de veículos leves por tipo de combustível;
- Frota de veículos leves, desagregada por tipo por combustível utilizado;
- Tempo de utilização de álcool hidratado e gasolina nos automóveis flexíveis;
- Tempo de utilização dos veículos PHEV no modo *charge sustaining*;
- O desempenho energético médio anual da frota por tipo de combustível;
- A quilometragem média anual percorrida pela frota por tipo de combustível;

Neste aspecto, cabe destacar que, na metodologia *bottom-up*, o consumo energético varia de acordo com diversos parâmetros, como o modelo do veículo, o ano de fabricação, a potência do motor, o tipo de manutenção dada, as condições de utilização, a quilometragem rodada, etc. Portanto, o cálculo preciso do consumo energético da frota nacional de veículos leves exige o conhecimento de muitas variáveis não disponíveis atualmente. Não obstante, o estudo utilizou uma modelagem simples com poucas variáveis para estimar o consumo energético do segmento.

4.3 Modelagem da Oferta de Energia

Conforme discutido, este estudo tem como foco principal modelar o impacto no setor elétrico do uso de eletricidade pelos veículos leves. Para tal, utiliza-se a plataforma de otimização de oferta de energia denominada MESSAGE (*Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impact*).

4.3.1 Conceito Geral do MESSAGE

A plataforma MESSAGE (*Model for Energy Supply System Alternatives and their General*

Environmental Impacts) é um software estruturado para a criação de modelos de sistemas energéticos (com suas demandas e suas ofertas de energia) para otimização. A plataforma foi originalmente desenvolvida pela IIASA (*International Institute for Applied System Analysis*), e a IAEA (*International Atomic Energy Agency*) adquiriu a última versão do software e diversas atualizações vêm sendo realizadas, especialmente a introdução de uma interface amigável, de forma a facilitar a sua aplicação, e melhorias na modelagem da operação de usinas do sistema elétrico (IAEA, 2007; Gritsevskiy and Nakicenov, 2000).

A plataforma foi projetada para formular e avaliar alternativas de estratégias para o suprimento de energia, em consonância com restrições tais como limites de investimentos, disponibilidade dos combustíveis, regulação ambiental e taxas de penetração de mercado para novas tecnologias, dentre outras. Aspectos ambientais podem ser avaliados contabilizando-se e, se necessário, limitando-se, as emissões de poluentes por diversas tecnologias em vários níveis da cadeia energética. Isso ajuda a avaliar o impacto de regulações ambientais no desenvolvimento do sistema energético.

O procedimento do MESSAGE é baseado na construção dos fluxos de energia que descrevem todo o sistema energético, a partir do nível dos recursos energéticos nacionais (petróleo e gás, urânio, cana de açúcar, etc), passando pelo nível primário e secundário, e terminando pela demanda de energia final, que é distribuída de acordo com os tipos de consumo como o calor, eletricidade, etc. (Hainoun *et al.*, 2010). Desta forma, o *software* analisa as substituições possíveis entre fontes energéticas nos diferentes centros de transformação, através do nível de consumo final, sob restrições de potencial disponível (reservas e capacidade de geração e transmissão elétrica) e níveis de impacto ambiental (padrões máximos de emissões atmosféricas, por exemplo). De fato, o modelo pode ser estruturado para atender a demanda final ou a demanda útil de energia. Esta consideração fica a cargo do programador responsável pela estruturação das cadeias no MESSAGE, que levará em conta o objetivo da otimização e a disponibilidade dos dados. Para homogeneizar este trabalho, é considerado que o MESSAGE é estruturado para o atendimento da demanda final de energia.

O princípio matemático do MESSAGE é a otimização de uma função-objetivo sujeita a um conjunto de restrições que definem a região viável que contém as soluções factíveis do problema. O valor da função objetivo ajuda a escolher a melhor solução, de acordo com um critério específico, usualmente, a minimização do custo total do sistema. Numa classificação mais geral, o MESSAGE é um modelo de programação inteira mista, onde algumas variáveis

podem ser definidas como inteiras (por exemplo, tamanho das plantas de geração de energia elétrica). Um conjunto de *solvers* padrão (e.g. glpk and cplex) pode ser usado para resolver a otimização (IAEA, 2007).

O critério de otimização utilizado neste trabalho na plataforma MESSAGE é o da minimização do custo total do sistema. Assim, o modelo desenvolvido seleciona os meios de produção de energia para atender a demanda de energia (exógena à metodologia), de forma a minimizar os custos totais do sistema energético (função objetivo do modelo) ao longo do período observado. Porém, é mister notar que o MESSAGE visa ao mínimo custo de todas as cadeias energéticas integradas e não apenas o ótimo setorial do setor elétrico. Ressalte-se que a geração térmica de eletricidade é fortemente dependente de produtos (ou subprodutos) das demais cadeias energéticas. Sendo assim, o modelo deve ser montado de forma integrada para garantir a consistência intersetorial, levando em consideração o custo de oportunidade de cada fonte de energia.

Assim, as decisões do modelo para o setor elétrico implicam no ótimo global do sistema energético, e não no ótimo local de um único segmento/cadeia. Esta, inclusive, representa uma importante diferença em relação aos estudos de impacto dos veículos elétricos no sistema elétrico. Em geral, os estudos desenvolvidos para este tipo de análise focam apenas no setor elétrico, como por exemplo Jansen *et al.* (2010), Hartmann e Özdemir (2011), Mullan *et al.* (2011), Axsen *et al.* (2011) e Camus *et al.* (2011). Nesta versão integrada, as alterações no comportamento, por exemplo, do refino de petróleo e do setor sucroalcooleiro diante da redução da demanda de combustíveis líquidos, impactarão a geração de eletricidade, pois, no caso exemplificado, a redução de consumo de álcool etílico implica na redução de geração de bagaço de cana de açúcar, que seria utilizado para a geração de energia elétrica. De forma semelhante, as alterações do parque de refino de petróleo, diante de novas demandas de gasolina, poderão induzir novas estruturas de refino e, conseqüentemente, a disponibilidade de derivados de petróleo utilizados nos diferentes setores da economia, que impactarão a competitividade dos combustíveis nestes setores, podendo diminuir a disponibilidade de outros combustíveis, como gás natural, para a geração de energia elétrica.

O custo total do sistema inclui os custos de investimento, custos de operação e manutenção, e custos adicionais de “penalização” para as alternativas, como custos ambientais e sociais. O valor presente é calculado descontando todos os custos que ocorrem em pontos posteriores ao ano base do estudo de caso, e a soma dos custos totais descontados é usado para encontrar a

solução ideal. Esta abordagem permite a avaliação realística do papel de longo prazo das opções de oferta de energia em condições de competitividade (Hainoun *et al.*, 2010). Todas as restrições impostas relativas, por exemplo, à disponibilidade de recursos, à disponibilidade de infra-estrutura transmissão e distribuição de energia e à possíveis restrições ambientais precisam ser atendidas no processo de otimização (Keppo and Strubegger, 2010).

Os custos e as características de desempenho (eficiência e fator de capacidade) das alternativas tecnológicas de oferta de energia elétrica ao longo dos anos são dados de entrada para o modelo. Esses dados são utilizados em conjunto com os dados de preços de combustíveis primários para a competição econômica das alternativas tecnológicas.

As demandas de energia podem ser subdivididas regionalmente e, no caso da energia elétrica, é possível representar a curva de carga do sistema. Cada fonte de energia primária pode ser dividida em um número opcional de classes, tendo em conta o custo de extração, a qualidade da fonte e a localização dos depósitos. Essa estratificação permite representar no modelo relações não lineares entre os custos de extração e a quantidade disponível de recursos. Em seguida, essas fontes primárias são transformadas, direta ou indiretamente, em fontes secundárias que satisfazem a demanda.

O MESSAGE trabalha com apenas uma taxa de desconto para todos os segmentos do setor energético. Em havendo necessidade, pode-se compensar algum segmento energético, que usualmente trabalha com taxa de desconto diferenciada, a partir da modificação do custo de investimento deste setor de forma a se obter o mesmo valor presente líquido²⁸. Essa taxa é importante, pois influi na escolha da opção de geração de menor custo na medida em que ela é utilizada para comparar opções de geração com custos dispersos de forma diferente ao longo do tempo.

Finalmente, outra observação interessante é que, como o modelo busca soluções de mix de energéticos que atendam à demanda com uma minimização dos custos das cadeias energéticas, frequentemente, a solução apontada pelo MESSAGE para o atendimento de uma dada demanda específica, essencialmente sob a ótica de minimização de custos, fornece soluções de canto como, por exemplo, gás natural para atender à demanda de combustíveis

²⁸ Ou seja, caso um setor possua uma taxa de desconto mais elevada que o valor utilizado pelo MESSAGE como representatividade do sistema como um todo, pode-se aumentar o custo de investimento deste setor de forma a encontrar o mesmo valor presente líquido considerando a taxa de desconto do sistema.

para automóveis, zerando os demais combustíveis concorrentes (gasolina e álcool etílico). É evidente que isto se constituiria até em um erro de programação (na realidade, devem ser considerados os usos cativos, aqueles que por um período de tempo considerável, não poderiam ser substituídos instantaneamente), mas fornece uma fotografia do que seria um ótimo sob a ótica da minimização dos custos das diversas fontes de energia. Embora não tenha uma aplicação imediata, análises desse tipo em horizontes de médio e de longo prazos permitem avaliar estratégias e políticas energéticas e seus reflexos técnicos e econômicos em toda a cadeia energética.

Diversos estudos utilizaram as ferramentas dinâmicas de otimização do MESSAGE, seja para realizar planejamento energético de médio e longo prazo e análise de políticas energéticas (IAEA, 2006; Klaassen e Riahi, 2007; Liu *et al.*, 2009; Saradhi *et al.*, 2009; Hainoun *et al.*, 2010; Mohapatra e Mohanakrishnan, 2010) ou para avaliar diferentes impactos no sistema energético (Lucena *et al.*, 2010a). Uma descrição mais detalhada do MESSAGE e comparação com outras ferramentas de modelagem de energia pode ser encontrada em Urban *et al.* (2007), Connolly *et al.* (2010), Keppo e Strubegger (2010) e Mundaca *et al.* (2010).

4.3.2 Estrutura do MESSAGE

Dado um vetor de demanda de bens e serviços, o modelo otimiza a expansão e operação do sistema, de forma a assegurar o abastecimento suficiente utilizando tecnologias e recursos disponíveis, com base nos critérios especificados (função objetivo), que podem ser:

- Minimização de custos (forma padrão)
- Maximização do lucro
- Otimização multi-objetivos

A técnica matemática para solução do problema é a programação linear (com a opção de trabalhar com programação inteira mista). Isto implica que todas as relações entre as variáveis que definem a estrutura do modelo são lineares, sendo que as relações não lineares entre

custos e quantidade disponíveis de recursos podem ser representadas de forma estratificada²⁹. A Equação 8 exhibe o princípio matemático do MESSAGE³⁰.

$$\min Z = \sum_{t=1}^k \left[\sum_{j=1}^m \frac{(R_j \cdot CE_j)_t}{(1+d)^{(k-t)}} + \sum_{i=1}^n \frac{(P_i \cdot CI_i)_t + (E_i \cdot COM_i)_t}{(1+d)^{(k-t)}} \right] \quad (\text{Eq. 8})$$

s.a.

$$\sum_{i=1}^n E_{i,l,t} \geq D_{l,t} \quad (l = 1, \dots, a) \quad (t = 1, \dots, k)$$

$$P_i^{\min} \leq P_i \leq P_i^{\max} \quad (i = 1, \dots, n)$$

$$E_i^{\min} \leq E_i \leq E_i^{\max} \quad (i = 1, \dots, n)$$

$$\sum_{t=1}^k R_{j,t} \leq R_j^{\text{total}} \quad (j = 1, \dots, m)$$

$$E_i \leq P_i \cdot FC_i \quad (i = 1, \dots, n)$$

Onde “k” representa o período de análise; “m” é a quantidade de recursos disponíveis; “n” representa a quantidade de tecnologias de conversão no modelo, sendo que estas tecnologias representam, como será visto no item 4.3.3.5, não apenas a conversão de diferentes formas de energia, como também o transporte e a distribuição destas formas de energia; “d” é a taxa de desconto; “R” é a energia extraída do recurso j no ano k; “CE” é o custo unitário de extração do recurso j no ano k; “P” é a potência instalada da tecnologia i no ano k; “CI” é o custo unitário de instalação da tecnologia i no ano k; “E” representa a energia produzida pela tecnologia i no ano k; “COM” é o custo unitário de operação e manutenção da tecnologia i no ano k; “D” é a demanda final de energia do energético l no ano k; a é a quantidade de energéticos utilizados em sua forma final; “FC” é o fator de capacidade da tecnologia i no ano k.

²⁹ Ou seja, pode-se definir a relação não linear como um conjunto de relações lineares e esses estratos lineares podem ser inseridos separadamente no modelo.

³⁰ Esta é uma visão simplificada do princípio matemático no MESSAGE. Foge ao escopo deste estudo apresentar as formulações matemáticas detalhadas da plataforma MESSAGE. Para maiores detalhes sobre este tema, ver IAEA (2007).

Ou seja, a plataforma otimiza o modelo projetado de forma a obter o menor custo total para o sistema, que inclui custo de instalação e custos de operação e manutenção das tecnologias (conversão, transporte, importação e exportação), e custos de extração dos recursos. Esta minimização de custos deve atender as restrições do modelo. Dentre as restrições merecem destaque as três primeiras equações, que representam a obrigatoriedade de atendimento da demanda de energia projetada, os limites de capacidade instalada de cada tecnologia e os limites de produção de energia de cada tecnologia. No modelo, estas duas últimas restrições são denominadas como *bdi* (*bound on installed capacity*) e *bda* (*bound on activity*). A partir destas duas restrições, o analista pode “forçar” a entrada de algumas tecnologias no horizonte de análise, evitando que o modelo forneça soluções de canto, como discutido na seção 4.3.1.

O problema é formulado na forma de matriz, onde as variáveis são estruturadas na forma de coluna e as equações na forma de linhas. As variáveis (colunas) são agrupadas em três categorias:

- (a) Variáveis de energia (unidade padrão: GWano)
- (b) Variáveis de potência – Capacidade de produção de uma tecnologia (unidade padrão: MW)
- (c) Variáveis de armazenamento – Quantidade de combustível acumulado em um certo ponto no tempo (unidade padrão: MWano)

As restrições (linhas) são agrupadas, por sua vez, nas seguintes categorias:

- (a) Balanço de fluxo de energia – Fluxo de energia ao longo da cadeia
- (b) Restrições das atividades

A função objetivo utilizada nesta tese é a minimização dos custos totais do sistema. As principais variáveis utilizadas nesta análise incluem os custos fixos e variáveis de operação e manutenção das tecnologias de conversão, os custos de investimento das tecnologias, os custos gerados pelas possíveis restrições e as penalidades. Os custos de investimento são igualmente distribuídos ao longo do tempo de construção, sendo disponíveis o modo *shifted*, onde a construção é concluída no período anterior ao investimento, e o modo *half-half*, onde metade dos investimentos é aplicada no período anterior e a outra metade durante o período de entrada em operação.

O modelo trabalha com diferentes opções que incluem restrições físicas sobre alterações de potência gerada das plantas, custos adicionais de geração (entre estações, dias, horas, etc), potência mínima entregue pelas plantas, múltiplas entradas e saídas, proporções fixas ou variáveis das eficiências de conversão, representação de armazenamento de energia e *retrofit* de plantas antigas³¹.

Na plataforma, o horizonte de análise, que representa o período de simulação, pode ser dividido em períodos de diferentes comprimentos, sendo necessária a especificação de um ano base de simulação para determinar as condições iniciais do estudo. As variações durante um ano podem ser representadas por regiões de carga e curvas de carga, onde cada ano pode ser dividido em várias regiões de carga e o número de regiões de carga pode variar para diferentes anos. A partir do formato da curva de carga, pode-se definir, por exemplo, variação na demanda de certos combustíveis ou tecnologias, como sazonalidade da geração hidroelétrica e sazonalidade dos custos de operação e manutenção de uma determinada planta.

Diversas formas de energia / combustíveis podem ser organizadas / agrupadas em diferentes níveis de energia, como por exemplo, energia primária, secundária e final. As variações de fluxos são representadas nas tecnologias, que permitem a representação dos elementos com sua eficiência, capacidade instalada, custos (investimento, fixo e variável de operação e manutenção), fator de capacidade e tempo de vida da planta. Todas as tecnologias de energia podem ser modeladas com múltiplas entradas e/ou saídas, variação sazonal na capacidade, eficiência variando com o tempo, custos variáveis com o tempo, limites sobre a produção, limites sobre a capacidade instalada, penetração no mercado, etc. Todos os recursos podem ser modelados com volume disponível, custos de extração por unidade de energia (podendo variar de forma estratificada), limites anuais de extração, mudança anuais dos valores extraídos e restrições de esgotamento.

4.3.3 MESSAGE Brasil

A versão atual da plataforma do MESSAGE estruturada para o Brasil (denominada de MESSAGE Brasil) começou a ser desenvolvida em 2010, durante realização do curso de

³¹ O MESSAGE permite que uma tecnologia seja introduzida para substituir uma tecnologia existente sob um programa de modernização. Os dados de entrada desta opção incluem o custo de modernização e o desempenho da tecnologia após a modernização, tais como custo variável reduzido ou maior eficiência de conversão.

modelagem energética com a ferramenta do MESSAGE, aplicado pela IIASA (*International Institute for Applied Systems Analysis*), e seguiu como base a estrutura de outras versões desenvolvidas pelo grupo de trabalho do Centro de Economia Energética e Ambiental (CENERGIA) do Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ.

O uso das ferramentas do MESSAGE pela equipe de trabalho do CENERGIA do Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ se intensificou em 2003, durante a simulação de cenários para o Brasil, realizada para o estudo “*Brazil: a Country Profile on Sustainable Energy Development*”, em parceria com a USP (CENBIO) e a IAEA da ONU³². Em 2004, durante a realização da matriz energética brasileira, o grupo de trabalho elaborou a estrutura do modelo, tanto para o sistema nacional, quanto para o sistema regional: no caso, o sistema energético do estado do Rio de Janeiro no estudo de Schaeffer *et al.* (2004). Mais a frente, em 2008, o grupo, a partir da estrutura dos estudos anteriores, adaptou o modelo para o sistema regional de Minas Gerais, no trabalho de Schaeffer *et al.* (2008a), e para o estudo do impacto das mudanças climáticas sobre o sistema energético nacional, em Schaeffer *et al.* (2008b). Recentemente, em 2010, o grupo de estudo avaliou com o uso da estrutura desenvolvida a vulnerabilidade do sistema hidroelétrico brasileiro às mudanças climáticas, no trabalho de Lucena *et al.* (2010b).

Isto prova que nos últimos anos há uma tarefa contínua dentro do Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ no intuito de adaptar e aprimorar a análise integrada com as ferramentas do MESSAGE. Ao longo deste período, diferentes problemas foram encontrados e resolvidos de forma prática³³. No entanto, os diferentes ajustes e adequações neste período fizeram com o modelo se tornasse complexo e de difícil interpretação³⁴. Por este motivo, em 2010, optou-se por reconstruir e redesenhar para esta tese toda a estrutura e o arranjo do modelo, consertando falhas das versões anteriores, na tentativa de elaborar uma versão simples e objetiva do MESSAGE Brasil. Esta nova versão do MESSAGE foi, inclusive, utilizada em estudo recente sobre o impacto de geração eólica no Brasil, pelo estudo de

³² Este estudo desencadeou na elaboração de um livro com 11 capítulos, sendo que 5 sob a autoria dos professores do Programa de Planejamento Energético, Roberto Schaeffer, Alexandre Szklo e Giovanni Machado. Este livro pode ser encontrado em IAEA (2006).

³³ Não existe modelo “perfeito”, toda representação da realidade tende a organizar a mesma, simplificando-a.

³⁴ A questão central é que frequentemente o modelo sofreu pequenos ajustes para se adequar a realidade da região simulada e, não necessariamente, estes ajustes estavam consistentes com outras simulações de novas regiões. Todavia, os ajustes eram mantidos no modelo, até que, em um dado momento, o modelo passou a possuir um número grande de “retalhos” de difícil interpretação do motivo de sua origem.

Schaeffer *et al.* (2011). O Anexo I apresenta a estrutura detalhada com as telas de trabalho da plataforma MESSAGE.

4.3.3.1 Características Gerais do MESSAGE Brasil

O modelo de oferta de energia do sistema energético Brasileiro é construído em uma rede de fluxo considerando diferentes formas de energia: final, secundária, primária e os recursos energéticos nacionais (petróleo, gás natural e carvão). A ligação entre cada forma de energia é feita através de tecnologias de conversão energia.

O ano base se simulação é o ano de 2008 e o período de análise deste estudo é de 2010 a 2040. Este período é dividido em sub-períodos de 5 anos de duração, e cada ano é dividido em 4 trimestres, sendo que as oscilações diárias de carga e geração são contabilizadas em 5 blocos que totalizam 24h: 0 – 6h; 6 – 10h; 10 – 18h; 18 – 21h; 21 – 24h. A otimização no MESSAGE é feita sobre esses sub-períodos simultaneamente.

Esta estrutura considera uma taxa de desconto de 10% para a análise econômica das plantas do sistema.

4.3.3.2 Modificações Realizadas no MESSAGE

Esta nova estrutura do MESSAGE, mais simples e flexível, permite uma otimização integrada do setor energético nacional com opções de modelagem não existente nas versões anteriores, como penetração de veículos elétricos e híbridos *plug-in*, sazonalidade na oferta de energia (hidroelétrica e geração eólica), inclusão de curva de carga de energia elétrica, reestruturação de diversas cadeias, em especial a cadeia do carvão e a cadeia dos biocombustíveis, elaboração da cadeia de combustíveis sintéticos, etc.

Uma modificação realizada na plataforma do MESSAGE está relacionada com um procedimento implementado na rotina do modelo para identificação de possíveis erros na rodada de otimização. Nas versões anteriores do MESSAGE aplicadas no Brasil e mesmo mundialmente³⁵, caso alguma demanda final de energia não fosse atendida, seja por motivos de limitação técnica (como restrição da oferta) ou por limitação de potencial de recurso, ou caso houvesse alguma falha de modelagem das cadeias energéticas no MESSAGE, o modelo não alcançava resultado factível e simplesmente apresentava uma tela de erro de otimização.

³⁵ Por exemplo, Klaassen e Riahi (2007), Liu *et al.* (2009), Saradhi *et al.* (2009), Hainoun *et al.* (2010), Mohapatra e Mohanakrishnan (2010).

O processo para identificação da falha era demorado e complexo, pois havia a necessidade de percorrer todos os pontos de otimização do modelo e realizar pequenas alterações dos valores técnicos na tentativa de solucionar o problema. Nesta nova versão, uma tecnologia de conversão de energia com eficiência máxima, sem a ligação com outras formas de energia e com custo elevado foi incluída para o atendimento direto de cada demanda final projetada. Desta forma, o modelo só irá optar por escolher este caminho no processo de otimização, caso haja alguma falha nos processos anteriores de atendimento da demanda em questão. Isso garante que o modelo rode sempre e, caso estas tecnologias de *back-up* sejam utilizadas, a identificação do erro se torna mais simples, pois o programador terá a noção exata de qual demanda não foi atendida.

Outro ponto importante relacionado com a alteração da estrutura do MESSAGE em relação às versões anteriores diz respeito ao funcionamento dos sistemas eólicos. Uma característica do MESSAGE, quando trabalhado com sazonalidades na geração de energia, é que a otimização da operação das usinas fica restrita à alteração dos seus fatores de capacidade, enquanto que o formato da curva de produção de energia torna-se fixo³⁶. No caso específico das usinas eólicas, esta premissa não é correta, uma vez que a sazonalidade do vento representa o máximo de produção de energia no período. A solução encontrada para resolver este problema foi inserir no modelo uma tecnologia que fosse capaz de determinar se a energia produzida pela geração eólica deveria ser inserida no sistema ou descartada, devido a aspectos operacionais (como, por exemplo, baixa demanda energética, inflexibilidade de produção de algumas usinas ou baixa opção de escoamento de energia). A Figura 17 exhibe o diagrama simplificado do modelo de otimização utilizado para o sistema eólico. Nota-se que, neste formato, a sazonalidade de produção de energia eólica, assim como o fator de capacidade da usina, representa os valores máximos de geração de eletricidade.

³⁶ Em outras palavras, a otimização do despacho das usinas com sazonalidade de geração é feito em cima da amplitude da curva de produção de energia, enquanto o formato da curva se mantém fixo.

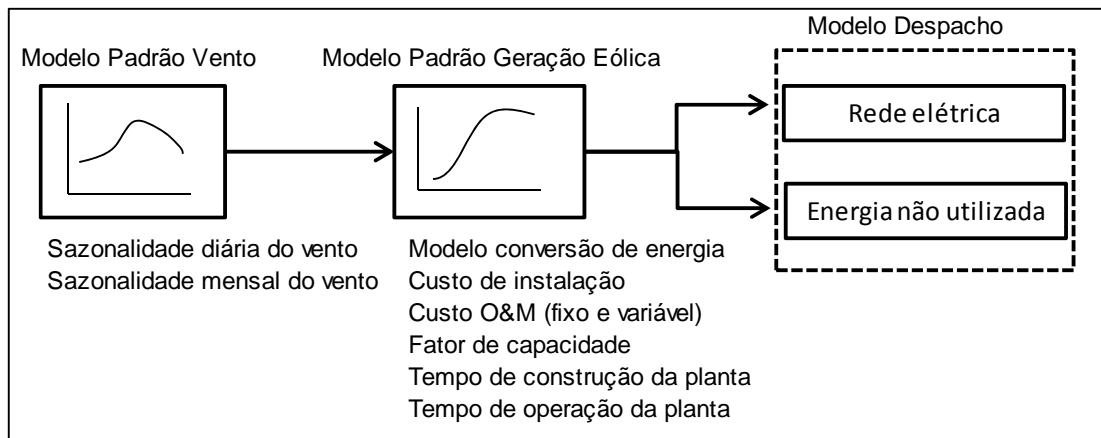


Figura 17 – Diagrama Geração Eólica

Fonte: Elaboração Própria

Percebe-se que este tipo de alteração pode ser aplicado para qualquer outro tipo de fonte de geração de energia elétrica renovável sem capacidade de acumulação, como por exemplo, geração fotovoltaica e concentradores solares sem acumulação de energia térmica.

Outra modificação realizada na estrutura do MESSAGE Brasil para melhor atender os resultados esperados com esta metodologia, inclui a reestruturação da cadeia produtiva dos biocombustíveis e combustíveis sintéticos.

Nesta nova versão do modelo, para a produção de biocombustíveis e combustíveis sintéticos são contemplados não apenas a produção de álcool etílico via cana de açúcar, produção de biodiesel a partir de oleaginosas, como também o GTL (*Gas To Liquids*), a hidrólise da cana de açúcar, o BTL (*Biomass To Liquids*), o H-Bio³⁷ e a produção de diesel a partir da fermentação do caldo de cana de açúcar³⁸. Além disso, esta nova versão considera o uso não energético da cana de açúcar com a produção de açúcar. O açúcar, apesar de este produto não possuir fins energéticos, disputa espaço com a produção de álcool etílico e diesel (via fermentação), e impacta a geração de bagaço de cana de açúcar.

³⁷ O BTL e GTL representam a conversão da biomassa e gás natural em combustíveis líquidos, que pode ser realizada a partir da transformação direta, como a liquefação ou gasificação direta, ou indireta, por meio, por exemplo, da síntese de *Fisher Tropsh*. O H-Bio, por sua vez, representa o processamento de óleo vegetal misturado diretamente ao diesel via HDO (*Hydrodeoxygenation*).

³⁸ O processo de produção do diesel utiliza leveduras modificadas geneticamente capazes de fermentar os açúcares presentes na cana de açúcar. O processo de fermentação converte o açúcar em um hidrocarboneto de carbono-15: farneceno. Após, é feita a recuperação, purificação e acabamento, transformando o hidrocarboneto em diesel (Amyris, 2010). Além de ser um combustível renovável, o diesel de cana não possui contaminantes, como o enxofre.

Assim, nesta nova configuração, a cadeia de suprimento dos derivados de cana de açúcar pode ser dividida nas seguintes etapas: produção da matéria prima (insumo agrícola), produção de açúcar e/ou álcool etílico e/ou produção de diesel (via fermentação do caldo da cana de açúcar), distribuição e uso final. Os produtos obtidos na cadeia energética dos derivados da cana são açúcar e/ou álcool etílico e/ou diesel e bagaço. O bagaço, nesta nova versão, pode ser usado na geração de eletricidade e calor de processo nas termelétricas, pode ser empregado como insumo da hidrólise para a produção de álcool etílico, ou ainda, pode, a partir da sua gasificação, produzir gás de síntese. Este gás de síntese, por sua vez, pode ser transformado em combustíveis sintéticos a partir do processo de *Fischer-Tropsch* (BTL) ou ser usado na geração elétrica.

Nesta nova versão do modelo, o diesel produzido a partir do caldo da cana foi implementado no MESSAGE de forma que pudesse competir com o biodiesel produzido de oleaginosas. Assim sendo, o modelo tem a escolha de determinar, segundo uma ótica de mínimo custo, a melhor composição do biodiesel (via oleaginosa e/ou via caldo de cana de açúcar) que será misturado de forma obrigatória com o diesel. Já os tipos de diesel oriundos do BTL e do GTL competem entre si com o diesel das refinarias de petróleo. O H-Bio, por fim, permite que ao programador determinar a parcela de óleo vegetal misturado diretamente ao diesel via HDO (*Hydrodeoxygenation*).

De fato, o desenvolvimento de um modelo detalhado para biocombustíveis líquidos de uso veicular permite otimizar a competição entre o carro elétrico e o veículos com MCI rodando a biomassa, ambas opções para abatimento de dióxido de carbono. Este tópico merece ser aprofundado para análise em estudos futuros.

Outra modificação importante realizada diz respeito à entrada de veículos elétricos e híbridos *plug-in*. Nesta nova versão, quatro demandas de energia foram inseridas no modelo: Combustível/Eletricidade para PHEV (S/SE/CO); Eletricidade para BEV (S/SE/CO); Combustível/Eletricidade para PHEV (N/NE); Eletricidade para BEV (N/NE). Os dados de entrada para o MESSAGE são a demanda final de combustível/eletricidade de cada tipo de veículo por região, e o perfil de recarga dos veículos. Esses parâmetros são calculados com o auxílio do modelo desenvolvido de simulação apresentado na seção 4.2. Inicialmente, o MESSAGE Brasil foi estruturado de forma que também houvesse a possibilidade dos veículos elétricos fornecerem energia elétrica para a rede, no formato de um V2G. Entretanto, após o estudo aprofundado sobre o tema, verificou-se que o V2G não se torna adequado para o

fornecimento de energia pelos veículos para a rede elétrica, devido ao alto custo das baterias e ao número de ciclos de descarga para este tipo de comportamento³⁹. Desta forma, o V2G, como discutido no item 3.6, se torna mais adequado para o fornecimento de serviços ancilares, como regulação de frequência. Contudo, as ferramentas disponíveis no MESSAGE não permitem este tipo de análise, que se torna importante para aprofundamento em estudos futuros.

4.3.3.3 Intercâmbio de Energia

O principal intercâmbio existente no MESSAGE Brasil é a desagregação do Sistema Interligado Nacional (SIN) em duas regiões denominadas:

- Subsistema S1 – Regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste; e
- Subsistema S2 – Regiões Norte/Nordeste.

Além do SIN, o modelo prevê a demanda e oferta de energia no sistema isolado, denominado de Subsistema R. No MESSAGE Brasil há a possibilidade de interligação do sistema R ao SIN através de linhas de transmissão, que estão previstas para iniciar a operação a partir de 2015. Os outros fluxos de energia elétrica nesta versão são apresentados na Figura 18.

³⁹ Dependendo do tipo de bateria, o número de ciclos de descarga pode chegar até 3 mil, o que é satisfatório para o uso apenas veicular. Todavia, é um valor baixo para o uso combinado para o fornecimento de energia para a rede elétrica e para uso veicular.

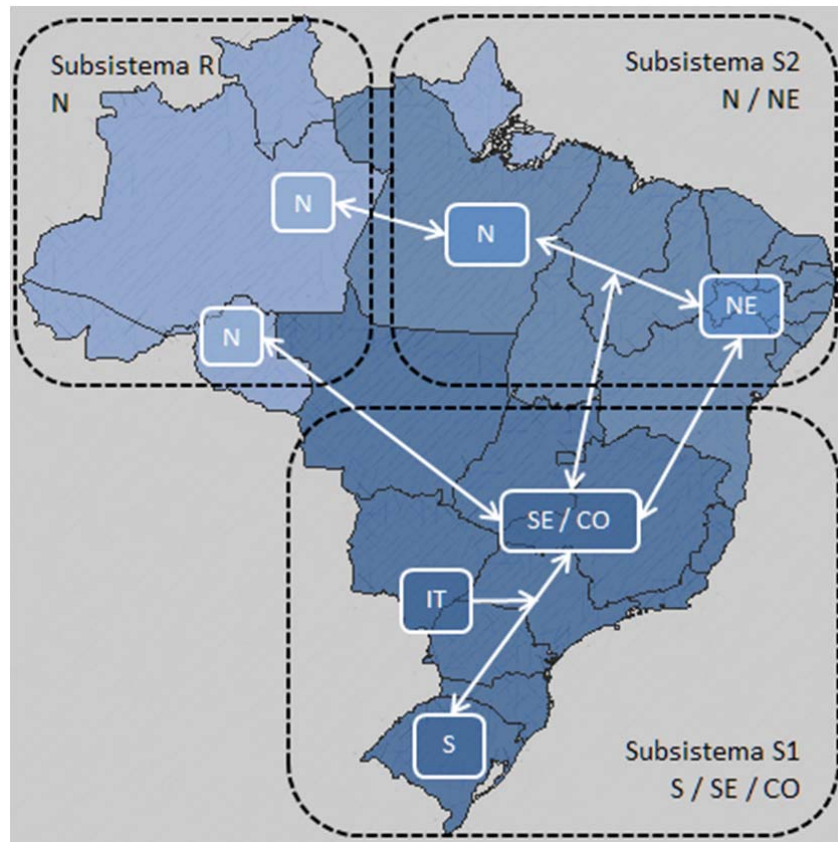


Figura 18 – Subsistemas e Intercâmbios no MESSAGE Brasil

Fonte: Elaboração Própria

Nota: N – Norte, S – Sul, SE – Sudeste, NE – Nordeste, CO – Centro Oeste, IT – Itaipu.

4.3.3.4 Formas de Energia

Quatro formas de energia são consideradas no estudo de caso brasileiro: recursos disponíveis, energia primária, energia secundária e energia final. No caso específico dos setores industrial, agropecuário, residencial e serviços, a demanda de energia foi projetada com base na energia útil (e não com base na energia final). Ademais, como será visto no item 4.3.3.6, duas outras formas de energia são também contempladas no modelo para facilitar divisões regionais e distribuição de energia, denominadas energia secundária auxiliar e energia secundária de distribuição. O MESSAGE Brasil contempla ainda os energéticos importados e exportados.

A demanda final de energia (ou demanda útil para alguns setores) é estimada exogenamente a metodologia, representando uns dos principais dados de entrada do modelo. Para atender a demanda final projetada, o MESSAGE seleciona os meios de produção de energia de acordo com as cadeias energéticas disponíveis. A relação dos itens que compõem as formas de

energia, segundo a representação corrente do sistema brasileiro no MESSAGE, está exibida na Tabela 12.

Tabela 12 – Formas de Energia no MESSAGE Brasil

Recursos Naturais	Carvão Gás Natural Petróleo
Importados	Carvão Carvão Metalúrgico Coque Gás Natural Gás Natural Liquefeito (GNL) Petróleo Derivados Pesados de Petróleo Derivados Médios de Petróleo Derivados Leves de Petróleo Não Energéticos de Petróleo Eletricidade para os Sistemas S/SE/CO Eletricidade para os Sistemas N/NE
Energia Primária	Carvão Carvão Metalúrgico Gás Natural Petróleo Biomassa Cana de Açúcar Oleaginosas
Energia Secundária	Carvão Vegetal Gás Natural Derivados Pesados de Petróleo Derivados Médios de Petróleo Derivados Leves de Petróleo Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) Não Energéticos de Petróleo Gás de Síntese Bagaço de Cana de Açúcar Álcool Etílico Metanol Biodiesel Diesel de Cana de Açúcar Eletricidade nos Sistemas S/SE/CO Eletricidade nos Sistemas N/NE Eletricidade no Sistema Isolado
Exportados	Eletricidade dos Sistemas S/SE Petróleo Derivados Pesados de Petróleo Derivados Médios de Petróleo Derivados Leves de Petróleo Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) Álcool Etílico

Energia Final	Derivados Pesados de Petróleo Não Energéticos de Petróleo Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) Gasolina C Diesel Bagaço de Cana de Açúcar Álcool Etílico Gás Natural Gás de Coqueria Coque Carvão Carvão Vegetal Biomassa Biodiesel Eletricidade nos Sistemas S/SE/CO Eletricidade nos Sistemas N/NE Eletricidade no Sistema Isolado
Energia Final/Útil por Setor	Eletricidade nos Sistemas S/SE/CO Eletricidade nos Sistemas N/NE Eletricidade no Sistema Isolado Calor para o Setor Residencial/Serviços (Energia Útil) Calor para o Setor Industrial (Energia Útil) Calor para o Setor de Agropecuária (Energia Útil) Combustível para o Transporte de Passageiros Combustível para o Transporte de Carga Combustível Automotivo (Não Transporte) Combustível/Eletricidade para PHEV (S/SE/CO) Eletricidade para BEV (S/SE/CO) Combustível/Eletricidade para PHEV (N/NE) Eletricidade para BEV (N/NE) Produto usado para Matéria Prima (<i>Feedstock</i>) Coque Açúcar

Fonte: Elaboração Própria

Conforme mencionado, as 16 formas de energia final/útil apresentadas representam os dados de entrada da plataforma. Ou seja, indicam o vetor energético que o modelo de otimização deverá atender a partir de um caminho de mínimo custo. Cabe enfatizar que o açúcar não representa uma forma de energia, mas nesta simulação ele está presente no vetor demanda para que a otimização do setor sucroalcooleiro possa ser completa. Neste sentido, o modelo é capaz de otimizar a produção de bagaço de cana de açúcar que pode ser utilizado tanto para geração de energia elétrica como para a produção de combustíveis. De forma semelhante, os produtos usados como matéria prima (derivados não energéticos do petróleo), apesar de não possuírem fins energéticos, são também considerados no modelo, pois são necessários para a otimização do parque de refino de petróleo.

4.3.3.5 Tecnologias de Conversão

Segundo a nomenclatura da ferramenta, uma tecnologia de conversão de energia pode representar três processos diferentes no MESSAGE:

- (a) A conversão de uma forma de energia em outra forma de energia ou em um serviço de energia (por exemplo, conversão de petróleo bruto para derivados de petróleo ou derivados de petróleo para eletricidade);
- (b) Transporte e distribuição de uma forma de energia;
- (c) Produção de uma forma de energia (por exemplo, energia hidroelétrica ou importação de petróleo)⁴⁰.

Cada uma das atividades de conversão de energia presentes no MESSAGE deve apresentar características técnico-econômicas de forma que o modelo possa otimizar e determinar o caminho de menor custo, considerando as limitações técnicas de cada alternativa, para o atendimento da demanda final projetada. As características técnico-econômicas incluem os custos da tecnologia (custo de investimento, custo operação e manutenção e custo de combustível), eficiência de conversão, capacidade instalada, fator de operação e limites de operação. Além disso, a tecnologia permite definir o período de construção, o tempo de vida econômica, limites de capacidade instalada e o fator de penetração no mercado. A relação das atividades que compõem a cadeia de energia do sistema nacional no MESSAGE é apresentada na Tabela 13.

Tabela 13 – Tecnologias de Conversão no MESSAGE Brasil

Produção de Energia Primária	Extração de Carvão Extração de Gás Natural Extração de Petróleo Produção de (insumos) Biomassa Produção de Cana de Açúcar Produção de Oleaginosa
Importação de Energia Primária	Carvão Metalúrgico Carvão Petróleo
Exportação de Energia Primária	Petróleo
Transformação de Energia Primária em Secundária	Processamento de Carvão Processamento de Gás

⁴⁰ Usa-se aqui a nomenclatura do MESSAGE, ainda que ela não seja rigorosa neste aspecto, na medida em que não se podem considerar conversões energéticas as atividades de transporte, distribuição e importação de vetores energéticos.

	<p>Grupos de Refino 1 a 4 Produção de Carvão Vegetal Produção de Álcool Etílico</p>
<p>Importação de Energia Secundária</p>	<p>Gás Natural Eletricidade (S/SE/CO e N/NE) Derivados Pesados de Petróleo Derivados Médios de Petróleo Derivados Leves de Petróleo Não-Energéticos de Petróleo</p>
<p>Geração de Energia Elétrica</p>	<p>UHEs Pequenas UHEs Médias UHEs Grande UTEs a Carvão UTEs a Gás Natural – Ciclo Combinado UTEs a Gás Natural - Ciclo Aberto UTEs a Bagaço de Cana de Açúcar (4 tipos) UTEs a Óleo Combustível UTEs a Óleo Diesel UTEs Resíduo Sólido Urbano UTEs Nucleares Eólica Solar Fotovoltaica</p>
<p>Transmissão de Energia Elétrica</p>	<p>Intercâmbio dos Sistemas S/SE/CO com N/NE Intercâmbio dos Sistemas Isolado com N/NE Transmissão nos Sistemas S/SE/CO Transmissão nos Sistemas N/NE</p>
<p>Distribuição de Energia Elétrica</p>	<p>Distribuição nos Sistemas S/SE/CO Distribuição nos Sistemas N/NE Distribuição no Sistema Isolado</p>
<p>Exportação de Energia Secundária</p>	<p>Eletricidade dos Sistemas S/SE/CO Derivados Pesados, Médios e Leves de Petróleo Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) Álcool Etílico</p>
<p>Transformação de Energia Primária em Final</p>	<p>Produção de Biomassa Produção de Biodiesel Produção de Carvão Vegetal</p>
<p>Produção de Energia Final</p>	<p>Distribuição de Gás Natural Mistura de Gasolina e Álcool Etílico Mistura de Diesel e biodiesel Fornecimento de Derivados Pesados de Petróleo Fornecimento de Não-Energéticos de Petróleo Distribuição de GLP Fornecimento de Óleo Combustível Fornecimento de Carvão Distribuição de Álcool</p>

Fonte: Elaboração Própria

Nota: UTE – Usina termelétrica; UHE – Usina Hidroelétrica.

Uma particularidade deste tópico está relacionada ao refino de petróleo. No modelo elaborado nesta tese são considerados quatro perfis possíveis de refinarias conforme a sua finalidade: foco em diesel, gasolina, lubrificantes, petroquímicos ou produção de intermediários. No caso desta modelagem, considera-se um perfil de refinaria existente, associado ao parque instalado no Brasil (como simplificação), um perfil de refinaria projetada (COMPERJ e RNEST)⁴¹ e propõem-se dois novos perfis de refinarias. As refinarias existentes e projetadas possuem suas atividades fixas no modelo. As outras refinarias representam opções de escolha do modelo para expansão no longo prazo: um perfil de refinaria ultra-flexível e com maior custo de investimento, e outro perfil de refino menos flexível com foco em diesel e com custo ligeiramente menor que a anterior.

4.3.3.6 Cadeias Energéticas

A Figura 19 exibe o fluxograma simplificado do esquema de cadeias energéticas simulado para o sistema energético brasileiro, incluindo as tecnologias de conversão de energia e as formas de energia consideradas. As linhas verticais representam as formas de energia e as caixas representam as tecnologias de conversão. Cabe enfatizar que esta é uma simplificação do fluxograma real, que possui uma versão mais complexa e, conseqüentemente, de difícil formatação para apresentação nesta tese. Nesta versão simplificada, algumas formas de energia estão sendo omitidas, como, por exemplo a subdivisão dos sistemas S1, S2 e R de transporte de eletricidade, assim como algumas tecnologias de conversão não são apresentadas, como por exemplo as importações dos diferentes combustíveis e as duas formas de geração de eletricidade térmica a gás natural (ciclo aberto e ciclo combinado). Ao longo desta seção são apresentadas, separadamente, as cadeias energéticas completas dos combustíveis fósseis, dos biocombustíveis e combustíveis sintéticos, e da geração de eletricidade para melhor compreensão por parte do leitor.

⁴¹ O Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ) está em implantação no município de Itaboraí-RJ e possui o foco na produção de petroquímicos e combustíveis. A Refinaria do Nordeste (RNEST), posteriormente batizada de Refinaria Abreu e Lima, está em fase de construção em Ipojuca-PE e tem como objetivo maximizar a produção de diesel com o processamento de óleo pesado (BONFÁ, 2011).

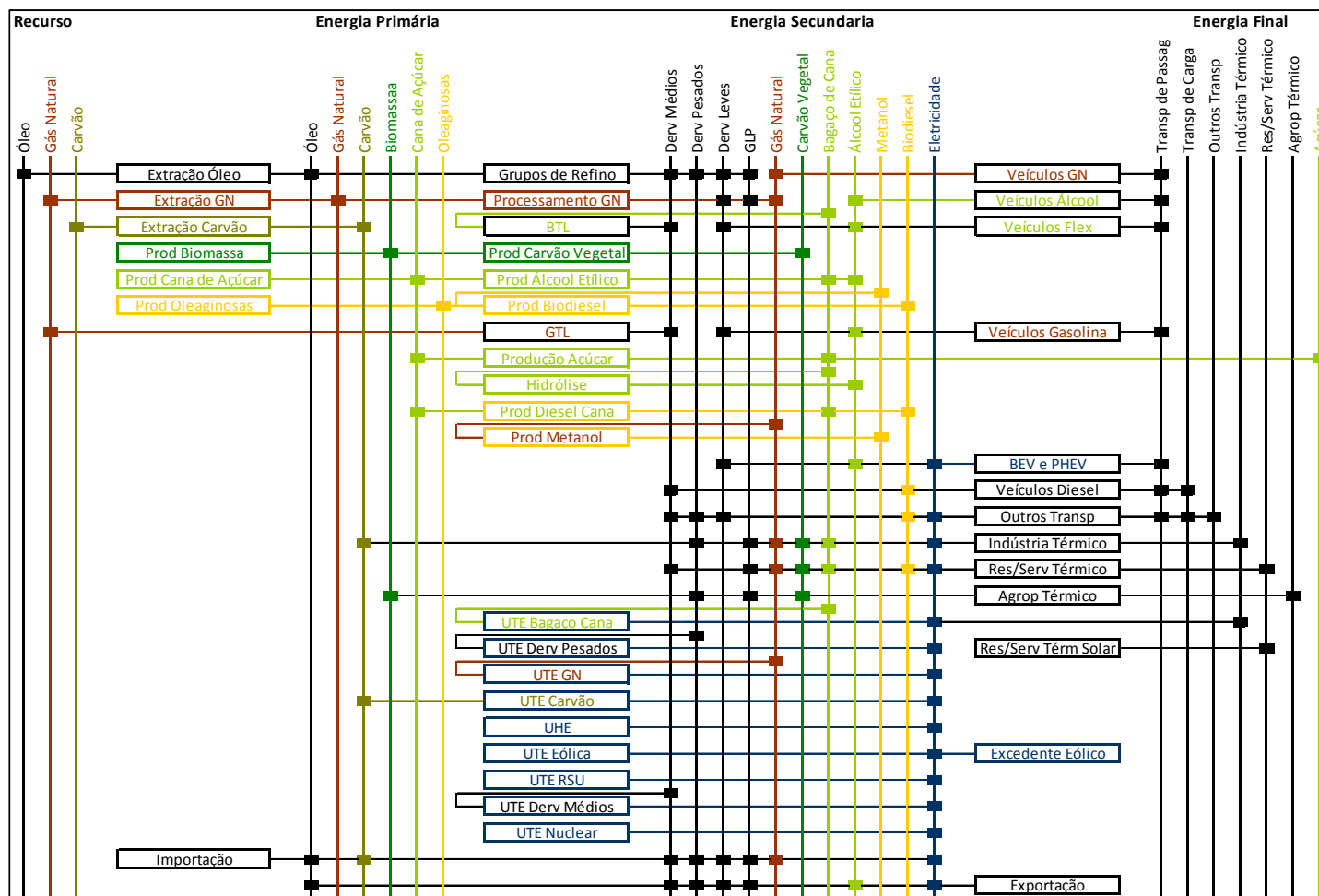


Figura 19 – Fluxograma Simplificado das Cadeias Energéticas no MESSAGE Brasil

Notas: GN – Gás Natural; Prod – Produção; BTL – *Biomass to Liquids*; GTL – *Gas to Liquids*; UTE – Usina Termelétrica; UHE – Usina Hidroelétrica; RSU – Resíduo Sólido Urbano; Derv – Derivados; GLP – Gás Liquefeito de petróleo; Agrop – Agropecuário; Res/Serv – Residencial / Serviços.

A cadeia de produção de eletricidade inclui usinas hidroelétricas, nuclear, eólica, solar e resíduo sólido urbano, assim como as térmicas convencionais (óleo combustível, óleo diesel, gás natural (ciclo aberto e combinado), carvão e bagaço de cana de açúcar. Há ainda a opção de geração de eletricidade a partir da gasificação do bagaço de cana de açúcar. As usinas térmicas convencionais a bagaço de cana de açúcar são divididas em 4 tipos:

- Bagaço A - Usinas de cogeração com turbinas de contra-pressão (CP) de 22 bar, que são a tecnologia mais usada nas unidades industriais de cana de açúcar no Brasil;
- Bagaço B – Modernização das turbinas CP 22 bar para turbinas a vapor de extração e condensação (CEST - *Condensing-Extraction Steam Turbine*). O CEST é uma tecnologia comercial, mas de emprego limitado nas unidades processam cana de açúcar no Brasil;
- Bagaço C – Usinas novas com turbina a vapor de extração e condensação (CEST);
- Bagaço D – Usinas de cogeração BIG/GT (*Biomass Integrated Gasification/Gas Turbines*), que é um sistema de gasificação da biomassa acoplado a turbina a gás. Este tipo de tecnologia ainda não está comercialmente disponível.

Ressalte-se que a geração térmica de eletricidade é fortemente dependente de produtos (ou subprodutos) das demais cadeias energéticas. Sendo assim, o modelo foi montado de forma integrada para garantir a consistência intersetorial, levando em consideração o custo de oportunidade de cada fonte de energia. Neste aspecto, houve a necessidade de elaborar uma forma de energia auxiliar (denominada de Secundária Auxiliar) para realizar a distribuição regional de energia elétrica, tendo em vista que os produtos da cadeia de eletricidade (em especial o bagaço de cana de açúcar) não foram montados regionalmente no modelo. Neste caso, foi elaborada a tecnologia “Eletr bag Desp” para realizar o despacho entre as regiões da eletricidade gerada através do bagaço de cana de açúcar de forma nacional. Esta forma de energia também é utilizada para auxiliar no processo de despacho das fontes eólicas, discutido no item 4.3.3.1.

Os custos e as características de desempenho (eficiência e fator de capacidade) das alternativas tecnológicas de oferta de energia elétrica ao longo dos anos são dados de entrada para o modelo. Esses dados são utilizados em conjunto com os dados de preços de combustíveis para a competição econômica das alternativas tecnológicas. A Figura 20 exhibe o fluxograma das cadeias energéticas de geração de energia elétrica no MESSAGE Brasil.

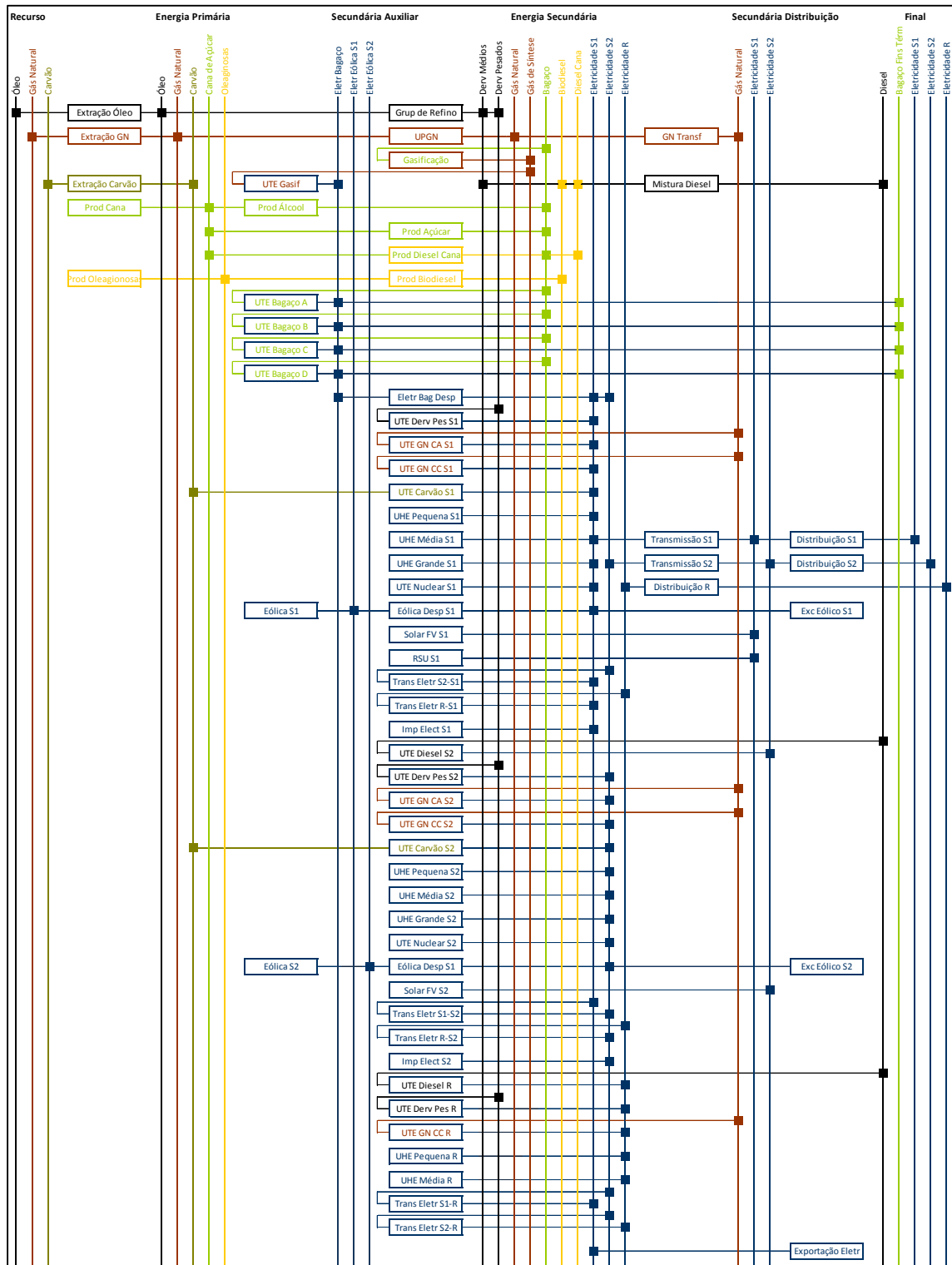


Figura 20 – Fluxograma da Geração de Eletricidade no MESSAGE Brasil

Notas: GN – Gás Natural; Prod – Produção; Gasif – Gasificação; UTE – Usina Termelétrica; UHE – Usina Hidroelétrica; UPGN – Processamento GN; Eletr – Eletricidade; Desp – Despacho; RSU – Resíduo Sólido Urbano; Derv – Derivados; CC – Ciclo Combinado; CA – Ciclo Aberto; Pes – Pesado; Transf – Transferência de Forma de Energia; Exc – Excedente; Térm – Térmico; FV – Fotovoltaico.

A cadeia de energia dos biocombustíveis e combustíveis sintéticos no MESSAGE Brasil é composta pelas cadeias de produção de derivados da cana de açúcar, biodiesel e biomassa.

A cadeia de suprimento de derivados de cana-de-açúcar pode ser dividida nas seguintes etapas: produção da matéria prima (insumo agrícola), produção do etanol e/ou produção de diesel (via fermentação do caldo da cana de açúcar), distribuição e uso final. Os produtos obtidos na cadeia energética dos derivados da cana são álcool e/ou diesel e bagaço. O bagaço pode ser usado na geração de eletricidade e calor de processo nas termelétricas, pode ser empregado como insumo da hidrólise para a produção de álcool, ou ainda, pode, a partir da sua gasificação, produzir gás de síntese. Este gás de síntese, por sua vez, pode ser transformado em combustíveis sintéticos a partir do processo de Fischer-Tropsch (BTL) ou ser usado na geração elétrica.

O processo de suprimento do biodiesel a partir de óleo vegetal é resultado do processo da transesterificação. No modelo, este biodiesel pode ser utilizado diretamente em veículos dedicados (no caso de políticas específicas), ou misturado ao diesel para a produção do BX⁴².

Ademais, para a produção de biocombustíveis e combustíveis sintéticos são contemplados não apenas a produção de etanol via cana de açúcar, produção de biodiesel a partir de oleaginosas, o GTL (*Gas To Liquids*) e a hidrólise da cana de açúcar, como também o BTL (*Biomass To Liquids*), o H-Bio e a produção de diesel a partir da fermentação do caldo de cana de açúcar.

Neste estudo, o diesel produzido a partir do caldo da cana foi implementado no MESSAGE de forma que pudesse competir com o biodiesel produzido de oleaginosas. Assim sendo, o modelo tem a escolha de determinar, segundo uma ótica de mínimo custo, a melhor composição do biodiesel (via oleaginosa e/ou via caldo de cana de açúcar) que será misturado de forma obrigatória com o diesel. Já os tipos de diesel oriundo do BTL e do GTL competem entre si com o diesel das refinarias de petróleo. O H-Bio, por fim, permite ao programador determinar a parcela de óleo vegetal misturado diretamente ao diesel via HDO (*Hydrodeoxygenation*).

A cadeia do setor de produção de biomassa (lenha e carvão vegetal) inclui a biomassa que chega na forma de lenha ao consumidor final, e a que dá entrada nas carvoarias para a

⁴² Utiliza-se a nomenclatura BX para identificar a concentração de biodiesel na mistura com óleo diesel, onde X refere-se à percentagem em volume do biodiesel. Assim, B5, B20 e B100 referem-se, respectivamente, a combustíveis com uma concentração de 5%, 20% e 100% de biodiesel (puro).

produção do carvão vegetal. O consumo de lenha, como fonte direta de energia térmica, dá-se, sobretudo, nas indústrias de alimentos e bebidas e cerâmicas. Outros consumos de lenha relevantes acontecem na produção de carvão vegetal e no setor residencial. A Figura 21 apresenta o fluxograma das cadeias de biocombustíveis e combustíveis sintéticos utilizados nesta tese.

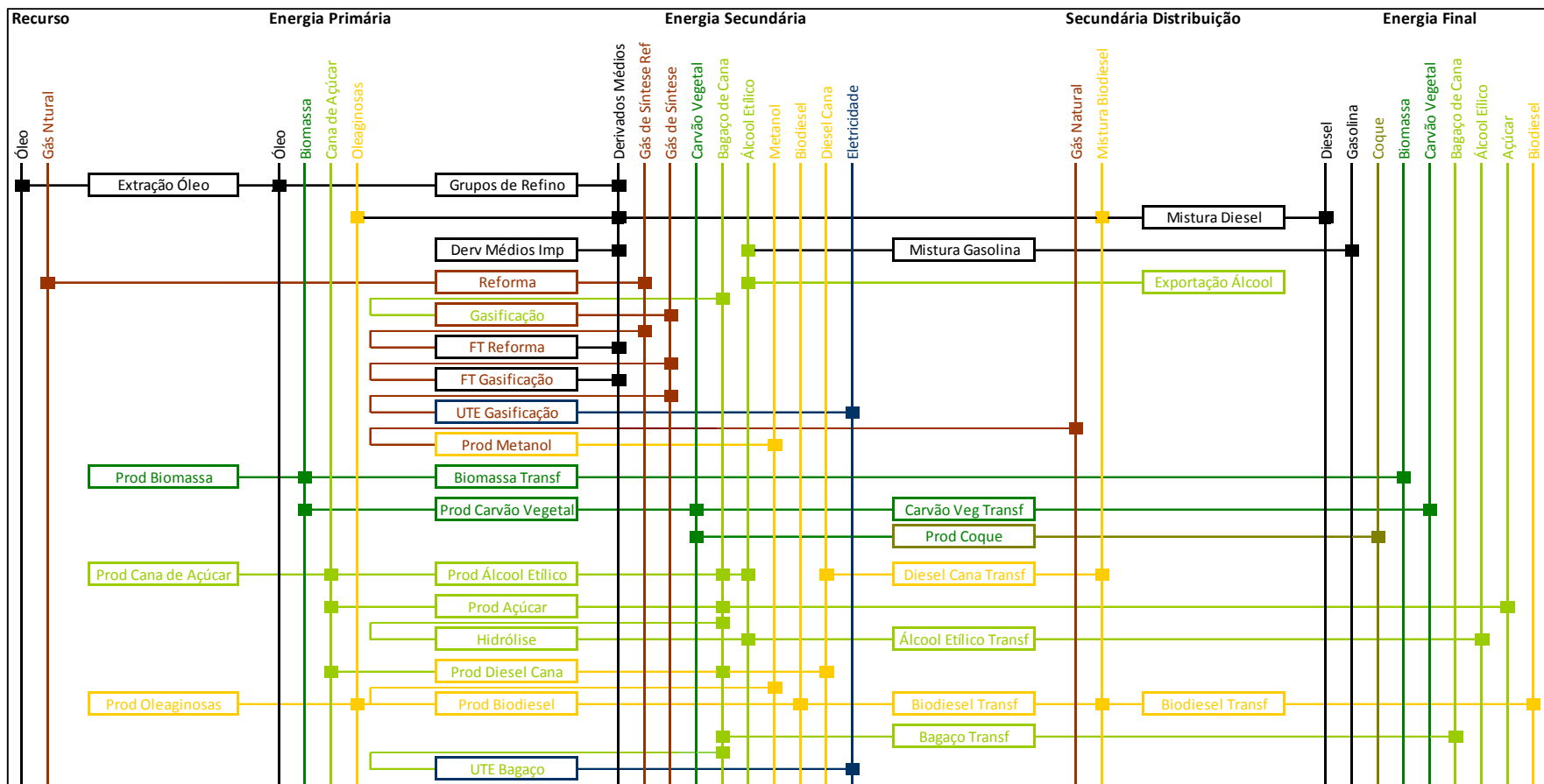


Figura 21 – Fluxograma dos Biocombustíveis e Combustíveis Sintéticos no MESSAGE Brasil

Notas: GN – Gás Natural; Prod – Produção; Ref - Reforma; UTE – Usina Termelétrica; Transf – Transferência de Forma de Energia; Derv – Derivados.

A cadeia do petróleo contempla uma única produção de óleo bruto que pode ser estratificada em curva de custo. O processo de refino contempla quatro esquemas de refino padrão onde os derivados produzidos, com proporções diferenciadas para os diferentes esquemas de refino, são os derivados pesados (escuros e coque), médios (querosene e diesel), leves (gasolina), não-energéticos (nafta petroquímica e propeno) e Gás Liquefeito de Petróleo (GLP). A gasolina e o diesel são misturados com álcool etílico e biodiesel, respectivamente, e utilizados no setor de transporte e industrial (agricultura). No modelo o diesel pode ainda ser usado para geração elétrica, juntamente com os derivados pesados, ou para produção de calor nos setores serviços, residencial e industrial, juntamente com os derivados pesados e GLP.

Na cadeia do gás natural, há uma única tecnologia para a produção de gás natural que, após a extração, vai para a UPGN (Unidade de Processamento de Gás Natural). O gás processado, juntamente com o gás natural importado (Gasbol) e GNL (Gás Natural Liquefeito) importado, vão para a distribuição, podendo ser utilizados para a produção de metanol (insumo da produção de biodiesel), produção de gás de síntese (a partir da reforma do gás natural), geração elétrica e uso térmico nos setores industrial, residencial e serviços. Na cadeia do gás natural há ainda a possibilidade de produção de combustíveis líquidos sintéticos a partir de GTL (*Gas To Liquids*).

A cadeia do carvão mineral está dividida em carvão energético e carvão metalúrgico. A extração do carvão (energético), assim como o carvão importado (energético), pode ser usada para o uso térmico no setor industrial e para geração de energia elétrica. O carvão metalúrgico (importado) é usado apenas para produção de coque de carvão mineral com uso na siderurgia (juntamente com o coque importado). Neste processo, há também a produção de gás de coqueria, que pode ser usado para fins térmicos na indústria.

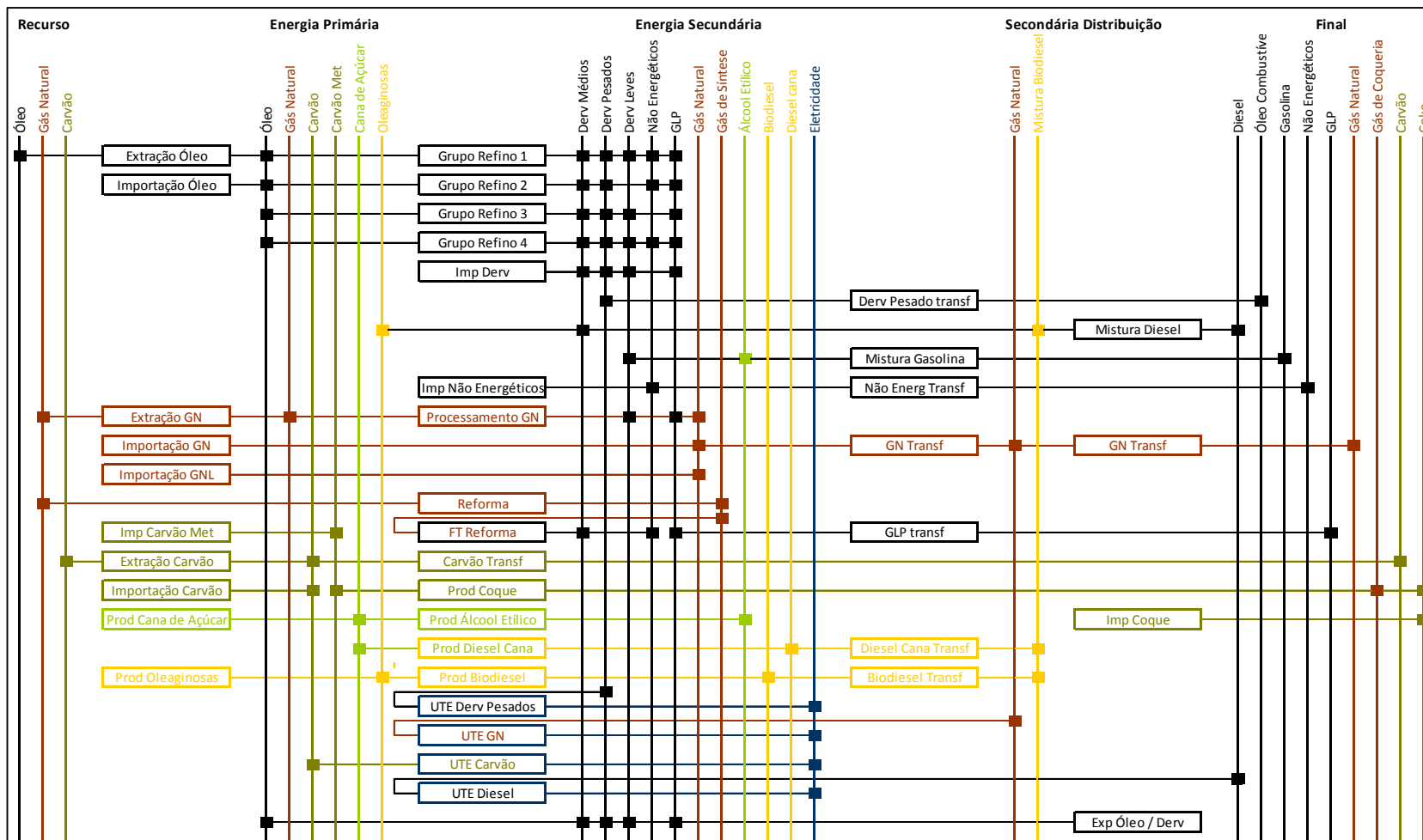


Figura 22 – Fluxograma dos Combustíveis Fósseis no MESSAGE Brasil

Notas: GN – Gás Natural; Prod – Produção; FT – *Fischer Tropsch*; GLP – Gás Liquefeito do Petróleo; Carvão Met – Carvão Metalúrgico; UTE – Usina Termelétrica; Transf – Transferência de Forma de Energia; Derv – Derivados.

4.4 Opções de Otimização

Conforme discutido, a plataforma MESSAGE escolhe, a partir de uma ótica de mínimo custo, os caminhos ótimos para o atendimento da demanda energética projetada. Todavia, para evitar o problema discutido no item 4.3.1, onde o modelo pode fornecer soluções de canto, algumas restrições são impostas ao modelo (no formato de *bda* ou *bdi*, apresentados na seção 4.3.2) de forma que os nós de decisão do modelo se limitem de acordo com a realidade. Nesta versão, as principais opções de escolhas do modelo (pontos de otimização das cadeias energéticas) são:

- Oferta de energia: composição do mix de geração elétrica nos três sistemas (S1, S2 e R), expansão do refino de petróleo e utilização do bagaço de cana de açúcar, que pode ser usado tanto para a produção de eletricidade, produção de álcool etílico (via hidrólise) e produção de diesel sintético (via BTL)
- Demanda de energia: uso térmico de energia nos setores industrial, residencial, serviços e agropecuário.

Note que no caso do setor transportes a escolha do gerenciamento de carga nos PHEVs se dá no modelo de simulação, a partir dos valores de preços obtidos na otimização do MESSAGE.

4.5 Propostas de Aplicação da Metodologia

A consolidação da metodologia integrada proposta permite elucidar diferentes questões relacionadas ao uso de eletricidade pelos veículos leves no Brasil. Do ponto de vista prático, esta metodologia é capaz de analisar a ligação entre o sistema de transporte e a rede elétrica no Brasil, explorando as sinergias que resultam da sua interação, podendo ser usado em diferentes estudos, como por exemplo:

- (a) Avaliação dos impactos energéticos e ambientais derivados da penetração de veículos elétricos no Brasil;
- (b) Entendimento do comportamento do refino de petróleo no Brasil diante de novos cenários de demanda de combustíveis pelo setor de transportes;
- (c) Análise de novos perfis de curva de carga no país devido aos diferentes padrões de recarga

dos veículos elétricos;

(d) Análise combinada do uso de fontes renováveis no Brasil com veículos elétricos, identificando as melhores sinergias entre os setores;

(e) Avaliação dos novos custos de geração de energia elétrica com a nova demanda de eletricidade dos veículos;

(f) Verificação das adaptações necessárias no sistema energético de modo a absorver os veículos elétricos com o menor impacto energético;

(g) Avaliação do comportamento do setor sucroalcooleiro devido à redução de demanda de álcool etílico;

(h) Análise do impacto do mercado de açúcar sobre o mercado de combustíveis líquidos brasileiro e a geração de eletricidade a partir do bagaço de cana de açúcar;

(i) Comparação da otimização de longo prazo considerando políticas para efficientização da frota de veículos leves (como o uso de veículos elétricos, híbridos, novos avanços tecnológicos) *versus* políticas para introdução de biocombustíveis e combustíveis sintéticos em veículos convencionais.

Como exemplificação dos possíveis estudos com a metodologia, este trabalho apresenta, no próximo capítulo, dois estudos de casos aplicados ao setor elétrico nacional para apresentar as ferramentas de análise da metodologia proposta. O primeiro estudo inclui uma proposta – e sua avaliação no MESSAGE desenvolvido nesta tese - de combinação de energia eólica e veículos elétricos no Nordeste do Brasil. O segundo estudo apresenta os impactos na oferta de eletricidade diante de diferentes taxas de penetração e perfis de recarga dos veículos elétricos no Brasil.

5 – ESTUDOS DE CASO PARA O BRASIL

Este capítulo propõe e aplica dois estudos de caso para o Brasil no intuito de apresentar as ferramentas disponíveis com a metodologia proposta. Inicialmente é feita uma breve introdução das características dos setores de transporte e de geração de energia elétrica no país. Em seguida, são apresentados os parâmetros utilizados para calibrar o modelo de otimização desenvolvido. Após, são discutidos os dois estudos de caso: O primeiro com o foco na combinação de veículos elétricos e geração eólica no Nordeste do país. O segundo com o intuito de analisar o comportamento do sistema elétrico do país diante de diferentes taxas de entrada de veículos elétricos.

5.1 Características do Setor de Transportes Nacional

O setor de transporte do Brasil é caracterizado por uma distribuição modal desbalanceada em favor do transporte rodoviário. O óleo diesel é o combustível mais consumido no setor, representando quase 48,6% do consumo de energia do setor de transportes (MME, 2011), devido, principalmente, à forte participação dos veículos pesados (ônibus e caminhões), de transporte coletivo e de carga.

Apesar de o diesel ser o principal combustível do setor, a gasolina e o álcool etílico desempenham papéis importantes no setor, representando, respectivamente, 25,2% e 17,3% do consumo total de energia do setor de transportes (MME, 2011). No entanto, em termos de volume (litros de combustível), o etanol é o segundo combustível mais consumido no setor, uma vez que contém menos energia (valor calórico) por unidade de volume do que a gasolina⁴³. No Brasil, o álcool etílico hidratado é utilizado como combustível, podendo ser usado pelos veículos cativos a álcool ou flexíveis, enquanto que o álcool etílico anidro é utilizado como aditivo (operando para aumentar a octanagem da gasolina convencional, de forma a melhorar o desempenho de combustível), misturado à gasolina em uma concentração obrigatória e flexível, que varia de 20% para 25% em volume, variando de acordo com a disponibilidade de etanol e prática de preços do produtor (Freitas e Kaneko, 2011).

⁴³ Todavia, como discutido no capítulo introdutório desta tese, isso deixou de ocorrer em 2011 por problemas de quebra de safra da cana de açúcar e valorização do açúcar no mercado internacional (ANP, 2012b).

Uma peculiaridade do transporte de rodoviário de passageiros no Brasil é que os ônibus são responsáveis pelo transporte de 65% da população, percentual composto por parcelas consideráveis das diferentes classes econômicas, mas com predomínio da população de mais baixa renda (NTU, 2006). Como apresentado na Figura 23, as famílias com renda mais baixa possuem maior participação nos modos coletivos e a “a pé”, enquanto as famílias de renda mais alta têm maior participação no deslocamento individual.

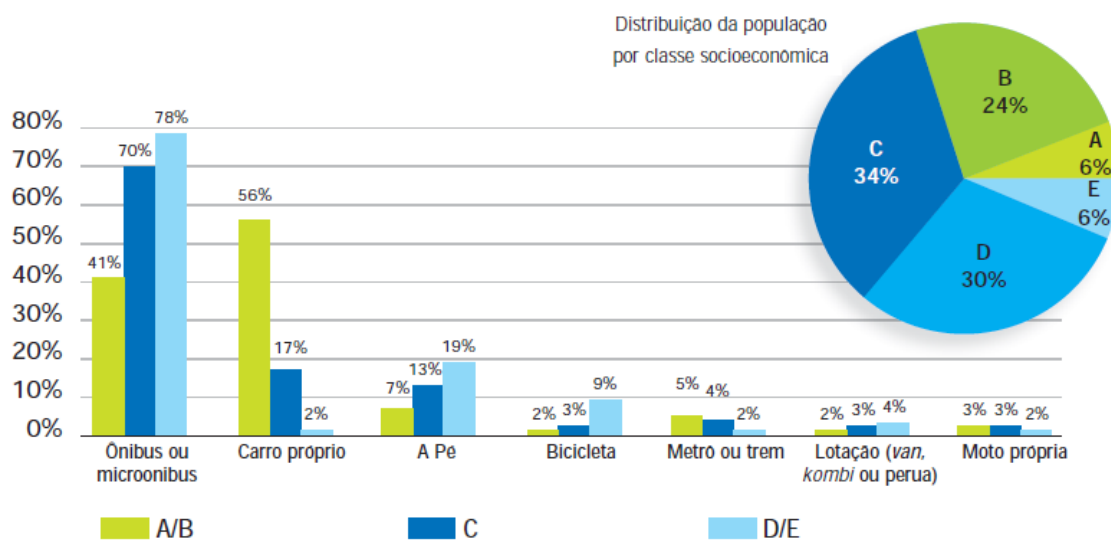


Figura 23 – Principais Modos Utilizados por Classe Socioeconômica

Fonte: NTU (2006)

Diversos fatores podem ser indicados para este fenômeno, como por exemplo, a redução dos investimentos necessários ao transporte público, a paralisação de obras iniciadas e, em alguns casos, o abandono de sistemas já constituídos, levando à queda no nível de serviço, na confiabilidade e na atratividade do transporte público (Schaeffer *et al.*, 2004). Tal fato, combinado com o crescimento econômico do país, estimula o uso em maior escala de automóveis.

De acordo com ANFAVEA (2011), o número de habitantes por veículo no Brasil está caindo: em 2000 foi de 8,8 e em 2009 foi de 6,5. Em 2010, a frota nacional de veículos leves era de aproximadamente 29,8 milhões e a venda de veículos leves atingiu 3,3 milhões. No mesmo ano, os veículos leves responderam por 92,9% da frota nacional e 94,7% das vendas de veículos novos, enquanto a venda de veículos *flex-fuel* saltou para 2,9 milhões ANFAVEA (2011).

Na tentativa de reduzir o uso dos veículos leves e o consequente consumo de combustível fóssil, alguns países vêm aplicando medidas que desestimulam o uso do automóvel, como a aplicação de taxas sobre o combustível (Dender, 2009). Outras medidas, tais como o aumento da eficiência dos novos veículos, aplicação de pedágios e melhoria da infra-estrutura rodoviária também vêm sendo utilizadas (Poudenx, 2008).

A efficientização da frota de veículos pode ser alcançada de diferentes formas como, por exemplo, com normas de produção com acordos voluntários das montadoras, ou com certificação e etiquetagem dos veículos (Mandell, 2009). No Brasil, por exemplo, foi lançado em novembro de 2008 o programa de etiquetagem veicular. Este programa teve início em abril de 2009 e permite que o consumidor escolha, na hora da compra do veículo zero quilômetro, os modelos mais eficientes em consumo de combustível consultando a Etiqueta Nacional de Conservação de Energia (ENCE) do Inmetro, afixada voluntariamente pelas montadoras nos automóveis. Este programa, ainda que represente um avanço para o setor, é insuficiente para ampliar de fato a eficiência da frota, se comparado a programas de padronização adotados nos EUA, China, Japão e outros países (Bastin *et al.*, 2010).

As opções tecnológicas disponíveis para aumentar o desempenho energético dos veículos, em especial dos veículos a diesel, incluem sistema de injeção de combustível de alta pressão, taxa de compressão variável, sistema de turboalimentação que permite taxas de compressão mais elevadas, entre outros (IEA, 2008).

A aplicação de pedágios urbanos tem por objetivo desestimular o acesso à circulação em determinados horários e nas áreas mais congestionadas pelos veículos particulares. A arrecadação pode servir, ainda, para financiar o sistema de transporte público. Europa e Ásia, por exemplo, adotaram esta medida, segundo Ribeiro (2001).

Do ponto de vista do combustível, existem algumas políticas para estimular o uso de novas alternativas, como o uso de óleos não-convencionais, combustíveis sintéticos, biocombustíveis, eletricidade e hidrogênio. Nesta tese, conforme discutido, o foco é a modelagem da entrada de veículos elétricos, em especial no transporte individual, de forma integrada no sistema energético brasileiro.

5.2 Características do Setor de Geração Elétrica Nacional

Atualmente a matriz elétrica brasileira possui como característica central a sua base na hidroeletricidade, que perfaz 68,2% do total de capacidade, como apresentado na Tabela 14.

Tabela 14 – Matriz de Energia Elétrica no Brasil (2011)

Empreendimentos em Operação							
Tipo	Capacidade Instalada		%	Total		%	
	N° de Usinas	(kW)		N° de Usinas	(kW)		
Hidro		844	78.947.833	68,18	844	78.947.833	68,18
Gás	Natural	94	10.864.018	9,38	127	12.139.501	10,48
	Processo	33	1.275.483	1,10			
Petróleo	Óleo Diesel	805	3.871.104	3,34	830	5.901.507	5,10
	Óleo Residual	25	2.030.403	1,75			
Biomassa	Bagaço de Cana	290	4.754.315	4,11	358	6.351.460	5,48
	Licor Negro	14	1.193.298	1,03			
	Madeira	38	327.767	0,28			
	Biogás	9	44.672	0,04			
	Casca de Arroz	7	31.408	0,03			
Nuclear		2	2.007.000	1,73	2	2.007.000	1,73
Carvão Mineral	Carvão Mineral	9	1.530.304	1,32	9	1.530.304	1,32
Eólica		39	740.784	0,64	39	740.784	0,64
Importação	Paraguai		5.650.000	5,46		8.170.000	7,06
	Argentina		2.250.000	2,17			
	Venezuela		200.000	0,19			
	Uruguai		70.000	0,07			
Total		2.209	115.788.389	100	2.209	115.788.389	100

Fonte: ANEEL, 2011

Uma característica do sistema elétrico nacional é a integração e interligação do sistema por extensa rede de transmissão (quase 100 mil km de linhas de alta tensão), que permite o aproveitamento da diversidade hidrológica regional (além de minimizar o risco de falta de energia e possibilitar a otimização do uso dos recursos de geração do sistema). Este sistema é denominado Sistema Integrado Nacional (SIN). No país, apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados, principalmente, na região amazônica (ONS, 2012).

Devido à incerteza a respeito das vazões afluentes aos reservatórios das usinas hidroelétricas, principal fonte de energia elétrica no Brasil, a quantidade de energia que um sistema

hidroelétrico pode garantir é pequena (o que equivale dizer que o fator de capacidade das hidroelétricas é baixo). Dessa forma, no SIN, usinas termoeletricas flexíveis – em geral a gás natural – complementam a geração hidroelétrica aumentando a robustez do sistema. Elas operam em sincronia com as hidroelétricas de forma a aumentar a quantidade de energia firme⁴⁴ do sistema, aumentando oferta de energia do sistema hidroelétrico⁴⁵ e evitando o desperdício de energia através de vertimentos. Portanto, as térmicas no Brasil acabam por funcionar como reservatórios virtuais ao proporcionar segurança de abastecimento quando os reservatórios estão vazios e ao aliviar a necessidade de estocar água para lidar com a incerteza das afluências (Araújo, 2009).

O SIN é geograficamente dividido em quatro subsistemas – Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte – que são interligados por linhas de transmissão, conforme mostra o esquema simplificado da Figura 24. Com base em Costa (2007), as características de cada subsistema são descritas a seguir:

- No subsistema Sudeste/Centro-Oeste concentra-se parte significativa da demanda de energia elétrica do país e esse subsistema importa eletricidade dos demais, além de países vizinhos, na maior parte do ano.
- O subsistema Sul é caracterizado por uma grande volatilidade de armazenamento, o que implica em intercâmbios com o subsistema Sudeste/Centro-Oeste em diferentes sentidos ao longo do ano.
- No subsistema Nordeste há um mercado crescente, o que implica em uma tendência de importação de eletricidade, uma vez que seu potencial de geração remanescente se aproximaria (no caso de não se considerar seu potencial eólico) do esgotamento.
- O subsistema Norte exporta eletricidade durante nove meses do ano e a tendência é aumentar sua exportação, já que nele se encontra grande parte do potencial hidroelétrico inexplorado.

⁴⁴ Capacidade de geração firme corresponde à quantidade de energia que o sistema hidroelétrico pode garantir assumindo o pior cenário hidrológico.

⁴⁵ Não apenas por aumentar a capacidade instalada total, mas, principalmente, por aumentar a quantidade de eletricidade gerada pelas hidroelétricas sem que haja risco de não abastecimento. Nesse sentido, as térmicas funcionam como um seguro que permite ao sistema deplecionar seus reservatórios com menor risco de não atender à demanda futura.

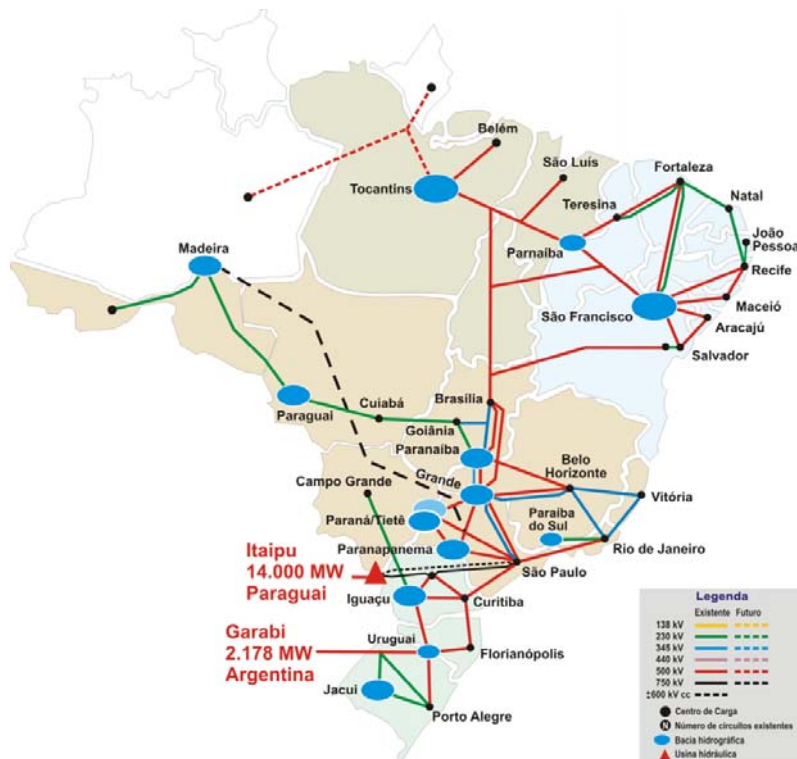


Figura 24 – Integração entre Subistemas no SIN

Fonte: ONS (2012)

Os subsistemas do SIN se estendem por 10 bacias hidrográficas. Os regimes hidrológicos variam entre as diferentes bacias brasileiras. Nas bacias que integram os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste, as vazões apresentam um comportamento sazonal bem definido, com vazões maiores no período entre dezembro e abril (período úmido ou chuvoso) e vazões mais baixas entre maio e novembro (período seco) (Costa, 2007). Nas bacias do subsistema Sul, entretanto, essa sazonalidade não é tão bem definida, embora, em geral, as vazões mais altas complementem o período de vazões baixas no restante do país.

Neste ponto é interessante notar a possibilidade de complementaridade entre a geração hidrelétrica e a geração eólica, visto que em algumas regiões, como no Nordeste, o maior potencial eólico ocorre durante o período de menor disponibilidade hídrica, o que pode ajudar a otimizar a operação do SIN, como já demonstrado em alguns estudos, como, por exemplo, Dutra (2007).

O potencial eólico bruto nacional foi estimado em 143 GW (CEPEL, 2001), para velocidades iguais ou superiores a 7 m/s a uma altura de 50 metros, não incluindo a possibilidade de geração *offshore*. A faixa litorânea das regiões Nordeste e Sul, e algumas áreas centrais das regiões Nordeste-Sudeste, são as áreas mais promissoras para a implantação de usinas eólicas.

De acordo com CEPEL (2001), os litorais do Maranhão, Piauí, Ceará e Rio Grande do Norte apresentam ventos médios anuais entre 6,0 m/s a 9,0 m/s. O litoral sul do país e as elevações Nordeste-Sudeste apresentam ventos médios anuais entre 6,5 m/s e 8,0 m/s. A Tabela 15 apresenta o potencial eólico das regiões do Brasil, onde se verifica que a maior parte deste potencial se encontra na região Nordeste, que detém 52,3% do potencial eólico estimado pelo estudo.

Tabela 15 – Potencial Eólico Estimado Para o Brasil e Regiões

Região	Potência Instalável (GW)
Norte	12,84
Nordeste	75,05
Centro-Oeste	3,08
Sudeste	29,74
Sul	22,76
Total	143,47

Fonte: CEPEL (2001)

Estes valores, todavia, estão sendo revistos, pois avaliam as velocidades do vento à altura de 50 metros. A expectativa é de que estes valores aumentem, uma vez que os atlas estaduais de algumas regiões indicam um potencial ainda maior, conforme levantamento feito por Schaeffer *et al.* (2011) dos atlas de potencial eólico estaduais disponíveis e apresentados na Tabela 16. De acordo com Simões (2010), o potencial eólico nacional a 100 metros de altura deve girar em torno de 300 GW.

Tabela 16 – Potenciais Eólicos Estaduais

Estado	Onshore/ offshore	Altura (m)	Profundidade (m)	Potência Instalável (GW)	Fator de Capacidade (%)
Alagoas	Onshore	100	-	0,65	21,7 – 30,3%
Bahia	Onshore	70	-	14,46	25,0 – 32,0%
Ceará	Onshore	70	-	24,9	22,0 – 32,0%
Espírito Santo	Onshore	100	-	1,14	23,0 – 30,0%
		100	0-10	0,41	24,8 – 31,5%
		100	0-20	5,55	24,6 – 31,9%
Minas Gerais	Onshore	100	-	39,04	24,6 – 31,8%
Paraná	Onshore	100	-	3,37	31,0 – 37,7%
Rio de Janeiro	Onshore	100	-	2,81	34,6 – 40,2%
	Offshore	100	-	0,34	32,1 – 39,9%
Rio Grande do Norte	Onshore	100	-	27,1	32,0 – 41,5%
Rio Grande do Sul	Onshore	100	-	115,2	24,0 – 33,0%
	Offshore	100	0 - 10	19,74	24,0 – 33,0%

Fonte: Schaeffer *et al.* (2011)

Assim, o elevado potencial eólico, a complementaridade com as usinas hidroelétricas e a necessidade de ampliação do parque gerador de eletricidade na região Nordeste tornam esta região propícia para a expansão da geração eólica. De fato, esta expectativa já pode ser verificada. De acordo com EPE (2011), nos últimos dois leilões de energia renovável no país, onde foram licitadas usinas que entrarão em operação nos próximos três anos, foram contratados 3.865,5 MW de energia eólica, dos quais 88,5% (3.421,7 MW) são empreendimentos no Nordeste do país (EPE, 2011), o que representa 13,8% da potência instalada estimada no Nordeste do país em 2013⁴⁶.

Outro ponto importante é a expansão da exploração de usinas hidroelétricas nas regiões Nordeste e Norte, como a construção de Belo Monte, Santo Antônio e Jirau. Todavia, devido aos impactos ambientais na região, verifica-se que esta expansão do sistema hidroelétrico tem se baseado em usinas a fio d'água sem reservatórios de acumulação. De acordo com EPE (2010), a expansão da capacidade de armazenamento das hidroelétricas no horizonte 2019 será de 11% contra um aumento da capacidade instalada de 61%. Isso se deve aos menores reservatórios das novas usinas. A título de comparação, em Santo Antônio a área inundada será equivalente a 0,09 km² por MW, em Jirau, 0,08 km²/MW, enquanto que na usina de Belo Monte, 0,04 km²/MW, contra 0,49 km²/MW da média nacional de área alagada das hidroelétricas.

Soma-se a isso a expectativa de construção de usinas nucleares na região. Atualmente, o Brasil conta com duas usinas nucleares em operação (Angra 1 e Angra 2) e uma terceira em construção (Angra 3), com previsão de ser inaugurada em 2015, todas localizadas no Rio de Janeiro. A construção de usinas nucleares no Nordeste encontra-se em fase de estudos e, de acordo com Eletronuclear (2011), a região para construção dos sítios fica entre Salvador e Recife, e deverá considerar inicialmente a implantação de duas usinas (de aproximadamente 1.000 MW cada) e a possibilidade de futuras expansões, podendo abrigar até seis usinas com capacidade de 1.000 MW cada.

Este quadro indica uma tendência de inflexibilização do sistema elétrico no Nordeste, com usinas nucleares e hidroelétricas com baixa capacidade de reservatório, em complementaridade com usinas eólicas. Esta complementaridade é positiva para o sistema. Todavia, a provável entrada de usinas eólicas em larga escala pode levar a situações de

⁴⁶ De acordo com ONS (2010b), a potência instalada estimada no Nordeste do país em 2013 é de 24.697 MW.

desbalanço entre oferta e carga, podendo haver excessos de produção de energia eólica, caso usinas inflexíveis sejam instaladas junto com plantas eólicas em larga escala. De fato, alguns estudos, como Denholm e Hand (2011) e Strbac *et al.* (2007), verificaram este problema com a entrada de geração renovável intermitente em sistemas inflexíveis em outros países. Tal quadro pode indicar a necessidade de expansão das linhas de transmissão do SIN para escoar os excessos de energia, ou, como proposto no estudo de caso 1, justificar a introdução de uma frota de veículos elétricos conectáveis à rede elétrica (veículos *plug-in*) que seja capaz de absorver os possíveis excedentes elétricos.

5.3 Dados de Entrada do Modelo de Otimização

Como discutido anteriormente, o MESSAGE seleciona os meios de produção de energia, para atender a demanda de energia final (exógena à metodologia), de forma a minimizar os custos totais do sistema energético. Os principais dados de entrada do modelo são os parâmetros de custos e restrições do potencial/recursos disponíveis das opções de oferta de energia e os parâmetros de demanda de energia.

Para a elaboração dos estudos de caso, este trabalho utiliza os cenários de oferta de combustíveis fósseis e os cenários de demanda energética de longo prazo dos setores da economia (com exceção dos segmentos de veículos leves) desenvolvidos por Schaeffer *et al.* (2012).

5.3.1 Demanda de Energia

A projeção do vetor de demanda de energia para a otimização do MESSAGE Brasil segue como base, com exceção do segmento de veículos leves do setor transportes, os valores apresentados no estudo de Schaeffer *et al.* (2012). Para o caso específico do segmento de veículos leves, este trabalho utiliza a metodologia apresentada no item 4.2. A seguir é apresentada a projeção do segmento de veículos leves no Brasil para o cenário sem a entrada de veículos elétricos. Ou seja, este quadro represente o cenário base que foi utilizado no modelo. O valor de consumo dos BEVs e PHEVs é função do estudo de caso considerado, que será visto nas próximas seções.

5.3.1.1 Segmento de Veículos Leves do Setor de Transportes

A projeção da frota de veículos leves no período de simulação é baseada na contraposição das taxas de crescimento das vendas de veículos novos e de sucateamento de veículos existentes. Os valores das vendas históricas dos veículos foram levantados de acordo com ANFAVEA (2011). Os valores de taxa de crescimento das vendas, distância média percorrida, tempo de utilização de álcool etílico nos veículos flexíveis, desempenho energético e os parâmetros da curva de sucateamento dos veículos foram obtidos a partir de MMA (2011).

A Figura 25 exibe a curva de sucateamento dos veículos leves, de acordo com MMA (2011), usada neste estudo. Esta curva segue o formato Gompertz, apresentado na Equação 7, na seção 4.2. Os valores “a” e “b” são 1,798, e 0,137, para os automóveis leves, e 1,618 e 0,141 para os veículos comerciais leves (MMA, 2011). Os valores de probabilidade representam a probabilidade de sucateamento do veículo para cada idade considerada.

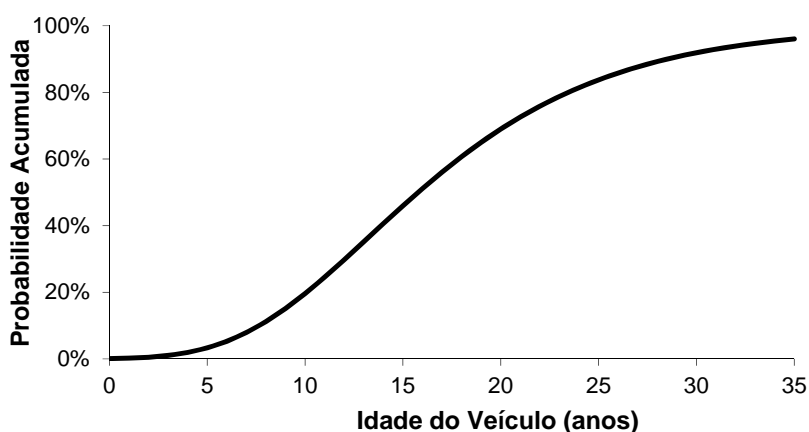


Figura 25 – Curva de Sucateamento dos Automóveis Leves

Fonte: MMA (2011)

De acordo com MMA (2011), a venda de veículos leves no Brasil deve crescer a uma taxa de 4,8% ao ano até 2015, e, no período subsequente, este valor deve cair para 3,8% ao ano, enquanto que a venda dos veículos comerciais leves a diesel deve crescer a 2,2% ao ano. A participação da venda de veículos leves a gasolina foi mantida constante ao longo do período em 4%. No caso dos veículos a álcool, foi considerado que estes veículos não serão mais vendidos no país em consequência da entrada dos carros flexíveis. Já os veículos *flex-fuel* representarão os restantes dos veículos vendidos (96%). Para os veículos a GNV, que não são vendidos, mas sim convertidos, foi projetada a manutenção do atual patamar das conversões dos veículos, na faixa de 75 mil veículos por ano, segundo IBP (2011). Este cenário

representa o cenário base dos estudos, sem a entrada de veículos elétricos. No caso de entrada de veículos elétricos, admitiu-se que as diferentes taxas de venda destes veículos reduziram as vendas de veículos *flex-fuel*, não alterando a venda dos outros veículos. A Figura 26 exibe a frota de veículos leves do país por tipo de combustível para o período de 2010 a 2040.

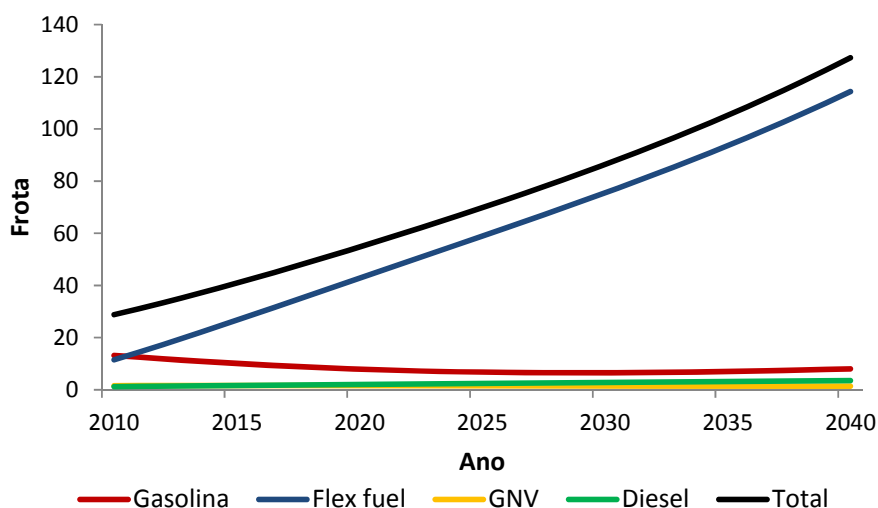


Figura 26 – Projeção da Frota de Veículos Leves por Tipo de Combustível (Milhões de Veículos)

Fonte: Elaboração Própria a partir de MMA (2011)

De acordo com as estimativas consideradas, a frota total de veículos leves deverá passar de 29 milhões em 2010 para 127 milhões em 2040. O veículo *flex-fuel* deverá dominar o mercado, implicando em uma grande utilização de álcool etílico. As suposições adotadas levam a crer que a frota de automóveis flexíveis no Brasil será superior a frota de veículos a gasolina em 2012, atingindo um valor de 114 milhões de veículos em 2040. O tempo médio de utilização de álcool etílico hidratado nos veículos flexíveis de 2003 a 2009 oscilou entre 40 e 70% do tempo (MMA, 2011). Neste estudo, considerou-se que o tempo médio de utilização de álcool etílico nos veículos flexíveis seria equivalente ao tempo médio de 2009, de 47%. O uso de outras formas de energia – gasolina e GNV – tende a representar uma parcela diminuta do uso total de energia no horizonte analisado. A frota de veículos a gasolina, decrescente ao longo dos anos, deverá ficar inferior na ordem de 8 milhões de veículos no final do período de simulação. Quanto à frota a GNV, a estimativa é de que esta, em 2040, se mantenha próxima ao patamar atual de 1,0 milhão de veículos.

O aumento da propriedade do veículo pode ou não significar um aumento proporcional no seu uso (distâncias percorridas por dia), o que dependerá do custo da energia, das políticas que

regulam o uso do automóvel (estacionamento, impostos), das políticas de aumento da oferta de transporte público de qualidade e da configuração urbana, no sentido de ser mais ou menos dependente do uso do automóvel. Neste estudo, considerou-se o valor de distância percorrida em relação a idade dos veículos conforme estimativas de MMA (2011), apresentadas na Figura 27.

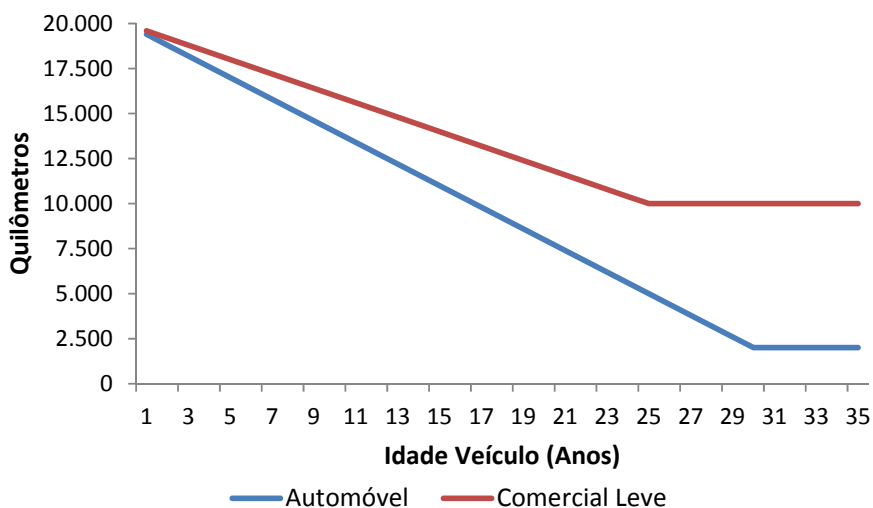


Figura 27 – Distância Média Percorrida Pelos Veículos

Fonte: MMA (2011)

Por fim, utilizou-se os valores de desempenho energéticos dos veículos leves, de acordo com MMA (2011), de 9,5 km/l para os automóveis a gasolina, 6,9 km/l para os automóveis a álcool etílico, 12,0 km/l e 8,0 km/l para os veículos flexíveis rodando a gasolina e álcool etílico respectivamente, 11,9 km/m³ para os veículos a GNV e 9,1 km/l para os comerciais leves a diesel.

A Tabela 17 apresenta a demanda total de combustíveis utilizados pelos veículos leves obtidos no modelo de simulação desenvolvido. Estes valores (em base energética) somados aos valores de consumo de combustível dos ônibus e motocicletas, estimados por Schaeffer *et al.* (2012), representam a demanda total de energia pelo segmento de passageiros, apresentada na próxima seção, na Tabela 18.

Tabela 17 – Demanda de Combustíveis – Veículos Leves (Milhões de Litros)

Ano	Gasolina C	Álcool Etílico Hidratado	GNV (10⁶ m³)	Diesel
2010	23.212	13.973	1.841	2.154
2015	28.090	29.609	1.824	2.924
2020	34.670	44.879	1.702	3.626
2025	42.542	59.195	1.594	4.267
2030	51.843	73.717	1.532	4.875
2035	62.828	89.811	1.507	5.487
2040	75.918	108.663	1.504	6.142

Fonte: Elaboração Própria a partir de MMA (2011)

A expectativa é de que a demanda de álcool etílico hidratado ultrapasse 100 bilhões de litros em 2040, o que reflete no aumento de produção de cana de açúcar e, consequentemente, bagaço de cana, que pode ser usada para geração de energia elétrica ou produção de combustíveis líquidos. Cabe enfatizar ainda que os valores apresentados na Tabela 17 mostram a demanda de gasolina C, que representa a mistura de gasolina A com álcool etílico anidro.

5.3.1.2 Demanda Agregada de Energia

A demanda total projetada de energia das 12 formas de energia para o período de 2010 a 2040 são apresentadas Tabela 18. Nota-se que nesta tabela os valores de consumo de BEVs e PHEVs não são apresentados, pois são função do estudo de caso considerado. Destaca-se, novamente, a presença do açúcar e produtos para matéria prima (*feedstock*) na tabela de consumo energético, que, apesar de não serem energéticos, tornam-se importantes para a determinação da disponibilidade de bagaço de cana de açúcar, usada para fins energéticos, e para otimização do parque de refino de petróleo.

Tabela 18 – Projeção do Consumo Energético

Demanda	Unidade	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Eletricidade S1 (S/SE/CO)	TWh	332	396	445	508	568	644	732
Eletricidade S2 (N/NE)	TWh	95	113	135	162	182	206	234
Eletricidade R (Sistema Isolado)	TWh	4	5	6	7	8	9	10
Calor (Residencial e Serviços)	tEp	9.716	10.955	12.376	14.008	15.888	18.058	20.570
Calor (Setor Industrial)	tEp	41.822	53.080	62.158	73.461	81.630	92.385	104.717
Calor (Setor de Agropecuária)	tEp	1.637	2.056	2.460	3.009	3.680	4.439	5.354
Transporte de Passageiros	tEp	48.119	64.528	81.882	99.539	117.525	137.672	161.054
Transporte de Carga	tEp	18.796	23.080	28.337	35.106	43.490	53.222	65.168
Combustível Não Transporte	tEp	6.033	7.706	9.377	11.655	14.447	17.701	21.693
Feedstock	tEp	8.215	8.592	9.045	9.647	10.326	11.230	11.306
Coque	tEp	8.629	10.833	12.384	14.791	16.149	17.987	20.034
Açúcar	mil ton	31.779	35.693	40.088	45.025	50.570	56.798	63.793

Fonte: Estimativas Próprias a partir de MMA (2011); Schaeffer *et al.* (2012).

A sazonalidade mensal da carga elétrica no país não é significativa, e, portanto, não é apresentada neste estudo. O principal problema está relacionado com a variação horária da demanda elétrica. A sazonalidade horária do consumo de energia elétrica para os sistemas S1 e S2 está exposta na Figura 28. Devido à ausência de informação disponível, assumiu-se que o perfil da carga no sistema isolado segue o padrão apresentado no sistema S2.

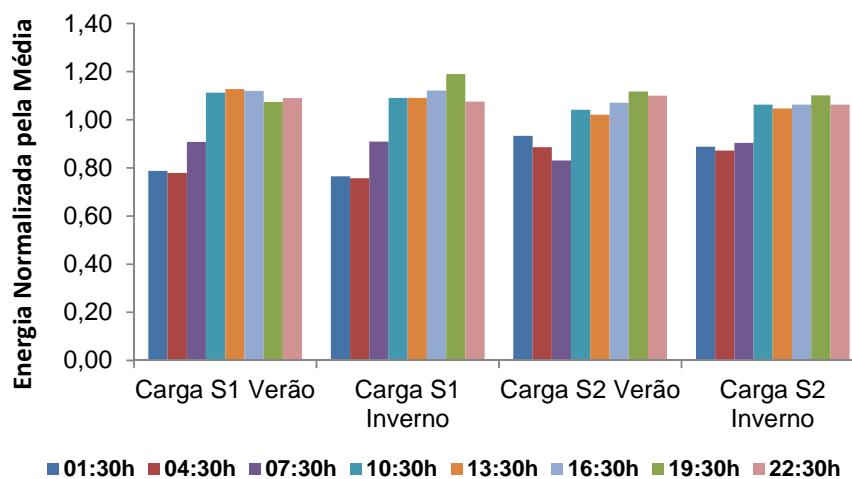


Figura 28 – Sazonalidade Horária Carga os Sistemas

Fonte: ONS (2007)

Uma característica peculiar do sistema elétrico, apresentado pela ONS (2007) em seu último relatório de previsão de carga, é o deslocamento da energia de ponta, em especial na região S1 no período do verão. Há décadas o horário da demanda máxima se encontrava entre 18 e 21h.

Desde o início de 2010 um novo padrão de demanda se manifestou. Nos últimos anos, a época de maior demanda no SIN se deslocou para o verão (anteriormente era no fim do outono e no inverno), e o horário da ponta máxima mudou para a tarde (tipicamente entre 14 e 15h) (Poodle, 2011). A Tabela 19 mostra as datas e a hora dos recordes de demanda máxima instantânea por região até 28/03/2011, além do recorde anterior, de acordo com o levantamento feito por Poodle (2011) na base de dados da Operadora Nacional de Sistemas (ONS). No S/SE/CO (S1) a ponta máxima está claramente na tarde e no verão. No N/NE (S2) a ponta máxima ainda oscila entre a tarde e a noite.

Tabela 19 – Recordes de Demanda Máxima Instantânea dos Sistema

Região	Recorde Atual (em 28/03/2011)		Recorde Anterior	
	Data	Hora	Data	Hora
SE/CO	22/02/2011	15:48	23/02/2010	14:44
Sul	27/01/2011	14:35	05/02/2010	14:33
Nordeste	09/10/2010	18:46	18/03/2010	15:44
Norte	19/03/2011	19:09	27/09/2010	14:40
SIN	22/02/2011	14:35	23/02/2010	14:44

Fonte: Poodle (2011)

Este cenário pode ser interessante para o país para acomodar a entrada de veículos elétricos, tendo em vista que a tendência é que a recarga desses veículos ocorra tipicamente após a última viagem do dia, entre 18h e 22h, como discutido no item 3.2. Este quadro será analisado no estudo de caso 2, apresentado no item 5.5.

5.3.2 Oferta de Energia

Para melhor compreensão dos dados de entrada das opções de oferta de energia, estas foram divididas de acordo com as cadeias energéticas apresentadas na seção 4.3.3.6: cadeia dos combustíveis fósseis, cadeia dos biocombustíveis e combustíveis sintéticos e cadeia de geração de eletricidade.

5.3.2.1 Cadeia dos Combustíveis Fósseis

As principais características das atividades de produção e importação dos combustíveis fósseis são apresentadas na Tabela 20.

Tabela 20 – Características das Atividades de Extração e Importação

Parâmetro	Unidade	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Extração Óleo								
Produção (Máxima)	Mb/dia	3,00	4,15	5,27	6,03	6,10	5,47	4,39
Extração Gás Natural								
Produção (Máxima)	Mm³/dia	62,00	100,00	179,00	227,00	260,00	263,00	189,00
Produção (Mínima)	Mm³/dia	46,00	68,00	101,00	119,00	120,00	81,00	36,00
Importação Gás Natural								
Produção (Fixa)	Mm³/dia	31,83	31,83	31,83	31,83	31,83	31,83	31,83

Fonte: Schaeffer *et al.* (2012)

A extração máxima de óleo é determinada a partir da curva de *Hubbert* desenvolvida no trabalho de Szklo *et al.* (2007) e aplicada no estudo Schaeffer *et al.* (2012). Os limites de produção de gás natural são estimados seguindo como base a projeção de oferta de gás natural associado e não associado ao petróleo de campos novos e existentes de Schaeffer *et al.* (2012). A produção projetada da oferta de gás natural associado está relacionada com a curva de *Hubbert* desenvolvida pelo estudo. A importação de gás natural restringe-se basicamente a importação de gás natural boliviano. A Tabela 21 exhibe as características das atividades de refino consideradas no MESSAGE Brasil.

Tabela 21 – Características das Atividades de Refino de Petróleo

Parâmetros ¹	Unidade	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Refino Grupo 1								
Entrada: Óleo bruto	%	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080
Saída: Derivados Médios	%	0,463	0,466	0,466	0,466	0,466	0,466	0,466
Derivados Leves	%	0,198	0,204	0,204	0,204	0,204	0,204	0,204
Não Energéticos	%	0,064	0,063	0,063	0,063	0,063	0,063	0,063
GLP	%	0,067	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068
Derivados Pesados	%	0,208	0,199	0,199	0,199	0,199	0,199	0,199
Custo Operacional	US\$/barril	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000
Produção (Fixa)	m³/d	130.150	132.015	132.015	132.015	132.015	132.015	132.015
Fator de Capacidade	%	0,850	0,850	0,850	0,850	0,850	0,850	0,850
Refino Grupo 2								
Entrada: Óleo bruto	%	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080
Saída: Derivados Médios	%	0,665	0,665	0,665	0,665	0,665	0,665	0,665
Não Energéticos	%	0,085	0,085	0,085	0,085	0,085	0,085	0,085
GLP	%	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035
Derivados Pesados	%	0,216	0,216	0,216	0,216	0,216	0,216	0,216
Custo Operacional	US\$/barril	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000
Produção (Fixa)	m³/d	24.191	24.191	24.191	24.191	24.191	24.191	24.191
Fator de Capacidade	%	0,850	0,850	0,850	0,850	0,850	0,850	0,850

Refino Grupo 3								
Entrada: Óleo bruto	%	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080
Saída: Derivados Médios	%	0,557	0,557	0,557	0,557	0,557	0,557	0,557
Derivados Leves	%	0,263	0,263	0,263	0,263	0,263	0,263	0,263
GLP	%	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070
Derivados Pesados	%	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110
Custo de Investimento	US\$/KW	420	420	420	420	420	420	420
Custo Operacional	US\$/barril	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000
Produção (Fixa)	m³/d	24.191	24.191	24.191	24.191	24.191	24.191	24.191
Fator de Capacidade	%	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950
Refino Grupo 4								
Entrada: Óleo bruto	%	1,085	1,085	1,085	1,085	1,085	1,085	1,085
Saída: Derivados Médios	%	0,614	0,614	0,614	0,614	0,614	0,614	0,614
Derivados Leves	%	0,202	0,202	0,202	0,202	0,202	0,202	0,202
Não Energéticos	%	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048
GLP	%	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046
Derivados Pesados	%	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091
Custo de Investimento	US\$/KW	306	306	306	306	306	306	306
Custo Operacional	US\$/barril	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000
Produção (Fixa)	m³/d	24.191	24.191	24.191	24.191	24.191	24.191	24.191
Fator de Capacidade	%	0,900	0,900	0,900	0,900	0,900	0,900	0,900

Fonte: Schaeffer *et al.* (2012)

¹ Os dados de saída representam as eficiências de conversão em base energética.

Nota: Valores em moeda constante de 2008.

A estrutura do refino de petróleo está dividida em quatro grupos de refino. O refino 1 representa o padrão simplificado das refinarias existentes no Brasil e, portanto, é um dado fixo no modelo, não existindo a possibilidade de expansão. O grupo de refino 2 representa o perfil simplificado das novas refinarias em construção, que, no modelo, estão previstas para entrar em operação no horizonte 2015. Neste conjunto de refinarias também não há a possibilidade de expansão. A expansão do refino se dá com a escolha de dois grupos possíveis: Duas opções não são forçadas ao modelo: O grupo 3 que é um padrão de refinaria ultra-flexível e mais cara, e o grupo de refino 4 que representa uma refinaria menos flexível com foco em diesel e ligeiramente mais barata que a anterior. O MESSAGE decide, em seu processo de otimização, quantos módulos instalar de cada usina. Esta escolha foi liberada para o modelo somente a partir de 2020.

5.3.2.2 Cadeia dos Biocombustíveis e Combustíveis Sintéticos

Os valores de eficiência e custos da tecnologia do BTL foram estimados seguindo como base Swanson *et al.* (2010). Para uma planta com capacidade de processamento de 2.205 toneladas

por dia de biomassa, fator de capacidade de 85%, vida útil de 20 anos e tempo de construção da planta de 3 anos, os dados de eficiência e custos são os seguintes:

- Eficiência energética do gasificador (incluindo pré-processamento, limpeza do gás de síntese, geração elétrica e unidade de separação do ar) de 65%;
- Eficiência energética do processo de Fischer Tropsch de 76%. Os produtos obtidos são diesel (70%) e nafta (30%);
- Investimento de capital do gasificador (incluindo as etapas de pré-processamento, limpeza do gás de síntese, geração elétrica e unidade de separação do ar) de 448 milhões de dólares;
- Investimento de capital processo de Fischer Tropsch de 164 milhões de dólares;
- Investimento variável da planta de 31,5 milhões de dólares de ano (incluindo o custo da matéria prima, estimado para o bagaço de cana de açúcar em 8 dólares por tonelada).

Para o diesel oriundo da fermentação do caldo de cana de açúcar, foi estimada eficiência de conversão baseado no estudo da empresa americana Amyris (Amyris, 2010) que apresenta rendimento para o processo de fermentação comercial no curto prazo de 15%, obtido em planta piloto (conversão mássica de Açúcar Total Recuperável (ATR) para farneceno, C15). Desta forma, assumindo o teor de ATR na cana de açúcar e o poder calorífico da cana e do diesel, obtêm-se uma eficiência energética de transformação de cana de açúcar para o diesel de 14%, ou seja, cada unidade energética de cana de açúcar é capaz de produzir 0,14 unidades energéticas de diesel.

Diante da ausência de informação disponível e tendo em vista que esta opção ainda não se encontra madura para aplicação em larga escala, optou-se por, conservadoramente, usar custos elevados para unidade. O mesmo vale para a aplicação de GTL e H-Bio. De acordo com Castelo Branco *et al.* (2010), a alternativa de GTL embarcado offshore ainda não se encontra madura para aplicação em larga escala.

Para o caso do H-Bio, de acordo com Szklo *et al.* (2012) algumas refinarias encontram-se adaptadas para processar óleo vegetal pelo processo H-Bio em decorrência de investimentos realizados em 2007. Todavia, ainda segundo Szklo *et al.* (2012), o processamento desta matéria-prima depende das condições de mercado, sendo necessário que o preço do óleo vegetal esteja igual ou inferior ao preço do óleo diesel. Além da questão econômica, o co-

processamento de óleo vegetal acaba por diminuir ainda mais a disponibilidade de capacidade de hidrotreatamento para a produção de óleo diesel S10, pois parte do diesel intermediário que seria processado acaba dando lugar ao óleo vegetal. Ou seja, apesar de possuir melhores propriedades que as correntes de petróleo processadas e reduzir o teor de enxofre total da carga, a utilização do processo H-Bio no Brasil depende de uma grande expansão da capacidade de hidrotreatamento no refino brasileiro. Neste sentido, nesta tese, optou-se por admitir esta opção tecnológica com custos elevados, de forma que o modelo não escolhesse esta tecnologia no período analisado. Este tema, no entanto, merece ser estudado em pesquisas específicas no futuro.

Com relação à produção de álcool, a produtividade industrial foi calculada de acordo com as projeções da EPE (2007) de produção interna de álcool etílico, passando de 74 litros/t, em 2010, para 117 litro/t de cana de açúcar processada, em 2030.

Para a produção de açúcar, foi considerada a produtividade industrial de 120 kg/t de cana processada, valor típico de uma usina de açúcar no país. Para os três casos (diesel de cana, álcool etílico e açúcar), foi considerada a produção de 0,28 toneladas de bagaço (50% umidade) por tonelada de cana de açúcar processada, sendo previsto o 20% de aproveitamento da palha para geração de energia elétrica, em 2015, e 50% em 2030.

5.3.2.3 Cadeia de Geração de Eletricidade

Os valores de custos e potenciais de geração de energia das diferentes tecnologias de conversão consideradas no modelo para geração de energia elétrica são detalhados na Tabela 22. Para o horizonte 2015, é considerada a expansão prevista do setor elétrico, de acordo com ANEEL (2011), com as usinas outorgadas e em construção. Para o período subsequente, o modelo determina, a partir de uma análise de mínimo custo, as melhores opções de expansão do sistema elétrico.

Tabela 22 – Características das Atividades de Geração de Energia Elétrica

Parâmetros ¹	Unidade	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Bagaço A (CP 22bar)								
Custo de Investimento	US\$/kW	-	-	-	-	-	-	-
Custo de Combustível ^(b)	US\$/MWh	4,03	4,03	4,03	4,03	4,03	4,03	4,03
Custo Variável O&M ^(b)	US\$/MWh	14,92	14,92	14,92	14,92	14,92	14,92	14,92
Custo Fixo O&M	US\$/kW	-	-	-	-	-	-	-
Eficiência Energética ^(b)	%	0,03	0,03	0,04	0,04	0,06	0,06	0,06
Fator de Capacidade ^(b)	%	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
Operação Mínima ^(a)	%	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
Capacidade Instalada (Fixa) ^(c)	MW	5.612	5.612	5.612	5.612	5.612	5.612	5.612
Bagaço B (Modernização Bagaço CP 22bar para CEST)								
Custo de Investimento ^(b)	US\$/kW	2.885	2.885	2.885	2.885	2.885	2.885	2.885
Custo de Combustível ^(b)	US\$/MWh	4,03	4,03	4,03	4,03	4,03	4,03	4,03
Custo Variável O&M ^(b)	US\$/MWh	10,62	10,62	10,62	10,62	10,62	10,62	10,62
Custo Fixo O&M	US\$/kW	-	-	-	-	-	-	-
Eficiência Energética ^(b)	%	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
Fator de Capacidade ^(b)	%	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
Operação Mínima ^(a)	%	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
Capacidade Instalada (Máxima) ^(a)	MW/ano	-	500	500	500	500	500	500
Bagaço C (CEST)								
Custo de Investimento ^(b)	US\$/kW	2.712	2.576	2.473	2.392	2.392	2.392	2.392
Custo de Combustível ^(b)	US\$/MWh	4,03	4,03	4,03	4,03	4,03	4,03	4,03
Custo Variável O&M ^(b)	US\$/MWh	10,22	10,22	10,22	10,22	10,22	10,22	10,22
Custo Fixo O&M	US\$/kW	-	-	-	-	-	-	-
Eficiência Energética ^(b)	%	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
Fator de Capacidade ^(b)	%	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
Operação Mínima ^(a)	%	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
Capacidade Instalada (Máxima) ^(a)	MW/ano	-	500	500	500	500	500	500
Bagaço D (BIG-GT)								
Custo de Investimento ^(b)	US\$/kW	3.596	3.197	2.798	2.399	2.000	2.000	2.000
Custo de Combustível ^(b)	US\$/MWh	4,03	4,03	4,03	4,03	4,03	4,03	4,03
Custo Variável O&M ^(b)	US\$/MWh	21,53	21,53	21,53	21,53	21,53	21,53	21,53
Custo Fixo O&M	US\$/kW	-	-	-	-	-	-	-
Eficiência Energética ^(b)	%	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39
Fator de Capacidade ^(b)	%	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Operação Mínima ^(a)	%	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
Capacidade Instalada (Máxima) ^(b)	MW	-	-	501	1.469	2.604	2.604	2.604
UHE Pequena								
Custo de Investimento ^(d)	US\$/kW	2.936	2.936	2.936	2.936	2.936	2.936	2.936
Custo de Combustível	US\$/MWh	-	-	-	-	-	-	-
Custo Variável O&M	US\$/MWh	-	-	-	-	-	-	-
Custo Fixo O&M ^(d)	US\$/kW	64,58	64,58	64,58	64,58	64,58	64,58	64,58
Eficiência Energética	%	-	-	-	-	-	-	-

Fator de Capacidade	%	*	*	*	*	*	*	*
Operação Mínima	%	-	-	-	-	-	-	-
Capacidade Instalada S1 (Fixa) ^(c)	MW	2.550	-	-	-	-	-	-
Capacidade Instalada S1 (Mínima) ^(e)	MW	-	3.556	5.858	5.858	5.858	5.858	5.858
Capacidade Instalada S1 (Máxima) ^(e)	MW	-	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000
Capacidade Instalada S2 (Fixa) ^{(c)(e)}	MW	89	131	180	180	180	180	180
Capacidade Instalada R (Fixa) ^(c)	MW	136	-	-	-	-	-	-
Capacidade Instalada R (Máxima) ^(a)	MW	-	499	499	499	499	499	499
UHE Média								
Custo de Investimento ^(d)	US\$/kW	2.513	2.513	2.513	2.513	2.513	2.513	2.513
Custo de Combustível	US\$/MWh	-	-	-	-	-	-	-
Custo Variável O&M	US\$/MWh	-	-	-	-	-	-	-
Custo Fixo O&M ^(d)	US\$/kW	58,43	58,43	58,43	58,43	58,43	58,43	58,43
Eficiência Energética	%	-	-	-	-	-	-	-
Fator de Capacidade	%	*	*	*	*	*	*	*
Operação Mínima	%	-	-	-	-	-	-	-
Capacidade Instalada S1 (Fixa) ^(c)	MW	7.151	-	-	-	-	-	-
Capacidade Instalada S1 (Mínima) ^(e)	MW	-	10.066	11.221	11.221	11.221	11.221	11.221
Capacidade Instalada S1 (Máxima) ^(e)	MW	-	40.165	40.165	40.165	40.165	40.165	40.165
Capacidade Instalada S2 (Fixa) ^(c)	MW	1.046	-	-	-	-	-	-
Capacidade Instalada S2 (Mínima) ^(e)	MW	-	2.448	3.535	3.535	3.535	3.535	3.535
Capacidade Instalada S2 (Máxima) ^(e)	MW	-	25.009	25.009	25.009	25.009	25.009	25.009
Capacidade Instalada R (Fixa) ^(c)	MW	103	-	-	-	-	-	-
Capacidade Instalada R (Máxima) ^(a)	MW	-	499	499	499	499	499	499
UHE Grande								
Custo de Investimento ^(d)	US\$/kW	2.091	2.091	2.091	2.091	2.091	2.091	2.091
Custo de Combustível	US\$/MWh	-	-	-	-	-	-	-
Custo Variável O&M	US\$/MWh	-	-	-	-	-	-	-
Custo Fixo O&M ^(d)	US\$/kW	52,28	52,28	52,28	52,28	52,28	52,28	52,28
Eficiência Energética	%	-	-	-	-	-	-	-
Fator de Capacidade	%	*	*	*	*	*	*	*
Operação Mínima	%	-	-	-	-	-	-	-
Capacidade Instalada S1 (Fixa) ^{(c)(e)}	MW	45.021	45.382	45.382	45.382	45.382	45.382	45.382
Capacidade Instalada S2 (Fixa) ^(c)	MW	18.513	-	-	-	-	-	-
Capacidade Instalada R (Fixa) ^(a)	MW	0	7.000	18.000	18.000	18.000	18.000	18.000
Solar PV								
Custo de Investimento ^(d)	US\$/kW	5.627	3.628	3.628	3.628	2.491	2.491	2.491
Custo de Combustível	US\$/MWh	-	-	-	-	-	-	-
Custo Variável O&M	US\$/MWh	-	-	-	-	-	-	-
Custo Fixo O&M ^(d)	US\$/kW	36,57	23,58	23,58	23,58	16,19	16,19	16,19
Eficiência Energética	%	-	-	-	-	-	-	-
Fator de Capacidade ^(d)	%	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Operação Mínima	%	-	-	-	-	-	-	-
Capacidade Instalada	MW	-	-	-	-	-	-	-

Eólica								
Custo de Investimento ^(d)	US\$/kW	1.810	1.673	1.673	1.673	1.547	1.547	1.547
Custo de Combustível	US\$/MWh	-	-	-	-	-	-	-
Custo Variável O&M	US\$/MWh	-	-	-	-	-	-	-
Custo Fixo O&M ^(d)	US\$/kW	41,62	38,47	38,47	38,47	35,58	35,58	35,58
Eficiência Energética	%	-	-	-	-	-	-	-
Fator de Capacidade ^(a)	%	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
Operação Mínima	%	-	-	-	-	-	-	-
Capacidade Instalada S1 (Fixa) ^(c)	MW	168	-	-	-	-	-	-
Capacidade Instalada S1 (Mínima) ^(a)	MW/ano	-	100	100	100	100	100	100
Capacidade Instalada S1 (Máxima) ^(a)	MW/ano	-	500	500	500	500	500	500
Capacidade Instalada S2 (Fixa) ^(c)	MW	671	3.500	-	-	-	-	-
Capacidade Instalada S2 (Mínima) ^(a)	MW/ano	-	500	500	500	500	500	500
Capacidade Instalada S2 (Máxima) ^(a)	MW/ano	-	800	800	800	800	800	800
RSU								
Custo de Investimento ^(d)	US\$/kW	7.050	6.638	6.638	6.638	6.210	6.210	6.210
Custo de Combustível ^(d)	US\$/MWh	-0,92	-0,92	-0,92	-0,92	-0,92	-0,92	-0,92
Custo Variável O&M	US\$/MWh	-	-	-	-	-	-	-
Custo Fixo O&M ^(d)	US\$/kW	211	199	199	199	186	186	186
Eficiência Energética	%	-	-	-	-	-	-	-
Fator de Capacidade ^(d)	%	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74
Operação Mínima	%	-	-	-	-	-	-	-
Capacidade Instalada	MW	-	-	-	-	-	-	-
Gás Natural CA								
Custo de Investimento ^(a)	US\$/kW	450	450	450	450	450	450	450
Custo de Combustível	US\$/MWh	-	-	-	-	-	-	-
Custo Variável O&M ^(f)	US\$/MWh	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41
Custo Fixo O&M	US\$/kW	-	-	-	-	-	-	-
Eficiência Energética ^(a)	%	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
Fator de Capacidade ^(a)	%	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
Operação Mínima	%	-	-	-	-	-	-	-
Capacidade Instalada S1 (Fixa) ^(c)	MW	3.976	-	-	-	-	-	-
Capacidade Instalada S2 (Fixa) ^(c)	MW	657	-	-	-	-	-	-
Gás Natural CC								
Custo de Investimento ^(f)	US\$/kW	1.190	1.190	1.190	1.190	1.190	1.190	1.190
Custo de Combustível	US\$/MWh	-	-	-	-	-	-	-
Custo Variável O&M ^(f)	US\$/MWh	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41
Custo Fixo O&M ^(f)	US\$/kW	13	13	13	13	13	13	13
Eficiência Energética ^(f)	%	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
Fator de Capacidade ^(f)	%	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
Operação Mínima ^(a)	%	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
Capacidade Instalada S1 (Fixa) ^(c)	MW	3.677	-	-	-	-	-	-
Capacidade Instalada S1 (Máxima) ^(c)	MW	-	4.552	-	-	-	-	-
Capacidade Instalada S2 (Fixa) ^(c)	MW	1.137	-	-	-	-	-	-

Capacidade Instalada S2 (Máxima) ^(c)		-	1.857	-	-	-	-	-
Capacidade Instalada R (Fixa)	MW	350	-	-	-	-	-	-
Carvão Importado								
Custo de Investimento ^(f)	US\$/kW	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300
Custo de Combustível ^(a)	US\$/MWh	11,91	12,08	12,08	12,02	12,08	12,37	12,67
Custo Variável O&M ^(f)	US\$/MWh	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57
Custo Fixo O&M ^(f)	US\$/kW	24,30	24,30	24,30	24,30	24,30	24,30	24,30
Eficiência Energética ^(f)	%	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
Fator de Capacidade ^(f)	%	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
Operação Mínima ^(a)	%	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
Capacidade Instalada S1 (Máxima) ^(a)	MW/ano	400	400	400	400	400	400	400
Carvão								
Custo de Investimento ^(f)	US\$/kW	2.530	2.530	2.530	2.530	2.530	2.530	2.530
Custo de Combustível ^(a)	US\$/MWh	6,43	6,52	6,52	6,49	6,52	6,68	6,84
Custo Variável O&M ^(f)	US\$/MWh	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57
Custo Fixo O&M ^(f)	US\$/kW	26,73	26,73	26,73	26,73	26,73	26,73	26,73
Eficiência Energética ^(f)	%	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
Fator de Capacidade ^(f)	%	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70
Operação Mínima ^(a)	%	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
Capacidade Instalada S1 (Fixa) ^(c)	MW	1.765	3.365	-	-	-	-	-
Capacidade Instalada S1 (Fixa) ^(c)	MW	179	1.440	-	-	-	-	-
Nuclear								
Custo de Investimento ^(f)	US\$/kW	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000
Custo de Combustível ^(f)	US\$/MWh	6,97	6,97	6,97	6,97	6,97	6,97	6,97
Custo Variável O&M ^(f)	US\$/MWh	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
Custo Fixo O&M ^(f)	US\$/kW	56,44	56,44	56,44	56,44	56,44	56,44	56,44
Eficiência Energética	%	-	-	-	-	-	-	-
Fator de Capacidade ^(f)	%	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
Operação Mínima ^(a)	%	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
Capacidade Instalada S1 (Fixa) ^(c)	MW	2.007	3.000	-	-	-	-	-
Capacidade Instalada S1 (Fixa) ^(a)	MW	0	0	0	1.000	2.000	3.000	3.000
Óleo Combustível								
Custo de Investimento ^(a)	US\$/kW	1.070	1.070	1.070	1.070	1.070	1.070	1.070
Custo de Combustível	US\$/MWh	-	-	-	-	-	-	-
Custo Variável O&M ^(a)	US\$/MWh	10,84	10,84	10,84	10,84	10,84	10,84	10,84
Custo Fixo O&M	US\$/kW	-	-	-	-	-	-	-
Eficiência Energética ^(a)	%	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
Fator de Capacidade ^(a)	%	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
Operação Mínima	%	-	-	-	-	-	-	-
Capacidade Instalada S1 (Fixa) ^(c)	MW	1.379	-	-	-	-	-	-
Capacidade Instalada R (Fixa) ^(c)	MW	399	-	-	-	-	-	-
Diesel								
Custo de Investimento ^(a)	US\$/kW	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Custo de Combustível	US\$/MWh	-	-	-	-	-	-	-

Custo Variável O&M ^(a)	US\$/MWh	7,99	7,99	7,99	7,99	7,99	7,99	7,99
Custo Fixo O&M	US\$/kW	-	-	-	-	-	-	-
Eficiência Energética ^(a)	%	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
Fator de Capacidade ^(a)	%	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
Operação Mínima	%	-	-	-	-	-	-	-
Capacidade Instalada S2 (Fixa) ^(c)	MW	853	-	-	-	-	-	-
Capacidade Instalada R (Fixa) ^(c)	MW	1.998	-	-	-	-	-	-

Fonte: ^(a) Estimativa Própria; ^(b) De Gouvello (2010); ^(c) ANEEL (2011); ^(d) IEA (2008); ^(e) EPE (2007);

^(f) Du e Parsons (2009).

¹ As capacidades fixa, máxima e mínima representam os limites de potência instalada de cada tecnologia em cada região e são as restrições do modelo, conforme apresentado na Equação 8 da sessão 4.3.2. A operação mínima representa o tempo mínimo que cada usina deve operar ao longo do ano. Este parâmetro restringe que usinas com baixa flexibilidade não sejam operadas por curto intervalo de tempo, como no pico da demanda.

* Fatores de capacidade utilizados para as hidroelétricas estão expostos na Tabela 24.

Nota: CP – Contra Pressão; BIG/GT (*Biomass Integrated Gasification/Gas Turbines*) - Sistema de gasificação da biomassa acoplado a turbina a gás; CEST (*Condensing-Extraction Steam Turbine*) - Turbina a vapor de extração e condensação; UHE – Usina Hidroelétrica; RSU – Resíduo Sólido Urbano; CC – Ciclo Combinado; CA – Ciclo Aberto; FV – Fotovoltaico. Valores em moeda constante de 2008.

Para as usinas eólicas no Sistema S2, é considerada, além da entrada de 3,5 GW (usinas leiloadas nos dois últimos anos, ver EPE (2011)), a entrada de 500 MW por ano na região a partir de 2015. Este cenário favorável para geração eólica está em conformidade com as expectativas de médio prazo do governo brasileiro. De acordo com o Plano Decenal de Expansão (EPE, 2010), o incremento médio de geração eólica no país até 2019 será de 544 MW ao ano.

A inflexibilidade de algumas usinas no Nordeste faz com que estas operem na base do sistema e a produção de energia eólica seja despachada de forma complementar para o atendimento da carga. Assim, no caso de larga entrada de usinas eólicas no sistema, pode haver desbalanço entre oferta e demanda. No caso de maior carga, o modelo despachará usinas flexíveis (como termelétricas a gás natural) para suprir o desbalanço. Entretanto, no caso de com maior potencial de produção eólica e menor demanda, especialmente durante a madrugada, na inexistência de escoamento da energia para outros subsistemas, ou na inexistência de armazenamento de energia, o excesso de produção não será aproveitado. Esses resultados serão discutidos no estudo de caso 1, no item 5.4.

Os valores máximos de intercâmbio entre as regiões S1, S2 e R foram determinados baseados nos estudos da ONS (2010b) e da EPE (2010), como exibido na Tabela 23, onde a interligação do sistema isolado (R) ao SIN a partir de 2015 permitirá o escoamento da energia gerada nas usinas projetadas na região (Belo Monte, Santo Antônio e Jirau).

Tabela 23 – Fluxo Máximo de Intercâmbio entre os Subsistemas

Intercâmbio	MW	Data Operação
S1 → S2	5.000	Atual
S1 → R	500	Atual
S2 → S1	5.300	Atual
S2 → R	1.500	2015
R → S1	5.600	2015
R → S2	6.000	2015

Fonte: ONS (2010b); EPE (2010)

Os fatores de capacidade das usinas hidroelétricas foram subdivididos nas regiões consideradas do estudo (S1, S2 e R), como apresentado na Tabela 24, e foram estimados de acordo com Lucena *et al.* (2010b). Estes valores foram calculados a partir dos dados de vazão natural afluente ao reservatório das usinas hidroelétricas do país, que foram convertidos em quantidade de energia média no sistema, no período analisado (1931 a 2006), com o uso do Modelo de Simulação de Usinas Individualizadas (MSUI), desenvolvido pelo CEPREL (Lucena *et al.*, 2010b).

Tabela 24 – Fator de Capacidade das Hidrelétricas

Subsistema S1	
Pequena/média (<300MW)	57,1%
Grande (>300MW)	52,2%
Subsistemas S2 e R	
Pequena/média (<300MW)	60,3%
Grande (>300MW)	53,8%

Fonte: Lucena *et al.* (2010b)

A sazonalidade mensal da produção das hidroelétricas foi estimada com base na simulação realizada pelo modelo MSUI a partir de séries de vazão históricas para 195 aproveitamentos hidroelétricos do SIN. O modelo prevê o máximo de energia que as usinas hidrelétricas conseguem gerar com as regras de despacho simuladas (Lucena *et al.*, 2010b). A sazonalidade mensal da geração de energia eólica dos sistemas foi obtida a partir de NASA (2010), que apresenta os dados médios mensais de velocidade do vento a uma altura de 50 m para o período de 1983 a 1993. Foram coletados os dados das principais regiões dos Subsistemas S1

e S2 com maior potencial de vento a uma resolução de um grau (um grau de latitude por um grau de longitude). Estes dados foram, então, normalizados e a média elevada ao cubo, de forma que se obtivesse o padrão de produção eólica na região, como apresentado na Figura 29.

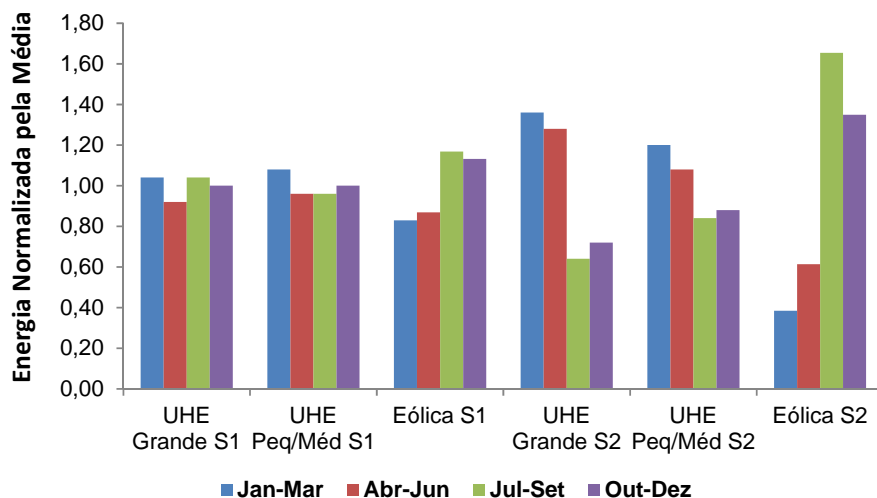


Figura 29 – Sazonalidade Mensal Hidroeletricidade e Eólica nos Diferentes Sub-Sistemas

Fonte: Lucena *et al.* (2010b) e NASA (2010)

Por fim, a Figura 30 mostra a sazonalidade horária da geração de energia eólica nos subsistemas S1 e S2 obtido a partir de NASA (2010). Neste estudo não foi considerada sazonalidade horária da geração de hidroeletricidade, devido à presença dos reservatórios (mesmo que em pequenos volumes), que permitem a regularização horária das usinas.

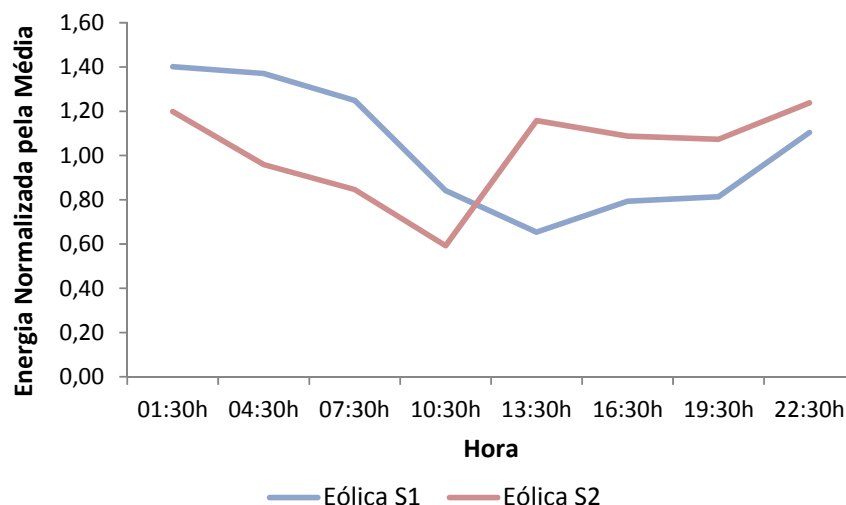


Figura 30 – Sazonalidade Horária das Usinas Eólica nos Sistemas

Fonte: NASA (2010)

Uma importante característica do padrão de vento nas regiões do país é a maior disponibilidade de vento nos horários de madrugada. Este quadro torna-se interessante, principalmente no Nordeste do país, onde a demanda elétrica de energia elétrica é baixa neste horário e a inflexibilidade de outras usinas pode gerar excedentes eólicos na região, como será verificado no estudo de caso 1.

5.4 Estudo de Caso 1 – Energia Eólica e Veículo Elétrico no Nordeste

Conforme abordado nos item 3.4.1, uma questão importante associada à entrada em larga escala de usinas eólicas em sistemas elétricos é o desbalanço entre carga e geração. Diferentes mecanismos podem ser utilizados para reduzir ou compensar este problema, como a complementação de geração eólica com fontes convencionais de energia que possuam maior flexibilidade e controlabilidade, e/ou ampliação do sistema de transmissão para melhor integração da malha elétrica, e/ou o uso de armazenamento de energia (Denholm e Hand, 2011; Castro *et al.*, 2008; Strbac *et al.*, 2007).

Uma solução interessante para o Brasil é o incentivo de geração eólica em conjunto com a utilização de veículos conectáveis à rede elétrica (veículos *plug-in*). Dentre as regiões do país, o Nordeste, devido às suas particularidades, se torna uma opção interessante para o desenvolvimento desta parceria. Na região encontra-se alto potencial de geração eólica

(aproximadamente 75 GW, ou seja, 52% do potencial eólico nacional (CEPEL, 2001)⁴⁷), necessidade de expansão de energia elétrica, e produção elétrica inflexível.

Assim, o objetivo deste estudo de caso é criar um cenário de longo prazo para o comportamento de sistema elétrico com a larga entrada de usinas eólicas no Nordeste do país. Nesse sistema, possíveis excedentes elétricos, devido à inflexibilidade das usinas convencionais e a produção variável das turbinas eólicas, poderiam abastecer uma frota de veículos movidos à eletricidade.

Para este estudo de caso, não são feitas alterações nos resultados do modelo de simulação, apresentado na seção 5.3.1.1. Ou seja, não são inseridos valores de taxa de venda dos veículos elétricos. A estimativa da frota de veículos elétricos passível de ser alimentada com o provável excedente elétrico é feita de trás para frente, a partir do valor total de energia desperdiçada pelo modelo e dos dados de desempenho energético e distância média percorrida pelos veículos. Ou seja, o principal resultado obtido com a metodologia proposta neste estudo de caso é o excedente de energia elétrica, devido à inflexibilidade do sistema, e a frota de veículos elétricos que poderia ser inserida no país para absorver este excedente.

5.4.1 Resultados do Modelo de Otimização

Neste trabalho, a otimização da operação e expansão do sistema elétrico nacional é feita com o auxílio da estrutura do modelo MESSAGE, apresentada anteriormente. Desta forma, a partir da projeção da demanda de energia elétrica, o modelo de otimização integrado aloca, segundo um critério de mínimo custo, sob restrições de operação e de potencial disponível, as fontes que devem ser utilizadas para atender tal demanda.

Na análise proposta nesta parte do estudo são verificadas a expansão e operação do sistema elétrico nacional no horizonte 2040, considerando um cenário forçado de elevada penetração de usinas eólicas no Nordeste (500 MW/ano), e consequentes desbalanços energéticos. Como simplificação, dado o foco do estudo, são apresentados apenas os resultados do subsistema S2. De acordo com os resultados da otimização no MESSAGE, a capacidade instalada no subsistema S2 seria ampliada como apresentada na Tabela 25. Deste modo, a capacidade

⁴⁷ Este valores estão sendo revistos e a expectativa é de que aumentem, uma vez que os atlas estaduais do nordeste indicam um potencial ainda maior, como discutido no item 5.2.

instalada das usinas eólicas no subsistema S2 passa de menos de 0,7 GW, em 2010, para quase 16 GW, em 2040.

Tabela 25 – Projeção da Capacidade Instalada no Subsistema S2 (MW)

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Bagaço CP 22bar	398	398	398	398	398	398	159
Bagaço BIG-GT	0	0	0	0	2.604	2.604	2.604
Bagaço CEST	0	0	959	959	959	959	959
Carvão Mineral	0	0	0	0	0	0	2.000
Gás Natural Ciclo Combinado	1.137	1.137	1.137	1.137	1.137	1.137	455
Gás Natural Ciclo Aberto	10.865	12.719	12.719	15.107	15.107	15.107	19.381
Hidrelétrica Grande	18.513	18.513	18.513	18.513	18.513	18.513	18.513
Hidrelétrica Média	1.046	3.535	3.535	5.535	7.535	9.535	15.781
Hidrelétrica Pequena	89	131	180	180	180	180	180
Óleo Diesel	853	853	853	853	853	853	341
Nuclear	0	0	0	2.000	4.000	6.000	6.000
Eólica	671	4.093	6.000	8.500	11.000	13.500	15.864
Total	33.572	41.379	44.294	53.182	62.286	68.786	82.237

Fonte: Elaboração Própria

Nota: CP – Contra Pressão. BIG/GT (*Biomass Integrated Gasification/Gas Turbines*) - Sistema de gasificação da biomassa acoplado a turbina a gás. CEST (*Condensing-Extraction Steam Turbine*) - Turbina a vapor de extração e condensação.

Nota-se que, a partir da análise de otimização realizada no MESSAGE Brasil, a principal expansão do sistema elétrico na região se dá através das hidroelétricas de médio porte e usinas a gás natural de ciclo aberto para atender o pico de carga da região. As hidroelétricas de grande porte não sofrem alteração no período, pois o maior potencial hidroelétrico está localizado na região Norte (subsistema R), onde se verifica a entrada de grandes usinas como Jirau, Santo Antônio e Belo Monte. Outro aspecto relevante é a entrada forçada considerada de usinas nucleares na região Nordeste a partir de 2025 atingindo as expectativas do governo de 6 GW⁴⁸. Optou-se pela expansão da capacidade de geração nuclear a partir de 2025, tendo em vista que os prazos necessários para a implantação de novas centrais são da ordem de dez anos, a partir da definição do sítio para localização da central nuclear e da decisão para o início das medidas efetivas para a sua implantação (EPE, 2010).

Neste cenário de expansão elétrica e inflexibilidade do sistema S2, considerando as questões operativas e os custos envolvidos, o possível excedente de energia eólica não despachado pelo modelo é apresentado na Tabela 26. Verifica-se que este excesso ocorre principalmente

⁴⁸ Este valor não representa uma escolha do modelo, mas sim de uma capacidade “forçada”, para analisar o cenário hipotético, com base em intenções demonstradas por agentes públicos do governo brasileiro.

durante a madrugada (período de alto potencial eólico e baixa demanda elétrica) entre os meses de janeiro a julho.

Tabela 26 – Projeção do Excesso de Energia no Subsistema S2

	GWh/período	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Jan/Fev/Mar	1 - 6h	185	317	448	580	712	837
	6 - 10h	92	158	224	290	356	419
	10 - 18h	0	0	0	0	0	0
	18 - 21h	0	0	0	0	0	0
	21 - 24h	0	0	0	0	0	0
Abril/Maio/Jun	1 - 6h	295	506	716	927	1.137	1.337
	6 - 10h	0	253	358	463	569	668
	10 - 18h	0	0	0	0	0	0
	18 - 21h	0	0	0	0	0	0
	21 - 24h	0	0	0	0	0	0
Jul/Ago/Set	1 - 6h	51	0	0	0	0	0
	6 - 10h	0	0	0	0	0	0
	10 - 18h	0	0	0	0	0	0
	18 - 21h	0	0	0	0	0	0
	21 - 24h	0	0	0	0	0	0
Out/Nov/Dez	1 - 6h	67	0	0	0	0	0
	6 - 10h	0	0	0	0	0	0
	10 - 18h	0	0	0	0	0	0
	18 - 21h	0	0	0	0	0	0
	21 - 24h	0	0	0	0	0	0

Fonte: Elaboração Própria

Considerando-se apenas o excesso de energia no período da madrugada, o excedente anual de geração elétrica, devido ao desbalço carga-geração de energia com a entrada de usinas eólicas, gira em torno de 1% da carga elétrica projetada para o subsistema S2. Este excedente elétrico, se bem coordenado, poderia ser utilizado para abastecer uma frota de veículos movidos à eletricidade no Brasil. Esta combinação pode ajudar a aumentar o fator de capacidade das usinas eólicas e, conseqüentemente, estimular a produção deste tipo de fonte no país, reduzir a demanda de combustíveis líquidos e incentivar a entrada de veículos elétricos no setor de transporte nacional.

A coordenação para a recarga nos períodos da madrugada poderia ser feita por meio de temporizadores em uma frota veicular de maior controlabilidade como, por exemplo, veículos oficiais. Essa controlabilidade permitiria, em um primeiro momento (i.e., já na próxima década), traçar planos estratégicos para o país em relação à eletrificação do setor de transportes, expurgando-se os custos de construção de uma rede inteligente (*smart grid*) para acomodar a frota elétrica.

Verifica-se também que o excedente elétrico ocorre entre os meses de janeiro e junho, o que poderia, se adequadamente estruturado, ser positivo devido à complementaridade com a safra da cana de açúcar na região Nordeste, que ocorre entre setembro e março. Tal fato permitira o uso de uma frota de veículos híbridos flexíveis conectáveis à rede elétrica.

Para a análise da frota capaz de absorver este excedente elétrico, toma-se como exemplo um veículo híbrido conectável à rede elétrica capaz de percorrer 50 km fazendo-se uso apenas da bateria (PHEV50), com o desempenho energético de 6 km/kWh no modo de operação de deplecionamento de carga (*Charge-Depleting mode*) e distância média anual percorrida de 16 mil km (8 mil km por semestre). Apesar das incertezas envolvidas com os dados referentes ao setor de transporte nacional, estes valores mostram-se razoáveis para a operação de veículos de maior controle, como veículos oficiais⁴⁹, com operação em ciclo urbano. De acordo com MMA (2011), a quilometragem média anual percorrida dos veículos leves no Brasil está associada à idade dos veículos e, para os veículos com até 10 anos de uso, a distância média anual percorrida oscila entre 20 e 14 mil km. Isto equivale a uma demanda de 1,33 MWh do veículo nos seis primeiros meses do ano. No período seguinte, o veículo poderia ser abastecido com etanol, aproveitando-se do período de safra da região. A Tabela 27 mostra a frota total de veículos que poderia operar neste formato, sendo abastecidos durante a madrugada, considerando as hipóteses discutidas.

Tabela 27 – Excedente Elétrico no Subsistema S2 e Frota Equivalente de Veículos Híbridos Conectáveis à Rede Elétrica

	Excesso de Energia (GWh)	Carga S2 (TWh)	%	Frota
2015	597	108	0,6%	447.907
2020	822	123	0,7%	616.604
2025	1.165	142	0,8%	873.522
2030	1.507	159	0,9%	1.130.440
2035	1.850	180	1,0%	1.387.360
2040	2.174	205	1,1%	1.630.324

Fonte: Elaboração Própria

Desta forma, esta seção do estudo apresentou uma metodologia de análise e quantificação do desbalanço energético no Nordeste do país em um cenário de larga penetração de usinas

⁴⁹ Nos EUA, por exemplo, o presidente Obama lançou uma iniciativa frota verde, segundo a qual, até 2015, todos os veículos novos adquiridos para as agências federais dos Estados Unidos serão BEV ou PHEV (Casa Branca, 2011).

eólicas na região para o horizonte 2040 fazendo-se uso de um modelo de otimização, denominado MESSAGE.

Esta seção mostrou o grande potencial para adoção de uma estratégia combinada de expansão da energia eólica com a eletrificação gradual do transporte na região Nordeste do Brasil. Diante da variabilidade e imprevisibilidade da geração eólica e da provável inflexibilidade do sistema elétrica da região, será necessário lidar com a necessidade de balancear a demanda de energia e prover serviços ancilares ao sistema. Alternativas vão além da eletrificação do transporte e incluem outros sistemas de armazenamento (mesmo o próprio armazenamento térmico, por exemplo, em torres de acumulação) e plantas flexíveis. O armazenamento em bateria de automóveis tem, no entanto, vantagens adicionais como a redução da poluição atmosférica destes veículos, quando operam no modo elétrico.

Esta seção do estudo quantificou que, se bem administrada, uma frota de 500 mil veículos movidos a eletricidade, em 2015, e mais de 1,5 milhões, em 2040, na região Nordeste, poderia ser abastecida durante metade do ano na madrugada, aproveitando-se dos excedentes elétricos gerados com uma maior entrada de energia eólica e evitando-se os custos com modificações da rede elétrica na direção das redes inteligentes (*smart grid*). Esta frota, que inicialmente deveria caracterizar-se por veículos com alta controlabilidade de operação, como veículos oficiais, poderia servir como indicador dos impactos associados com a eletrificação do setor transportes e auxiliar na construção de políticas públicas no setor.

5.5 Estudo de Caso 2 – Penetração de Veículos Elétricos

O segundo estudo de caso representa a análise do impacto da entrada de diferentes taxas de veículos elétricos no sistema energético com dois tipos de recarga: recarga sem controle (entre 18 e 22h) e recarga inteligente (chamada de recarga com controle), onde o veículo é recarregado de forma mais intensa durante a madrugada.

Este estudo de caso tem por objetivo verificar se esta recarga inteligente, feita com maior controle, direcionando o sistema elétrico para o *smart grid*, é, de fato, importante diante da entrada de veículos elétricos no país. Como apresentado no item 5.3.1, o uso mais acentuado do ar condicionado e a aplicação do horário de verão modificou, nos últimos anos, a curva de carga elétrica do sistema, principalmente na região Sul e Sudeste do país. Desta forma, este estudo de caso avalia se este novo perfil de demanda elétrica pode favorecer a entrada dos

veículos elétricos. Esta análise é feita de forma comparativa com o cenário sem entrada de veículos elétricos. Ou seja, inicialmente o MESSAGE Brasil é simulado com todas as suas demandas, como apresentado no item 5.3.1, sem considerar os veículos BEVs. Após, são feitas novas simulações com as diferentes taxas de penetração dos veículos e os diferentes perfis de recarga. Por fim, os resultados da otimização com a entrada dos veículos elétricos são comparados com os resultados da otimização sem os BEVs para os diferentes perfis de recarga. A questão que se deseja responder no estudo de caso trata se este novo comportamento da demanda de energia elétrica no país pode favorecer a entrada de veículos elétricos postergando a necessidade de implementação do *smart grid* no país.

5.5.1 Resultados do Modelo de Simulação de Demanda do Setor Transportes

Neste estudo são considerados cinco cenários hipotéticos de penetração de veículos elétricos: 10, 20, 30, 40 e 50% das vendas de veículos leves no Brasil a partir de 2015. Estes cenários não são necessariamente plausíveis ou factíveis no período analisado. O objetivo, de forma similar ao de outros estudos, como De Jonghe *et al.* (2011), Denholm e Hand (2011), é estressar o sistema elétrico ao máximo para avaliar o seu comportamento. Para esta análise considera-se que os veículos elétricos possuem desempenho energético de 6 km/kWh, conforme discutido na seção 2.4. A Tabela 28 apresenta o consumo de eletricidade para o período 2010-2040 nos sistemas S1 e S2 dos cinco cenários propostos.

Tabela 28 – Consumo Anual de Eletricidade nos Sistemas S1 e S2 (TWh)

		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
EE	S1	331,7	395,9	445,2	507,7	567,8	644,0	732,5
	S2	94,8	113,1	134,7	162,5	181,7	206,1	234,4
BEV 10%	S1	0,0	0,4	4,8	8,8	12,4	15,9	19,5
	S2	0,0	0,1	1,4	2,8	3,9	5,0	6,1
BEV 20%	S1	0,0	0,9	9,5	17,5	24,9	31,7	38,9
	S2	0,0	0,3	2,8	5,5	7,8	10,0	12,3
BEV 30%	S1	0,0	1,3	14,3	26,3	37,3	47,6	58,4
	S2	0,0	0,4	4,3	8,3	11,8	15,0	18,4
BEV 40%	S1	0,0	1,8	19,1	35,1	49,7	63,5	77,9
	S2	0,0	0,5	5,7	11,1	15,7	20,0	24,6
BEV 50%	S1	0,0	2,2	23,8	43,9	62,1	79,3	97,3
	S2	0,0	0,6	7,1	13,8	19,6	25,1	30,7

Fonte: Elaboração Própria

Nota: EE – Demanda de eletricidade dos sistemas S1 e S2 sem os veículos elétricos; BEV X% - Demanda de eletricidade dos veículos elétricos considerando X% de penetração das vendas de veículos leves a partir de 2015; S1 – Subsistema S1; S2 – Subsistema S2.

Diante da entrada destes veículos no sistema de transporte de passageiros, novos resultados de demanda de combustíveis foram obtidos no modelo de simulação desenvolvido. A Tabela 29 apresenta os resultados de economia de combustível após a implementação dos BEVs no Brasil. Este resultado, inclusive, representa uma vantagem da modelagem integrada em relação aos outros estudos sobre o tema.

Tabela 29 – Redução do Consumo de Gasolina C e Álcool Etilico Hidratado com a Início da Venda de BEVs (Bilhões de litros)

		2015	2020	2025	2030	2035	2040
BEV 10%	Gasolina C	-142	-1.546	-2.881	-4.081	-5.211	-6.394
	Álcool Hidratado	-233	-2.533	-4.719	-6.684	-8.535	-10.472
BEV 20%	Gasolina C	-285	-3.093	-5.762	-8.163	-10.423	-12.788
	Álcool Hidratado	-466	-5.065	-9.437	-13.369	-17.071	-20.945
BEV 30%	Gasolina C	-427	-4.639	-8.643	-12.244	-15.634	-19.182
	Álcool Hidratado	-699	-7.598	-14.156	-20.053	-25.606	-31.417
BEV 40%	Gasolina C	-569	-6.185	-11.525	-16.325	-20.846	-25.576
	Álcool Hidratado	-932	-10.130	-18.875	-26.737	-34.141	-41.889
BEV 50%	Gasolina C	-712	-7.731	-14.406	-20.406	-26.057	-31.970
	Álcool Hidratado	-1.165	-12.663	-23.594	-33.422	-42.677	-52.361

Fonte: Elaboração Própria

Nota: BEV X% - Cenário de penetração dos veículos elétricos considerando X% das vendas de veículos leves a partir de 2015.

O cenário mais agressivo de entrada de BEVs no país (50% das vendas a partir de 2015) pode resultar na redução da demanda de álcool etílico hidratado de mais de 50 bilhões de litros e na redução de mais de 30 bilhões de litros de gasolina C, em 2040.

Para a recarga dos veículos, dois diferentes perfis para o Nível 1 (1,44 kW) são considerados:

- Cenário 1: Recarga sem controle (18h – 22h);
- Cenário 2: Recarga com controle (nos horários de menor demanda).

A recarga sem controle representa a recarga do veículo tipicamente após o término da última viagem do dia, como discutido na seção 3.2. Por outro lado, a recarga com controle representa a recarga feita fora do pico do sistema elétrico, onde o tempo de início da recarga é retardado e durante o período da tarde e fim do dia o veículo é recarregado com a menor potência possível. Em ambos os casos, a energia total transferida para a bateria no final do período de carga é a mesma. A Figura 31 mostra os perfis de recarga considerados. A recarga com controle pode ser gerenciada com o uso de *smart meters* ou com o uso de controle do temporizadores nos veículos⁵⁰. No entanto, é importante ressaltar que para a recarga com controle, há a necessidade de modificações na estrutura no sistema de potência. A fim de incentivar os proprietários dos veículos a retardar o tempo de recarga para fora do pico, são necessários incentivos econômicos (por exemplo, diferenciação tarifária ao longo do dia) não disponíveis atualmente no setor residencial no Brasil. Mais do que isso, a introdução de *smart meters* exige um custo não desprezível de instalação, como mostrado no item 3.6.2.

⁵⁰ *Chevy Volt*, por exemplo, possui um temporizador e a recarga pode ser controlada remotamente através de um aplicativo de *smartphone*.

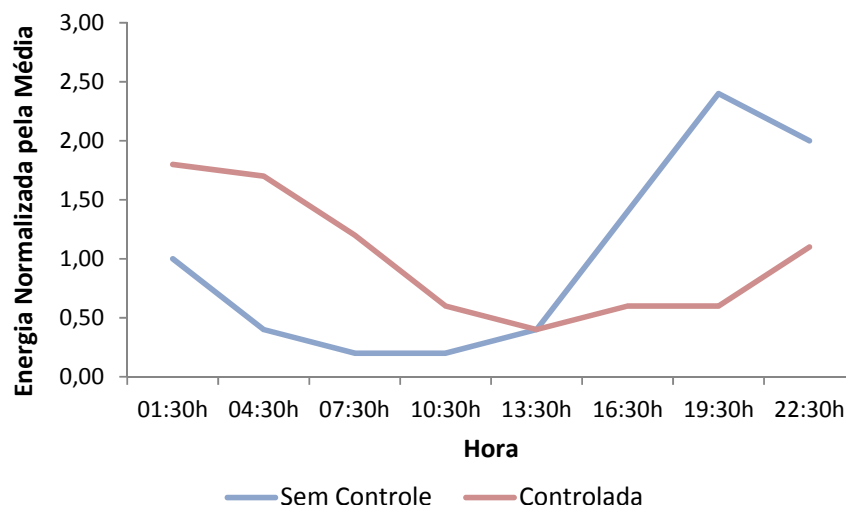


Figura 31 – Cenários de Recarga dos BEVs

Fonte: Elaboração Própria

Neste estudo de caso, os outros níveis de recarga não foram considerados pois exigem investimentos significativos em infra-estrutura (para maiores detalhes, ver seção 3.2). Em especial, a recarga no Nível 3 (com maiores potências, com base na infra-estrutura pública) merece análise em estudos futuros, pois seu impacto não é claro no sistema elétrico. Por um lado, a recarga simultânea de um número significativo de veículos poderia causar sobre-pico na rede. Por outro, se esses veículos fossem recarregados de maneira mais homogênea no tempo, o impacto na rede tende a ser baixo.

5.5.2 Resultados do Modelo de Otimização – Cenário Sem a Entrada dos Veículos Elétricos

O primeiro passo representa a análise do comportamento do setor energético do país no longo prazo sem a entrada dos veículos elétricos. Esta análise é similar a realizada para o estudo de caso 1, sendo que, nesta etapa deste novo estudo de caso, a questão do excedente elétrico não é mais analisada, e o foco passa a ser o sistema elétrico do Brasil como um todo, e não apenas o subsistema S2, como no estudo de caso 1.

Os resultados da otimização realizada considerando as premissas expostas no item 5.3 são apresentadas na Tabela 30 e na Tabela 31. Como simplificação, são exibidos apenas os resultados do setor elétrico. Todavia, caso fosse o objetivo do estudo, outros parâmetros poderiam ser avaliados, como, por exemplo, o comportamento do refino de petróleo e o setor sucroalcooleiro, tendo em vista que o MESSAGE Brasil foi projetado de forma integrada.

Tabela 30 – Capacidade Instalada Projetada no Brasil (GW)

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Bagaço CP 22bar	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6
Bagaço BIG-GT	0,0	0,0	5,0	10,0	15,0	20,0	25,0
Bagaço CEST	0,0	0,0	0,0	0,0	2,6	2,6	2,6
Carvão Mineral	2,5	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,2
Gás Natural Ciclo Combinado	6,4	16,2	16,2	21,6	21,6	21,6	18,7
Gás Natural Ciclo Aberto	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	1,9
Óleo Combustível	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	0,7
Hidrelétrica Grande	63,9	70,9	81,9	81,9	81,9	81,9	81,9
Hidrelétrica Média	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	27,7	50,6
Hidrelétrica Pequena	2,8	3,8	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
Óleo Diesel	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	1,1
Nuclear	2,0	3,0	3,0	4,0	5,0	6,0	6,3
Eólica	1,4	4,2	6,7	9,2	11,9	16,9	21,2
Total	109,2	133,6	154,4	168,4	179,7	203,2	227,0

Fonte: Elaboração Própria

Nota: CP – Contra Pressão. BIG/GT (*Biomass Integrated Gasification/Gas Turbines*) - Sistema de gasificação da biomassa acoplado a turbina a gás. CEST (*Condensing-Extraction Steam Turbine*) - Turbina a vapor de extração e condensação.

A potência elétrica instalada no país deve passar de quase 110 GW, em 2010, para 227 GW, em 2040. A participação das usinas hidrelétricas, no cenário elaborado, cai de 75%, 2010, para 61%, em 2040, com o aumento da participação da geração a partir do bagaço de cana de açúcar, passando para 15% da matriz elétrica, em 2040, e também com o aumento da geração eólica, que atinge mais de 20 GW, em 2040.

Tabela 31 – Produção de Energia Elétrica Projetada no Brasil (TWh)

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Bagaço CP 22bar	19,7	19,7	22,6	22,6	22,6	22,6	22,6
Bagaço BIG-GT	0,0	0,0	39,4	78,8	118,3	157,7	197,1
Bagaço CEST	0,0	0,0	0,0	0,0	18,2	18,2	18,2
Carvão Mineral	16,6	35,8	35,0	35,8	35,8	35,8	34,0
Gás Natural Ciclo Combinado	47,7	120,5	118,2	161,0	161,0	161,0	139,5
Gás Natural Ciclo Aberto	34,1	7,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Óleo Combustível	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hidrelétrica Grande	294,8	302,6	379,6	379,6	379,6	379,6	379,6
Hidrelétrica Média	77,2	76,6	77,2	77,2	77,2	139,8	256,0
Hidrelétrica Pequena	13,9	18,5	31,0	31,0	31,0	31,0	31,0
Óleo Diesel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nuclear	14,9	22,4	22,4	29,8	37,3	44,7	46,9
Eólica	4,1	12,8	18,3	28,1	36,4	51,7	65,1
Total	523,0	616,3	743,6	844,0	917,3	1.042,1	1.190,1

Fonte: Elaboração Própria

Nota: CP – Contra Pressão. BIG/GT (*Biomass Integrated Gasification/Gas Turbines*) - Sistema de gasificação da biomassa acoplado a turbina a gás. CEST (*Condensing-Extraction Steam Turbine*) - Turbina a vapor de extração e condensação.

Apesar da entrada em larga escala de usinas eólica no país, a sua participação na geração de energia elétrica permanece marginal (5%), devido ao baixo fator de capacidade considerado. A maior parcela da geração elétrica permanece com as usinas hidroelétricas de grande e médio porte, e a cogeração a bagaço de cana de açúcar passa a ganhar espaço na estrutura da geração de energia do país.

5.5.3 Resultados do Modelo de Otimização – Cenários BEVs

Em seguida foram feitas simulações considerando as taxas de entrada dos veículos elétricos expostas na Tabela 28 e os perfis de recarga da Figura 31. Os resultados obtidos foram, então, comparados com o cenário base (sem a entrada dos veículos). A Tabela 32, a Tabela 33 e a Tabela 34 apresentam os resultados desta variação de potência instalada e geração de energia para cada um dos cinco cenários de entrada de veículos elétricos, considerando as duas formas de recarga (com controle e sem controle) em relação ao cenário sem veículo elétrico. Os resultados são apresentados para o período de simulação entre 2015 e 2040, considerando o novo perfil de carga do setor elétrico discutido no item 5.3.1: uma curva mais flat, com o pico de energia deslocado para o horário da tarde. Os valores em azul representam o aumento da potência instalada/energia gerada em relação ao caso base, e os valores em vermelho representam a diminuição destes valores.

Tabela 32 – Variação da Potência Instalada dos Cenários Com BEVs (Em Relação ao Cenário Sem BEVs) (GW)

	Bagaço	Carvão	Gás	Hidro	Eólica	Total	Bagaço	Carvão	Gás	Hidro	Eólica	Total
	10% Penetração BEV – Recarga Com Controle						10% Penetração BEV – Recarga Sem Controle					
2015	0,0	0,0	0,7	0,0	0,0	0,7	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	0,8
2020	0,0	0,0	0,7	0,0	0,0	0,7	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	0,8
2025	0,0	0,0	1,8	0,0	0,0	1,8	0,0	0,0	1,8	0,0	0,0	1,8
2030	0,0	0,0	1,8	0,0	1,8	3,6	0,0	0,0	1,8	0,0	1,8	3,6
2035	0,0	0,0	1,8	1,0	1,8	4,6	0,0	0,0	1,8	1,0	1,8	4,6
2040	0,0	0,0	1,8	2,1	1,8	5,7	0,0	0,0	1,8	2,1	1,8	5,7
	20% Penetração BEV – Recarga Com Controle						20% Penetração BEV – Recarga Sem Controle					
2015	0,0	0,0	1,5	0,0	0,0	1,5	0,0	-0,1	2,2	-0,7	0,0	1,4
2020	0,0	0,0	1,5	0,0	0,0	1,5	0,0	-0,1	2,2	-0,7	0,0	1,4
2025	0,0	0,0	4,1	0,0	0,0	4,1	0,0	-0,1	4,7	-0,7	0,0	3,9
2030	0,0	0,0	4,1	0,0	2,3	6,4	0,0	-0,1	4,7	-0,7	2,3	6,2
2035	0,0	0,0	4,1	2,1	2,3	8,5	0,0	-0,1	4,7	1,4	2,3	8,3
2040	0,0	0,0	4,3	4,0	2,3	10,6	0,0	-0,1	4,7	2,9	3,8	11,2
	30% Penetração BEV – Recarga Com Controle						30% Penetração BEV – Recarga Sem Controle					
2015	0,0	0,0	2,3	0,0	0,0	2,3	0,0	-0,1	3,1	-0,7	0,0	2,2
2020	0,0	0,0	2,3	0,0	0,0	2,3	0,0	-0,1	3,1	-0,7	0,0	2,2
2025	0,0	0,0	6,6	0,0	0,0	6,6	0,0	-0,1	7,2	-0,7	0,0	6,4
2030	0,0	0,0	6,6	0,0	2,3	9,0	0,0	-0,1	7,2	-0,7	2,3	8,7
2035	0,0	0,0	6,6	3,1	2,3	12,1	0,0	-0,1	7,2	2,4	2,3	11,8
2040	0,0	0,0	7,4	5,3	2,3	15,0	0,0	-0,1	7,7	4,4	3,8	15,7
	40% Penetração BEV – Recarga Com Controle						40% Penetração BEV – Recarga Sem Controle					
2015	0,0	0,0	4,1	0,0	0,0	4,1	0,0	-0,1	4,1	-0,7	0,0	3,3
2020	-1,0	0,0	4,1	0,0	0,0	3,1	-0,2	-0,1	4,1	-0,7	0,0	3,1
2025	-1,5	0,0	10,5	0,0	0,0	9,0	-1,5	-0,1	11,1	-0,7	0,0	8,8
2030	-1,5	0,0	10,5	0,4	2,3	11,7	-1,5	-0,1	11,1	-0,4	2,3	11,5
2035	-1,5	0,0	10,5	4,5	2,3	15,9	-1,5	-0,1	11,1	3,8	2,3	15,6
2040	-1,5	0,0	11,8	6,8	2,5	19,7	-1,5	-0,1	11,9	6,6	3,8	20,5
	50% Penetração BEV – Recarga Com Controle						50% Penetração BEV – Recarga Sem Controle					
2015	0,0	0,0	4,6	0,0	0,0	4,6	0,0	-0,1	4,2	-0,7	0,0	3,4
2020	-0,6	0,0	4,6	0,0	0,0	4,0	0,0	-0,1	4,2	-0,7	0,0	3,4
2025	-3,1	0,0	14,0	0,0	0,0	10,9	-2,5	-0,1	14,0	-0,7	0,0	10,6
2030	-3,1	0,0	14,0	1,5	2,3	14,7	-2,5	-0,1	14,0	0,8	2,3	14,4
2035	-3,1	0,0	14,0	6,7	2,3	19,9	-2,5	-0,1	14,0	6,0	2,3	19,7
2040	-3,1	0,0	16,4	8,5	2,7	24,4	-2,5	-0,1	16,3	7,6	3,8	24,9

Fonte: Elaboração Própria

Os cenários de recarga com e sem controle apresentam uma razoável similaridade para todo o período analisado e para os diferentes valores de penetração dos veículos elétricos. Em linhas gerais, a entrada de veículos elétricos no sistema elétrico gera uma maior entrada de usinas a gás natural no início de período, especialmente usinas em ciclo combinado, e, a partir de 2030, há uma maior entrada de usinas hidroelétricas de médio porte, assim como a maior demanda de energia elétrica favorece a entrada de usinas eólicas no sistema. Isto ocorre

também em função da disponibilidade da energia eólica. Na recarga sem controle há uma ligeira redução da potência instalada de usinas de base, como carvão e nuclear (não apresentada na tabela) no final do período analisado, mas os valores são relativamente baixos (inferiores a 200MW).

Tabela 33 – Variação de Geração de Energia Elétrica dos Cenários Com BEVs (Em Relação ao Cenário Sem BEVs) (TWh)

	Bagaço	Carvão	Gás	Hidro	Eólica	Total	Bagaço	Carvão	Gás	Hidro	Eólica	Total
	10% Penetração BEV – Recarga Com Controle						10% Penetração BEV – Recarga Sem Controle					
2015	0,0	0,0	2,4	0,0	0,0	2,4	0,0	0,0	3,2	0,0	0,0	3,1
2020	0,0	0,0	5,5	0,0	0,0	6,0	0,0	0,0	6,4	0,0	0,0	6,9
2025	0,0	0,0	13,4	0,0	0,0	13,4	0,0	0,0	13,4	0,0	0,0	13,4
2030	0,0	0,0	13,4	0,0	5,5	18,9	0,0	0,0	13,4	0,0	5,4	18,9
2035	0,0	0,0	13,4	5,2	5,5	24,1	0,0	0,0	13,4	5,2	5,4	24,1
2040	0,0	0,0	13,4	11,3	5,5	30,2	0,0	0,0	13,4	11,4	5,4	30,2
	20% Penetração BEV – Recarga Com Controle						20% Penetração BEV – Recarga Sem Controle					
2015	0,0	0,0	7,6	0,0	0,0	7,5	0,0	-0,8	12,8	-3,6	0,0	8,3
2020	0,0	0,0	11,3	0,0	0,7	12,5	0,0	0,0	17,0	-3,5	0,0	13,6
2025	-0,9	0,0	30,6	0,0	0,0	29,7	-0,9	-0,8	35,0	-3,5	0,0	29,8
2030	0,0	0,0	30,6	0,0	7,1	37,7	0,0	-0,8	35,0	-3,5	7,1	37,8
2035	0,0	0,0	30,6	10,4	7,1	48,2	0,0	-0,8	35,0	7,0	7,1	48,2
2040	0,0	0,0	32,2	21,0	7,1	60,3	0,0	0,0	35,1	15,4	11,7	60,2
	30% Penetração BEV – Recarga Com Controle						30% Penetração BEV – Recarga Sem Controle					
2015	0,0	0,0	12,9	0,0	0,0	12,7	0,0	-0,8	18,7	-3,9	0,0	13,8
2020	0,0	0,7	17,5	0,0	1,1	19,2	0,0	0,0	23,8	-3,5	0,0	20,5
2025	-2,8	0,0	49,5	0,0	0,0	46,7	-2,8	-0,8	53,9	-3,5	0,0	46,8
2030	0,0	0,0	49,5	0,0	7,1	56,6	0,0	-0,8	53,9	-3,5	7,1	56,7
2035	0,0	0,0	49,5	15,7	7,1	72,3	0,0	-0,8	53,9	12,2	7,1	72,4
2040	0,0	0,0	55,3	27,8	7,1	90,2	0,0	0,0	57,5	23,2	11,5	90,2
	40% Penetração BEV – Recarga Com Controle						40% Penetração BEV – Recarga Sem Controle					
2015	0,0	0,0	25,4	0,0	0,0	25,0	0,0	-0,8	25,5	-3,5	0,0	20,8
2020	-7,6	0,8	31,7	0,0	1,2	26,2	-1,4	0,0	32,0	-3,5	0,0	27,5
2025	-14,8	0,0	78,4	0,0	0,0	63,5	-14,8	-0,8	82,8	-3,5	0,0	63,7
2030	-11,9	0,0	78,4	1,8	7,1	75,3	-11,9	-0,8	82,8	-1,6	7,1	75,5
2035	-11,9	0,0	78,4	22,8	7,1	96,3	-11,9	-0,8	82,8	19,8	7,1	97,0
2040	-11,9	0,0	88,2	36,2	7,7	120,2	-11,9	0,0	88,6	34,6	11,0	120,4
	50% Penetração BEV – Recarga Com Controle						50% Penetração BEV – Recarga Sem Controle					
2015	0,0	0,0	26,9	0,0	0,0	26,5	0,0	-0,8	25,9	-3,5	0,0	21,2
2020	-4,9	0,8	35,9	0,0	1,6	33,4	0,0	0,0	33,9	-3,5	0,7	31,2
2025	-27,6	0,0	104,3	0,0	0,0	76,8	-22,7	-0,8	103,9	-3,5	0,0	77,0
2030	-24,6	0,0	104,3	7,3	7,1	94,1	-19,7	-0,8	103,9	3,9	7,1	94,4
2035	-24,6	0,0	104,3	33,9	7,1	120,7	-19,7	-0,8	103,9	31,1	7,1	121,6
2040	-24,6	0,0	121,8	44,7	8,2	150,1	-19,7	-0,5	121,0	40,1	11,0	150,5

Fonte: Elaboração Própria

Pela ótica da energia gerada, a partir da análise de mínimo custo do modelo de otimização, verifica-se o comportamento semelhante dos dois tipos de perfis de recarga considerados. Há

um maior despacho de usinas a gás natural, em especial do tipo ciclo combinado, e hidroelétricas de médio porte. Para valores mais significativos de entrada de EV, verifica-se também uma ligeira redução da operação de usinas a bagaço de cana de açúcar. Este resultado é associado à menor demanda interna de álcool etílico, o que reduz a disponibilidade de bagaço de cana de açúcar para produção de energia elétrica.

Conforme identificado na seção 5.3.1, uma particularidade do perfil da carga elétrica nacional é a diferenciação do formato da curva de carga no período de verão e no inverno. Isto posto, cabe analisar o comportamento da operação do sistema nestes dois períodos no intuito de verificar possíveis diferenças entre os tipos de recarga durante o verão e o inverno, como apresentado na Tabela 34.

Tabela 34 – Variação de Geração de Energia Elétrica dos Cenários Com BEVs (Em Relação ao Cenário Sem BEVs) - Verão e Inverno (TWh)

		Bagaço	Carvão	Gás	Hidro	Eólica	Total	Bagaço	Carvão	Gás	Hidro	Eólica	Total
		10% Penetração BEV – Recarga Com Controle						10% Penetração BEV – Recarga Sem Controle					
2015	Verão	0,0	0,2	-0,3	0,0	0,0	-0,6	0,0	0,2	1,1	0,0	-0,1	1,7
	Inverno	0,0	-0,2	2,7	0,0	0,0	3,1	0,0	-0,2	2,0	0,0	0,0	1,4
2020	Verão	0,0	0,0	0,9	0,0	0,1	1,4	0,0	-0,6	1,1	0,0	0,2	1,0
	Inverno	0,0	0,2	4,6	0,0	0,1	4,6	0,0	1,0	5,2	0,0	0,0	5,9
2025	Verão	0,0	0,4	9,0	0,0	0,0	9,9	0,0	0,1	2,8	0,0	0,0	2,5
	Inverno	0,0	-0,4	4,3	0,0	0,0	3,5	0,0	-0,1	10,6	0,0	0,0	10,9
2030	Verão	0,0	0,2	3,4	0,0	2,7	7,3	0,0	0,8	13,8	0,0	2,7	17,7
	Inverno	0,0	-0,2	9,9	0,0	2,8	11,6	0,0	-0,8	-0,3	0,0	2,8	1,2
2035	Verão	0,0	-1,3	15,3	2,7	2,7	17,9	0,0	0,6	10,2	2,7	2,7	15,5
	Inverno	0,0	1,3	-1,9	2,5	2,8	6,2	0,0	-0,6	3,3	2,5	2,8	8,7
2040	Verão	0,0	0,1	2,9	5,9	2,7	11,0	0,0	-0,5	4,2	5,9	2,7	11,6
	Inverno	0,0	-0,1	10,5	5,4	2,8	19,2	0,0	0,5	9,3	5,5	2,8	18,6
		20% Penetração BEV – Recarga Com Controle						20% Penetração BEV – Recarga Sem Controle					
2015	Verão	0,0	1,2	5,3	0,0	-0,1	5,3	0,0	-0,2	7,2	-1,8	-0,1	4,7
	Inverno	0,0	-1,1	2,2	0,0	0,0	2,2	0,0	-0,6	5,6	-1,7	0,0	3,8
2020	Verão	0,0	0,7	3,7	0,0	0,3	4,6	0,0	-0,7	8,7	-1,8	0,3	6,3
	Inverno	0,0	-0,2	7,6	0,0	0,5	7,9	0,0	0,5	8,4	-1,7	0,0	7,3
2025	Verão	-0,5	-0,3	16,1	0,0	0,0	16,1	-0,5	1,1	13,8	-1,8	0,0	13,1
	Inverno	-0,5	0,3	14,5	0,0	0,0	13,7	-0,5	-1,9	21,1	-1,7	0,0	16,7
2030	Verão	0,0	1,0	16,3	0,0	3,5	21,2	0,0	0,5	16,3	-1,8	3,5	19,3
	Inverno	0,0	-1,0	14,4	0,0	3,6	16,6	0,0	-1,3	18,7	-1,7	3,6	18,4
2035	Verão	0,0	-0,5	16,7	5,4	3,5	25,2	0,0	-0,3	18,4	3,6	3,5	25,7
	Inverno	0,0	0,5	14,0	5,0	3,6	23,0	0,0	-0,5	16,6	3,3	3,6	22,5
2040	Verão	0,0	0,1	9,1	10,9	3,5	23,8	0,0	-1,2	9,9	8,0	5,5	21,8
	Inverno	0,0	-0,1	23,2	10,1	3,6	36,5	0,0	0,7	25,2	7,4	6,2	38,4
		30% Penetração BEV – Recarga Com Controle						30% Penetração BEV – Recarga Sem Controle					
2015	Verão	0,0	0,0	6,3	0,0	-0,2	5,7	0,0	-0,2	8,9	-1,8	-0,2	6,8
	Inverno	0,0	0,0	6,6	0,0	0,0	6,9	0,0	-0,6	9,7	-1,7	0,0	7,3
2020	Verão	0,0	0,8	11,7	0,0	0,4	13,4	0,0	0,6	11,3	-1,8	0,3	11,3

	Inverno	0,0	-0,1	5,8	0,0	0,6	5,9	0,0	-0,7	12,5	-1,7	0,0	9,2
2025	Verão	-1,4	0,1	29,1	0,0	0,0	29,1	-1,4	0,1	29,3	-1,8	0,0	26,8
	Inverno	-1,4	-0,1	20,5	0,0	0,0	17,6	-1,4	-0,9	24,6	-1,7	0,0	20,0
2030	Verão	0,0	0,4	27,7	0,0	3,5	31,9	0,0	0,0	24,3	-1,8	3,5	26,7
	Inverno	0,0	-0,4	21,9	0,0	3,6	24,8	0,0	-0,8	29,6	-1,7	3,6	29,9
2035	Verão	0,0	0,4	29,5	8,2	3,5	40,4	0,0	-0,2	33,2	6,4	3,5	42,0
	Inverno	0,0	-0,4	20,1	7,5	3,6	31,9	0,0	-0,6	20,7	5,9	3,6	30,4
2040	Verão	0,0	-0,2	21,2	14,5	3,5	38,9	0,0	-0,9	22,1	12,1	5,3	37,5
	Inverno	0,0	0,2	34,2	13,4	3,6	51,5	0,0	0,4	35,4	11,1	6,2	52,7
		40% Penetração BEV – Recarga Com Controle						40% Penetração BEV – Recarga Sem Controle					
2015	Verão	0,0	0,4	13,2	0,0	-0,4	13,1	0,0	-0,7	14,4	-1,8	-0,4	11,6
	Inverno	0,0	-0,4	12,2	0,0	0,0	11,9	0,0	-0,1	11,0	-1,7	0,0	9,2
2020	Verão	-3,8	-0,4	19,5	0,0	0,4	15,7	-0,7	0,7	18,2	-1,8	0,3	17,0
	Inverno	-3,8	1,3	12,2	0,0	0,8	10,5	-0,7	-0,7	13,8	-1,7	0,1	10,5
2025	Verão	-7,4	0,5	44,7	0,0	0,0	38,7	-7,4	0,1	33,2	-1,8	0,0	24,5
	Inverno	-7,4	-0,5	33,7	0,0	0,0	24,8	-7,4	-0,9	49,6	-1,7	0,0	39,1
2030	Verão	-5,9	0,5	36,4	0,9	3,5	35,3	-5,9	1,0	49,1	-0,8	3,5	47,9
	Inverno	-5,9	-0,5	42,0	0,9	3,6	40,1	-5,9	-1,9	33,6	-0,8	3,6	27,6
2035	Verão	-5,9	-0,2	38,9	11,8	3,5	47,3	-5,9	0,6	43,3	10,3	3,5	50,9
	Inverno	-5,9	0,1	39,5	10,9	3,6	49,1	-5,9	-1,4	39,5	9,5	3,6	46,1
2040	Verão	-5,9	-0,1	36,6	18,8	3,7	53,4	-5,9	0,2	36,5	18,0	4,8	52,7
	Inverno	-5,9	0,2	51,7	17,4	4,0	66,9	-5,9	-0,7	52,1	16,6	6,2	67,7
		50% Penetração BEV – Recarga Com Controle						50% Penetração BEV – Recarga Sem Controle					
2015	Verão	0,0	1,0	14,4	0,0	-0,4	15,1	0,0	-1,0	13,6	-1,8	-0,4	10,7
	Inverno	0,0	-1,0	12,5	0,0	0,0	11,4	0,0	0,2	12,3	-1,7	0,0	10,5
2020	Verão	-2,5	0,4	17,1	0,0	0,6	15,5	0,0	0,0	14,9	-1,8	0,3	13,2
	Inverno	-2,5	0,4	18,8	0,0	1,0	17,9	0,0	0,0	19,0	-1,7	0,4	17,9
2025	Verão	-13,8	1,0	47,2	0,0	0,0	34,7	-11,3	0,2	45,6	-1,8	0,0	33,0
	Inverno	-13,8	-1,0	57,2	0,0	0,0	42,1	-11,3	-1,0	58,2	-1,7	0,0	43,9
2030	Verão	-12,3	0,4	62,2	3,8	3,5	57,4	-9,9	-0,4	48,1	2,1	3,5	43,2
	Inverno	-12,3	-0,4	42,3	3,5	3,6	36,8	-9,9	-0,4	55,7	1,9	3,6	51,1
2035	Verão	-12,3	-0,5	55,9	17,7	3,5	63,8	-9,9	-1,0	60,1	16,2	3,5	68,4
	Inverno	-12,3	0,5	48,6	16,3	3,6	57,0	-9,9	0,2	43,8	14,9	3,6	53,1
2040	Verão	-12,3	0,3	53,2	23,3	4,0	68,1	-9,9	-0,2	54,9	20,9	4,8	70,1
	Inverno	-12,3	-0,3	68,7	21,5	4,3	82,2	-9,9	-0,3	66,1	19,3	6,2	80,3

Fonte: Elaboração Própria

Nota-se que, mesmo ao analisar o sistema nos diferentes períodos do ano, o impacto da entrada de veículo elétrico é semelhante para os dois cenários de recarga. Ou seja, o novo perfil da curva de carga no Brasil, sem a presença de picos acentuados após as 18h, torna indiferente, do ponto de vista macro e energético, a recarga inteligente de veículos elétricos no Brasil, mesmo para penetrações extremas destes veículos. Em outras palavras, a mudança estrutural da carga elétrica no país é capaz de absorver a entrada de carros elétrico no sistema sem a necessidade de implementação de uma rede elétrica inteligente, como colocado como necessário em diversos estudos para outros países (ver, por exemplo, Kiviluoma e Meibom (2011) e Hadley e Tsvetkova (2008)).

Não se pode olvidar, no entanto, que os benefícios do *smart grid* vão além da sua relação com os carros elétricos e deveriam ser incentivados no longo prazo para dar maior versatilidade, dinamismo e confiabilidade para o sistema elétrico. O ponto crucial deste resultado é a dissociação do carro elétrico com o *smart grid* no Brasil, de forma que os dois não precisam acontecer ao mesmo momento no país.

Cumprir mencionar que esta é uma análise global do sistema energético do país. Eventuais problemas locais com a entrada dos veículos elétricos, como por exemplo, sobrecarga dos transformadores e linhas de distribuição, desvios de tensão e aumento da corrente de falta, não foram analisados e merecem estudo aprofundado.

A título de comparação, este estudo também analisa o comportamento do sistema elétrico considerando uma curva de carga típica do histórico brasileiro, com pico às 18h, no intuito de verificar o comportamento do sistema com a entrada de BEVs para os dois tipos de recarga, como apresentado na próxima seção.

5.5.4 Resultados do Modelo de Otimização – Cenários BEVs (Curva de Carga Elétrica Típica)

Nesta seção, modificou-se a curva de carga do sistema elétrico do país para um perfil típico do histórico brasileiro, com pico de energia elétrica às 18h, de acordo com ONS (2011a). Em seguida, foi feita a otimização com o MESSAGE Brasil para os mesmos cenários apresentados anteriormente de penetração de BEV e forma de recarga. Assim, este item avalia se, para uma curva de carga elétrica típica do histórico brasileiro, a recarga com controle torna-se mais vantajosa para o país. A Tabela 35 mostra os resultados da variação de potência instalada com a entrada dos BEVs em relação ao cenário sem a entrada destes veículos.

Tabela 35 – Variação da Potência Instalada dos Cenários Com BEVs (Em Relação ao Cenário Sem BEVs) (GW)

	Bagaço	Carvão	Gás	Hidro	Eólica	Total	Bagaço	Carvão	Gás	Hidro	Eólica	Total
	10% Penetração BEV – Recarga Com Controle						10% Penetração BEV – Recarga Sem Controle					
2015	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,2
2020	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,2
2025	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	2,2	0,0	0,0	2,2
2030	0,0	0,0	0,7	0,0	2,5	3,2	0,0	0,0	2,6	0,0	0,0	2,6
2035	0,0	0,0	0,7	1,9	1,0	3,6	0,0	0,0	2,6	1,1	0,0	3,7
2040	0,0	0,0	1,4	1,8	1,0	4,2	0,0	0,0	3,3	1,0	0,0	4,3
	20% Penetração BEV – Recarga Com Controle						20% Penetração BEV – Recarga Sem Controle					
2015	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,3
2020	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,3
2025	0,0	0,0	2,3	0,0	0,0	2,3	0,0	0,0	3,7	0,0	0,0	3,7
2030	0,0	0,0	1,0	3,0	2,5	6,5	0,0	0,0	4,7	0,0	0,0	4,7
2035	0,0	0,0	1,0	5,9	1,0	7,9	0,0	0,0	4,7	2,2	0,0	6,8
2040	0,0	0,0	3,7	3,8	1,0	8,6	0,0	0,0	4,8	4,1	0,0	9,0
	30% Penetração BEV – Recarga Com Controle						30% Penetração BEV – Recarga Sem Controle					
2015	-0,9	0,0	0,2	0,0	0,0	-0,7	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,4
2020	-0,9	0,0	0,2	0,0	0,0	-0,7	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,4
2025	-0,9	0,0	5,4	0,0	0,0	4,5	0,0	0,0	4,4	0,0	0,0	4,4
2030	-0,9	0,0	4,1	2,5	2,5	8,3	0,0	0,0	7,2	0,0	0,0	7,2
2035	-0,9	0,0	4,1	5,9	2,0	11,1	0,0	0,0	7,7	2,2	0,0	9,8
2040	-0,9	0,0	6,6	5,6	2,0	13,3	0,0	0,0	9,2	3,7	0,0	12,9
	40% Penetração BEV – Recarga Com Controle						40% Penetração BEV – Recarga Sem Controle					
2015	-0,9	0,0	0,6	0,0	0,0	-0,3	-0,5	0,0	1,1	0,0	0,0	0,6
2020	-0,9	0,0	0,6	0,0	0,0	-0,3	-0,5	0,0	1,1	0,0	0,0	0,6
2025	-0,9	0,0	7,1	0,0	0,0	6,2	-0,5	0,0	5,9	0,0	0,0	5,4
2030	-0,9	0,0	5,8	3,3	2,5	10,8	-0,5	0,0	10,6	0,0	0,0	10,1
2035	-0,9	0,0	5,8	7,8	2,2	14,9	-0,5	0,0	12,0	1,9	0,0	13,4
2040	-0,9	0,0	8,9	7,6	2,2	17,9	-0,5	0,0	13,7	4,5	0,0	17,8
	50% Penetração BEV – Recarga Com Controle						50% Penetração BEV – Recarga Sem Controle					
2015	-1,9	0,0	1,6	0,0	0,0	-0,4	-1,4	0,0	2,3	0,0	0,0	0,9
2020	-1,9	0,0	1,6	0,0	0,0	-0,4	-1,4	0,0	2,3	0,0	0,0	0,9
2025	-2,5	0,0	10,3	0,0	0,0	7,8	-1,4	0,0	8,5	0,0	0,0	7,1
2030	-2,5	0,0	9,0	4,4	2,5	13,4	-1,4	0,0	15,2	0,0	0,4	14,1
2035	-2,5	0,0	9,0	9,8	2,5	18,8	-1,4	0,0	16,8	2,1	0,4	17,9
2040	-2,5	0,0	12,9	9,6	2,5	22,5	-1,4	0,0	17,8	7,5	0,4	24,2

Fonte: Elaboração Própria

Neste caso, a diferença dos sistemas considerando a entrada de BEV com recarga com e sem controle se torna acentuada. Na recarga sem controle, há uma forte entrada de usinas a gás para auxiliar o pico da demanda elétrica. Na recarga com controle, a entrada de usinas a gás é menor e há uma maior entrada de usinas baseadas em fontes renováveis de energia, em especial hidroelétricas e eólicas. Neste quadro hipotético de uma curva de carga típica do histórico brasileiro, tornam-se evidentes os benefícios da recarga inteligente no Brasil. A

Tabela 36 apresenta os resultados da operação do sistema elétrico neste cenário de curva de carga típica com pico após as 18h.

Tabela 36 – Variação de Geração de Energia Elétrica dos Cenários Com BEVs (Em Relação ao Cenário Sem BEVs) (TWh)

	Bagaço	Carvão	Gás	Hidro	Eólica	Total	Bagaço	Carvão	Gás	Hidro	Eólica	Total
	10% Penetração BEV – Recarga Com Controle						10% Penetração BEV – Recarga Sem Controle					
2015	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,7
2020	0,0	0,1	3,9	0,0	1,6	5,6	0,0	0,1	1,3	0,0	1,4	2,9
2025	-0,8	0,0	11,7	0,0	0,2	11,1	-0,8	0,0	14,5	0,0	0,0	13,7
2030	0,0	0,0	8,8	0,0	7,8	16,6	0,0	0,0	18,3	0,0	0,1	18,4
2035	0,0	0,0	8,8	9,6	4,5	22,9	0,0	0,0	18,3	5,5	0,2	24,1
2040	0,0	0,0	14,1	9,3	4,9	28,4	0,0	0,0	24,0	5,4	0,3	29,7
	20% Penetração BEV – Recarga Com Controle						20% Penetração BEV – Recarga Sem Controle					
2015	0,0	0,0	1,7	0,0	0,1	1,7	0,0	0,0	1,9	0,0	0,2	2,1
2020	0,0	0,2	5,5	0,0	1,8	7,6	0,0	0,2	4,6	0,0	1,5	6,3
2025	-2,7	0,0	22,2	0,0	0,5	20,0	-2,7	0,0	30,3	0,0	0,2	27,8
2030	0,0	0,0	10,8	15,2	8,2	34,1	0,0	0,0	36,7	0,0	0,1	36,9
2035	0,0	0,0	10,8	29,7	5,7	46,2	0,0	0,0	36,7	10,9	0,9	48,6
2040	0,0	0,0	31,2	20,3	4,9	56,3	0,0	0,0	38,3	21,8	-0,7	59,5
	30% Penetração BEV – Recarga Com Controle						30% Penetração BEV – Recarga Sem Controle					
2015	-4,1	0,0	2,3	0,0	0,2	-1,6	0,0	0,0	2,8	0,0	0,2	3,0
2020	-4,1	0,7	7,7	0,0	2,3	6,5	0,0	0,3	9,4	0,0	1,6	11,4
2025	-7,1	0,0	45,3	0,0	0,6	38,8	-2,9	0,0	43,2	0,0	0,1	40,3
2030	-4,1	0,0	34,4	12,6	8,7	51,6	0,0	0,0	56,4	0,0	0,2	56,6
2035	-4,1	0,0	34,4	29,5	9,2	69,0	0,0	0,0	60,3	10,8	1,3	72,4
2040	-4,1	0,0	52,8	29,5	8,0	86,1	0,0	0,0	71,5	19,7	0,0	91,2
	40% Penetração BEV – Recarga Com Controle						40% Penetração BEV – Recarga Sem Controle					
2015	-4,1	-0,1	3,9	0,0	0,5	0,2	-2,5	0,0	5,1	0,0	0,1	2,7
2020	-4,1	1,0	12,3	0,0	2,6	11,8	-2,5	0,4	18,0	0,0	1,8	17,7
2025	-7,0	0,0	58,9	0,0	0,7	52,6	-5,5	0,0	58,7	0,0	0,1	53,4
2030	-4,1	0,0	48,0	16,7	9,7	70,4	-2,5	0,0	79,8	0,0	0,4	77,6
2035	-4,1	0,0	48,0	39,8	9,7	93,4	-2,5	0,0	90,4	9,5	1,8	99,2
2040	-4,1	0,0	71,5	40,3	8,4	116,2	-2,5	0,0	103,3	24,0	-0,2	124,5
	50% Penetração BEV – Recarga Com Controle						50% Penetração BEV – Recarga Sem Controle					
2015	-9,1	-0,9	8,0	0,1	0,2	-1,7	-6,7	-0,3	8,8	0,0	0,1	1,9
2020	-9,1	1,0	22,6	0,1	2,6	17,3	-7,2	0,5	28,8	0,0	1,9	24,1
2025	-17,0	0,0	82,2	0,1	1,1	66,4	-9,6	0,0	76,5	0,0	0,2	67,0
2030	-14,0	0,0	71,2	22,1	10,0	89,4	-8,9	0,0	109,2	0,0	1,6	102,0
2035	-14,0	0,0	71,2	50,0	10,7	117,9	-6,7	0,0	121,6	10,5	3,2	128,5
2040	-14,0	0,0	100,1	50,8	9,3	146,2	-6,7	0,0	128,7	39,4	-0,1	161,3

Fonte: Elaboração Própria

Neste quadro, a recarga com controle, que poderia ser obtida com a implementação do *smart grid* e o uso de recarregadores inteligentes, incentivados por uma política de tarifação elétrica horosazonal, possui resultado equivalente a programas de gerenciamento pelo lado da demanda, que alteram a curva de carga elétrica. Os benefícios se tornam evidentes para este

cenário, com a menor entrada de usinas a gás natural e maior participação de hidroelétricas e usinas eólicas. Ou seja, esta curva de carga típica do histórico do sistema elétrico brasileiro, com pico a partir das 18h, se beneficia da recarga inteligente. Contudo, para a curva de carga atual do sistema, com as características discutidas na seção 5.3.1.2, onde a mudança do perfil de consumo tornaram a curva de carga do sistema mais *flat*, isto se torna indiferente. Resta a estudos futuros averiguar se a mudança do perfil de carga é conjuntural ou estrutural.

Este resultado é compatível com diferentes estudos de impacto de veículo elétricos em outros países. Isto corrobora que o MESSAGE Brasil está bem estruturado e calibrado para o país, obtendo resultados pertinentes com estudos de outras regiões. Mais do que isso, este resultado evidencia a importância de estudos aprofundados sobre o tema, antes de formulações de políticas públicas. Esta tese teve como objetivo auxiliar neste processo, apresentando uma metodologia de análise integrada do impacto de veículos elétricos no país, que permite o entendimento do comportamento de diferentes setores energéticos diante da penetração destas novas tecnologias.

6 – CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

Esta tese teve por objetivo elaborar uma metodologia para análise integrada da penetração de veículos elétricos no Brasil. Para tal, foi construído um modelo paramétrico de simulação na plataforma do Microsoft Excel para calcular a demanda do segmento de veículos leves do setor de transporte nacional e, em conjunto, foi elaborado um modelo de otimização na plataforma MESSAGE onde foram desenhadas as diferentes cadeias energéticas no Brasil.

A versão desenvolvida para esta tese do MESSAGE Brasil foi totalmente redesenhada. Nesta versão atual, mais simples e flexível, diferentes avanços e melhorias foram realizados no MESSAGE, como a possibilidade da penetração de veículos elétricos e híbridos *plug-in*, sazonalidade na oferta de energia (hidroelétrica e geração eólica), inclusão de curva de carga de energia elétrica, reestruturação de diversas cadeias, em especial a cadeia do carvão e a cadeia dos biocombustíveis, elaboração da cadeia de combustíveis sintéticos, etc.

O MESSAGE é um software de programação linear estruturado para a criação de modelos de sistemas energéticos para otimização. O procedimento do MESSAGE é baseado na construção dos fluxos de energia que descrevem todo o sistema energético de uma região. Esta estrutura é baseada em diferentes formas de energia e tecnologias de conversão. Há ainda a necessidade de determinação dos diferentes parâmetros das tecnologias, como custos, potenciais, limites de geração, etc. O software analisa as substituições possíveis entre fontes energéticas nos diferentes centros de transformação, para o atendimento da demanda de energia projetada.

A principal vantagem desta metodologia está associada ao seu caráter integrado. Nos últimos anos, diversos trabalhos analisaram o impacto da entrada de veículos elétrico em diferentes países. Todavia, usualmente o foco destes estudos restringe-se apenas ao setor elétrico. As possíveis mudanças ao longo das cadeias energéticas não são avaliadas. Desta forma, os impactos diretos do uso de eletricidade pelos veículos leves nos outros setores, que não apenas o setor elétrico, e os impactos indiretos na geração de eletricidade não são analisados. Como exemplo de impacto indireto pode-se citar o uso do bagaço da cana de açúcar para geração de energia elétrica. A redução da demanda de álcool etílico pelo setor de transportes pode reduzir a oferta de bagaço para eletricidade. De fato, esta relação, apesar de intuitiva, é influenciada por diferentes fatores que podem ser percebidos e analisados apenas com uma modelagem integrada, tendo em vista que a oferta de bagaço para eletricidade também será

influenciada pela demanda nacional e internacional de açúcar e o amadurecimento de tecnologias de conversão do bagaço em combustíveis líquidos, como o próprio álcool etílico (via hidrólise), ou diesel sintético (via BTL ou fermentação do caldo de cana de açúcar). Ou seja, o veículo elétrico representa uma mudança sistêmica na forma de modelar as cadeias energéticas, pouco analisada nos estudos sobre o tema.

A elaboração desta metodologia, em especial o modelo de otimização, representa o cerne desta tese e a principal contribuição deste trabalho. A elaboração de diferentes estudos com a modelagem desenvolvida permite o melhor entendimento e compreensão do impacto dos veículos movidos a eletricidade no Brasil. Este processo é crucial antes da formulação de políticas públicas para incentivos deste tipo de tecnologia no país.

Do ponto de vista prático, esta metodologia é capaz de explorar as sinergias resultantes da ligação entre o sistema de transporte e a rede elétrica no Brasil, podendo ser usado em diferentes estudos, como por exemplo, para analisar os impactos energéticos e ambientais com a penetração de veículos elétricos no Brasil e identificar o comportamento do refino de petróleo e do setor sucroalcooleiro no Brasil diante de novos cenários de demanda de combustíveis líquidos pelo setor de transportes.

Com o intuito de apresentar as ferramentas disponíveis com a metodologia proposta, este trabalho construiu dois estudos de caso. O primeiro estudo analisou o uso combinado de veículos elétricos e fontes renováveis de energia (em especial geração eólica) no possível cenário de maior inflexibilidade do sistema elétrico do Nordeste com a construção de usinas nucleares e hidroelétricas a fio d'água.

O principal resultado deste estudo de caso é que, se bem administrada, uma frota de 500 mil veículos movidos a eletricidade, em 2015, e mais de 1,5 milhões, em 2040, na região Nordeste, poderia ser abastecida durante metade do ano na madrugada, aproveitando-se dos excedentes elétricos gerados com uma maior entrada de energia eólica. No caso do uso de uma frota caracterizada por veículos com alta controlabilidade de operação, como veículos oficiais, os custos com modificações da rede elétrica na direção das redes inteligentes (*smart grid*) poderiam ser postergados.

O segundo estudo de caso analisou o comportamento do sistema elétrico no longo prazo com a entrada de diferentes taxas hipotéticas de penetração de veículos elétricos. Tendo em vista que o perfil da curva de carga do sistema elétrico nacional tem se alterado nos últimos anos,

este estudo verificou se o novo comportamento da demanda de energia elétrica no país favorece a entrada de veículos elétricos.

Nesta análise verificou-se que o novo perfil da curva de carga no Brasil, sem a presença de picos acentuados após as 18h, torna indiferente, do ponto de vista macroenergético, a recarga inteligente de veículos elétricos no Brasil, mesmo para penetrações extremas destes veículos. Ou seja, a mudança estrutural da carga elétrica no país é capaz de absorver a entrada de carros elétricos no sistema sem a necessidade de implementação de uma rede elétrica inteligente.

Estes exemplos aplicados mostram a utilidade e a importância da metodologia desenvolvida nesta tese. Todavia, apesar de possuir um modelo sólido e eficiente para análise energética do uso de eletricidade pelo setor de transportes nacional, algumas lacunas ainda ficaram em aberto ao longo deste estudo e merecem o seu aprofundamento.

Dentre os possíveis avanços a serem realizados no modelo MESSAGE Brasil, merece destaque a adaptação para entrada de plantas de heliotermia no país. As diferentes tecnologias e formas de armazenamento de energia térmica dos concentradores solares (*Concentrated Solar Power – CSP*) poderiam ser usadas para o estudo combinado com veículos elétricos no país. De forma semelhante, o setor de refino de petróleo também poderia ser aprimorado, na medida em que se poderia deduzir a necessidade de uma certa flexibilidade na produção de gasolina e nafta petroquímica para lidar com cenários futuros de maior uso de BEVs. Na verdade, mesmo a cadeia da biomassa poderia ser aprimorada no sentido de tornar o modelo apto a averiguar se, com a maior penetração de BEVs, as cadeias de refino e biomassa priorizariam menos álcool etílico e gasolina, e mais petroquímicos.

Outro avanço importante para a metodologia desenvolvida diz respeito à inclusão dos custos associados com a entrada dos veículos elétricos no Brasil, não apenas com a operação e expansão do sistema elétrico, mas também com as modificações necessárias na rede elétrica, com as diferentes formas de recarga e possível implementação das redes elétricas inteligentes (*smart grid*), identificados neste trabalho. Este aprimoramento metodológico permitirá o uso do processo iterativo de análise do gerenciamento de carga no PHEV de forma mais realística, podendo ser usado em estudos futuros sobre o tema. De fato, o aprofundamento da pesquisa nesta linha de estudo permitirá uma melhor compreensão e entendimento do debate sobre o uso de álcool etílico e/ou eletricidade no setor automobilístico nacional.

Este tema, inclusive, poderia ser aprofundado em novos estudos, uma vez que o modelo foi detalhado para a inclusão de biocombustíveis e combustíveis sintéticos. Desta forma, outra análise relevante é a otimização da competição entre veículos elétricos e veículos convencionais rodando com biomassa no país como opção de abatimento de CO₂.

Mais do que isso, metodologia desenvolvida poderia ser aprimorada para a análise não apenas de veículos leves elétricos, mas também para a eletrificação do transporte de massa, como ônibus e metrô, o que pode representar a base para a expansão do setor de transportes de forma mais eficiente.

Ainda sobre a questão de aprimoramento do MESSAGE Brasil, torna-se relevante a inclusão de análises econômicas, não apenas com os custos de redes elétricas inteligentes, mas também com os custos de baterias. De fato, as baterias avançadas dependem de processos eletroquímicos eletro-intensivos e são um tema de trabalho interessante para estudos futuros, podendo ser identificados com o uso das ferramentas do MESSAGE.

Mais do que isso, novas ferramentas de modelagem energética podem ser desenvolvidas voltadas à análise de impactos dos veículos elétricos no sistema energético nacional, permitindo a compreensão de tópicos que o MESSAGE não é capaz de realizar. É o caso, por exemplo, da análise de ciclo de vida dos veículos a bateria e biocombustíveis no Brasil, envolvendo aspectos como a disposição das baterias e a obtenção do material inorgânico.

Por fim, outros pontos importantes de serem analisados com novas ferramentas incluem a análise do impacto local da entrada de veículos elétricos, como sobrecarga dos transformadores e linhas de distribuição, e o uso dos veículos elétricos para o fornecimento de serviços ancilares, como regulação de frequência, para a rede elétrica, no formato do V2G. Estes pontos merecem o aprofundamento em estudos futuros.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Ackermann, T., Söder, L., 2005. Wind Power in Power Systems: An Introduction, in Wind Power in Power Systems (ed T. Ackermann), John Wiley & Sons, Ltd, Chichester, UK.
- Aditya, S. K., Das, D., 2001. Battery energy storage for load frequency control of an interconnected power system, *Electric Power Systems Research* 58: 179-185.
- Albadi, M. H., El-Saadany, E. F., 2010. Overview of wind power intermittency impacts on power systems, *Electric Power Systems Research* 80: 627-632.
- Amyris, 2010. Amyris Biotechnologies, Inc., Form S-1 Registration Statement. United States Securities and Exchange Commission. Washington, D.C.
- Anaya-Lara, O., Jenkine, N., Ekanayake, J., Cartwright, P., Huges, M., 2009. Wind Energy Generation: Modelling and Control, John Wiley & Sons, Ltd, Chichester, UK.
- Andersen, P. H., Mathews, J. A., Rask, M., 2009. Integrating private transport into renewable energy policy: The strategy of creating intelligent recharging grids for electric vehicles. *Energy Policy* 37: 2481–2486.
- Anderson, C. D., Anderson, J., 2010. *Electric and Hybrid Cars: A History*. 2nd ed., McFarland & Company, Inc., North Carolina. US.
- ANEEL, 2011. Agência Nacional de Energia Elétrica, Banco de Informação de Geração. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/15.htm>. Acesso em: 15 de Fevereiro de 2011.
- ANFAVEA, 2011. Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores, Anuário Estatístico da Indústria Automobilística Brasileira. Brasil.
- ANP, 2012a. Agência Nacional de Petróleo, Levantamento de preços e de margens de comercialização de combustíveis. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/preco/>. Acesso em: 1 de Março de 2012.
- ANP, 2012b. Agência Nacional de Petróleo, Seminário de Avaliação do Mercado de Derivados de Petróleo e Biocombustíveis da ANP. Disponível em:

- <http://www.anp.gov.br/?pg=59318&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1331158579430>. Acesso em: 7 de Março de 2012.
- Araújo, R.P., 2009. Setor Elétrico Brasileiro – uma aventura mercantil. 1 ed. Brasília: Confea, 300p.
- Arita, M., Yokoyama, A., Tada, Y., 2006. Evaluation of Battery System for Frequency Control in Interconnected Power System with a Large Penetration of Wind Power Generation, International Conference on Power System Technology, pp.1-7, 22-26 Oct. 2006.
- Axsen, J., Kurani, K. S., McCarthy, R., Yang, C., 2011. Plug-in hybrid vehicle GHG impacts in California: Integrating consumer-informed recharge profiles with an electricity-dispatch model. *Energy Policy* 39: 1617-1629.
- Baran, R., Legey, L. F. L., 2011. Veículos elétricos: história e perspectivas no Brasil. *BNDES Setorial*. v. 33, p. 207-224.
- Barkenbus, J., 2009. Our electric automotive future: CO2 savings through a disruptive technology. *Policy and Society* 27: 399-410.
- Bastin, C., Szklo, A., Rosa, L. P., 2010. Diffusion of new automotive technologies for improving energy efficiency in Brazil's light vehicle fleet. *Energy Policy* 38: 3586-3597.
- Bohn, T., 2011. Codes and Standards Support for Vehicle Electrification. 2011 DOE Hydrogen Program and Vehicle Technologies Annual Merit Review. Department of Energy, Energy Efficiency and Renewable Energy. Disponível em: http://www1.eere.energy.gov/vehiclesandfuels/pdfs/merit_review_2011/veh_sys_sim/vss053_bohn_2011_o.pdf
- Bonfá, M. H. P. 2011. Diesel S10: Impacto sobre o Rendimento do Parque de Refino Brasileiro em 2020 e Propostas Mitigadoras. Tese de M.Sc., PPE/COPPE/UFRJ. Brasil.
- Borba, B. S. M. C., 2008. Metodologia de Regionalização do Mercado de Combustíveis Automotivos no Brasil. Tese de M.Sc., PPE/COPPE/UFRJ. Brasil.

- Borba, B. S. M. C., Szklo, A., Schaeffer, R., 2012. Plug-in hybrid electric vehicles as a way to maximize the integration of variable renewable energy in power systems: The case of wind generation in northeastern Brazil, *Energy* 37: 469-481.
- Bossche, P. V. D., 2010. Electric Vehicle Charging Infrastructure, Chapter 20 in *Electric and Hybrid Vehicles: Power Sources, Models, Sustainability, Infrastructure and the Market*, ed. by G. Pistoia, Elsevier B. V., Elsevier. Amsterdam, The Netherlands, pp. 517-543.
- Bradley, T. H., Frank, A. A., 2009. Design, demonstrations and sustainability impact assessments for plug-in hybrid electric vehicles. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13: 115–128.
- Brasil, 1988. Decreto número 97.280, de 16 de dezembro de 1988. Altera o art. 47 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, com a redação dada pelo art. 1º do Decreto nº 73.080, de 5 de novembro de 1973. Brasil.
- Broussely, M., 2010. Battery Requirements for HEVs, PHEVs, and EVs: An Overview, Chapter 13 in *Electric and Hybrid Vehicles: Power Sources, Models, Sustainability, Infrastructure and the Market*, ed. by G. Pistoia, Elsevier B. V., Elsevier. Amsterdam, The Netherlands, pp. 305-345.
- Brown, S., Pyke, D., Steenhof, P., 2010. Electric vehicles: The role and importance of standards in an emerging market. *Energy Policy* 38: 3797-3806.
- Burton, T., Sharpe, D., Jenkins, N., Bossanyi, E., 2001. *Wind Energy Handbook*, John Wiley & Sons, Ltd, Chichester, UK.
- Campanari, S., Manzolini, G., Garcia de la Iglesia, F., 2009. Energy analysis of electric vehicles using batteries or fuel cells through well-to-wheel driving cycle simulations, *Journal of Power Sources* 186: 464-477.
- Camus, C., Farias, T., Esteves, J., 2011. Potential impacts assessment of plug-in electric vehicles on the Portuguese energy market. *Energy Policy* 39: 5883-5897.
- Casa Branca, 2011. The White House Blog. President Obama's Green Fleet Initiative A Bold Step Forward In US Energy Use. Disponível em:

- <http://www.whitehouse.gov/blog/2011/04/01/president-obamas-green-fleet-initiative-bold-step-forward-us-energy-use/>. Acesso em: 01 de Abril de 2011.
- Castelo Branco, D. A., Szklo, A. S., Schaeffer, R., 2010. CO₂e emissions abatement costs of reducing natural gas flaring in Brazil by investing in offshore GTL plants producing premium diesel. *Energy* 35: 158-167.
- Castro, M. J., Shakoor, A. A., Pudjianto D., Strbac, G., 2008. Evaluating the Capacity Value of Wind Generation in Systems with Hydro Generation, The 16th Power Systems Computation Conference, July 14-18, 2008, Glasgow, Scotland.
- CEPEL, 2001. Centro de Pesquisas em Energia Elétrica, Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. Ed. CEPEL, Rio de Janeiro, Brasil.
- CETESB, 2009. Companhia Ambiental do Estado de São Paulo, Relatório de Qualidade do Estado do Ar no Estado de São Paulo. São Paulo.
- Chan, C. C., 2007. The state of the art of electric, hybrid, and fuel cell vehicles. *Proc. IEEE*, vol. 95, pp. 704–718.
- Chan, C. C., Bouscayrol, A., Chen, K., 2010. Electric, Hybrid, and Fuel-Cell Vehicles: Architectures and Modeling. *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, Vol. 59, No. 2.
- Chen, H., Cong, T. N., Yang, W., Tan, C., Li, Y., Ding, Y., 2009. Progress in electrical energy storage system: A critical review. *Progress in Natural Science* 19: 291–312.
- Clement-Nyns, K., Haesen, E., Driesen, J., 2010. The Impact of Charging Plug-In Hybrid Electric Vehicles on a Residential Distribution Grid, *IEEE Transactions on Power Systems* 25: 371-380.
- Connolly, D., Lund, H., Mathiesen, B. V., Leahy, M., 2010. A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems, *Applied Energy* 87: 1059-1082.
- Costa, J.P., 2007. Árvore reduzida de cenários para o planejamento da operação de médio prazo, Tese de D.Sc., PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

- Dany, G., 2001. Power reserve in interconnected systems with high wind power production, Power Tech Proceedings, 2001 IEEE Porto, vol.4, pp.6, 2001.
- De Gouvello, C., 2010. Estudo de Baixo Carbono para o Brasil. Banco Mundial, Departamento de Desenvolvimento Sustentável, Região da América Latina e Caribe.
- De Jonghe, C., Delarue, E., Belmans, R., D'haeseleer, W., 2011, Determining optimal electricity technology mix with high level of wind power penetration, Applied Energy 88: 2231-2238.
- Delucchi, M. A., Lipman, T. E., 2010. Lifetime Cost of Battery, Fuel-Cell, and Plug-In Hybrid Electric Vehicles, Chapter 2 in Electric and Hybrid Vehicles: Power Sources, Models, Sustainability, Infrastructure and the Market, ed. by G. Pistoia, Elsevier B. V., Elsevier. Amsterdam, The Netherlands, pp. 19-60.
- Dender, K. V., 2009. Energy policy in transport and transport policy. Energy Policy 37: 3854–3862.
- Denholm, P., Hand, M., 2011. Grid flexibility and storage required to achieve very high penetration of variable renewable electricity, Energy Policy 39: 1817-1830.
- Denholm, P., Sioshansi, R., 2009. The value of compressed air energy storage with wind in transmission-constrained electric power systems. Energy Policy 37: 3149–3158.
- Dijk, M., Yarime, M., 2010. The emergence of hybrid-electric cars: Innovation path creation through co-evolution of supply and demand. Technological Forecasting and Social Change 77: 1371-1390.
- DOE, 2012a. Department of Energy, Alternative Fuels & Advanced Vehicle Data Center. Disponível em: <http://www.afdc.energy.gov/afdc/data/vehicles.html>. Acesso em 1 de Março de 2012.
- DOE, 2012b. Department of Energy, Energy Efficiency and Renewable Energy. History of Electric Vehicles. Disponível em: http://www1.eere.energy.gov/vehiclesandfuels/avta/light_duty/fsev/fsev_history.html. Acesso em 2 de Março de 2012.

- Doucette, R. T., McCulloch, M. D., 2011a. Modeling the CO₂ emissions from battery electric vehicles given the power generation mixes of different countries, *Energy Policy* 39: 803-811.
- Doucette, R. T., McCulloch, M. D., 2011b. Modeling the prospects of plug-in hybrid electric vehicles to reduce CO₂ emissions, *Applied Energy* 88: 2315-2323.
- Du, Y., Parsons, J.E., 2009. Update on the Cost of Nuclear Power. MIT Center for Energy and Environmental Policy Research. Working Paper: WP-2009-004.
- Duong, T. Q., 2007. Applied Problems Can Be Addressed In A Fundamental Way, Presented to The Workshop on Basic Research Needs for Electrical Energy Storage. Disponível em: www.ornl.gov/sci/sp/Pres/Duong.ppt. Acesso em: 1 de Março de 2012.
- Dutra, R.M., 2007. Propostas de políticas específicas para energia eólica no Brasil após a primeira fase do PROINFA, Tese de D.Sc., PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- EC, 2009. Electrification Coalition, Electrification Roadmap: Revolutionizing Transportation and achieving Energy Security. US.
- Ekman, C. K., 2011. On the synergy between large electric vehicle fleet and high wind penetration - An analysis of the Danish case, *Renewable Energy* 36: 546-553.
- Eletronuclear, 2011. Expansão Nuclear no Nordeste. Disponível em: <http://cnn.eletronuclear.gov.br/>. Acesso em: 10 de Março de 2011.
- Emadi, A., Williamson, S. S., Khaligh, A., 2006. Power Electronics Intensive Solutions for Advanced Electric, Hybrid Electric, and Fuel Cell Vehicular Power Systems. *IEEE Transactions on Power Electronics*, Vol. 21, No. 3, may 2006.
- EPE, 2007. Empresa de Pesquisa Energética, Plano Nacional de Energia 2030. Rio de Janeiro, Brasil.
- EPE, 2010. Empresa de Pesquisa Energética, Plano Decenal de Expansão de Energia 2010-2019. Rio de Janeiro, Brasil.

- EPE, 2011. Empresa de Pesquisa Energética, Leilões. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/leiloes/>. Acesso em: 20 de Fevereiro de 2011.
- EPRI, 2001. Electrical Power Research Institute, Comparing the benefits and impacts of hybrid vehicle options. Report 1000349, Palo Alto, California.
- EPRI, 2007. Environmental assessment of plug-in hybrid electric vehicles. Volume 1: Nationwide greenhouse gas emissions. Technical Report 1015325, Electric Power Research Institute, Palo Alto, CA.
- EPRI, 2011. Electric Power Research Institute, Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid – A Preliminary Estimate of the Investment Requirements and the Resultant Benefits of a Fully Functioning Smart Grid. 2011 Technical Report. USA.
- Faia, S., M. R., 2006. Optimização de Sistemas de Propulsão de Veículos para Frotas, Tese de M.Sc., Universidade Técnica de Lisboa - Instituto Superior Técnico. Portugal.
- Faruqui, A., Harris, D., Hledik, R., 2010. Unlocking the €3 billion savings from smart meters in the EU: How increasing the adoption of dynamic tariffs could make or break the EU's smart grid investment, *Energy Policy* 38: 6222-6231.
- Faruqui, A., Sergici, S., Wood, L., 2009. The Brattle Group and Institute for Electric Efficiency, Moving Toward Utility-Scale Deployment of Dynamic Pricing in Mass Markets. IEE Whitepaper. USA.
- Fernandez, R. D., Mantz, R. J., Battaiotto, P. E., 2007. Impact of wind farms on a power system. An eigenvalue analysis approach, *Renewable Energy* 32: 1676-1688.
- Fischer, M., Werber, M., Schwartz, P. V., 2009. Batteries: Higher energy density than gasoline? *Energy Policy* 37: 2639–2641.
- Fox, B., Flynn, D., Bryans, L., Jenkins, N., Milborrow, D., O'Malley, M., Watson, R., and Anaya-Lara, O., 2007. Wind power integration: connection and system operational aspects, Institution of Engineering and Technology, Stevenage, UK.
- Freitas, L. C., Kaneko, S., 2011. Ethanol demand under the flex-fuel technology regime in Brazil. *Energy Economics* 33: 1146-1154.

- Gao, Y., Ehsani, M., 2005. Hybrid Electric Vehicle: Overview and State of the Art. IEEE ISIE 2005, June 20-23, Dubrovnik, Croatia.
- Goransson, L., Karlsson, S., Johnsson, F., 2010. Integration of plug-in hybrid electric vehicles in a regional wind-thermal power system, *Energy Policy* 38: 5482-5492.
- Green II, R. C., Wang, L., Alam, M., 2011. The impact of plug-in hybrid electric vehicles on distribution networks: A review and outlook. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15: 544-553.
- Gritsevskiy, A., Nakicenovi, N., 2000. Modeling uncertainty of induced technological change, *Energy Policy* 28: 907-921.
- Hadley, S.W., 2006. Impact of plug-in hybrid vehicles on the electric grid. Technical Report ORNL/TM-2006/554, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, TN.
- Hadley, W. S., Tsvetkova, A., 2008. Potential Impacts of Plug-in Hybrid Electric Vehicles on Regional Power Generation. UT-Battelle, Oak Ridge National Laboratory.
- Hainoun, A., Seif Aldin, M., Almoustafa, S., 2010. Formulating an optimal long-term energy supply strategy for Syria using MESSAGE model, *Energy Policy* 38: 1701-1714.
- Hall, P. J., 2008. Energy storage: The route to liberation from the fossil fuel economy? *Energy Policy* 36: 4363-4367.
- Hartmann, N., Özdemir, E. D., 2011. Impact of different utilization scenarios of electric vehicles on the German grid in 2030. *Journal of Power Sources* 196: 2311-2318.
- Harvey, D., L. D., 2010b. *Energy and the New Reality 2: Carbon-free Energy Supply*, Earthscan, London, UK.
- Harvey, L. D. D., 2010a. *Energy and the New Reality 1: Energy Efficiency and the Demand for Energy Services*, Earthscan Publications Ltd, Londres, UK.
- Hledik, R., 2009. How Green Is the Smart Grid? *The Electricity Journal* 22: 29-41.
- Hoyer, K. G., 2008. The history of alternative fuels in transportation: The case of electric and hybrid cars, *Utilities Policy* 16: 63-71.

- IAEA, 2006. International Atomic Energy Agency, Brazil: A Country Profile on Sustainable Energy Development. Viena.
- IAEA, 2007. International Atomic Energy Agency, MESSAGE – User Manual. Viena.
- IBP, 2011. Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, Estatística de veículos à GNV. Brasil.
- IEA, 2004. International Energy Agency, 30 Year of Energy Use in IEA Countries. França.
- IEA, 2007. International Energy Agency, Status Overview of Hybrid and Electric Vehicle Technology. Paris, France.
- IEA, 2008. International Energy Agency, Energy Technology Perspectives: Scenarios & Strategies to 2050. França.
- IEA, 2008. International Energy Agency, World Energy Outlook. Paris.
- IEA, 2011a. International Energy Agency, Key World Energy Statistics. France.
- IEA, 2011b. International Energy Agency, Technology Roadmap: Electric and plug-in hybrid electric vehicles. France.
- IEA, 2011c. International Energy Agency, World Energy Outlook. France.
- IPCC, 2006. Intergovernmental Panel on Climate Change, Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Volume 2 – Energy. França.
- Jansen, K. H., Brown, T. M., Samuelson, G. S., 2010. Emissions impacts of plug-in hybrid electric vehicle deployment on the U.S. western grid. *Journal of Power Sources* 195: 5409-5416.
- Jorgensen, K., 2008. Technologies for electric, hybrid and hydrogen vehicles: Electricity from renewable energy sources in transport. *Utilities Policy* 16: 72–79.
- Junior, A. R. P., 2002. Regulação da Demanda de Energia em um Sistema de Propulsão para um Veículo Elétrico Híbrido Série, Tese de M.Sc., UFRGN. Brasil.
- Karplus, V. J., Paltsev, S., Reilly, J. M., 2009. Prospects for Plug-in Hybrid Electric Vehicles in the United States and Japan: A General Equilibrium Analysis, MIT Joint Program

- on the Science and Policy of Global Change. Report No. 172. Massachusetts Institute of Technology.
- Kempton, W., Kubo, T., 2000. Electric-drive vehicles for peak power in Japan. *Energy Policy* 28: 9–18.
- Kempton, W., Letendre, S., 1997. Electric vehicles as a new power source for electric utilities. *Transportation Research Part D* 2: 157–175.
- Kempton, W., Tomic, J., 2005a. Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue. *Journal of Power Sources* 144: 268–279.
- Kempton, W., Tomic, J., 2005b. Vehicle-to-grid power implementation: From stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy. *Journal of Power Sources* 144: 280–294.
- Kempton, W., Tomic, J., Letendre, S., Brooks, A., Lipman, T., 2001. Vehicle-to-Grid Power: Battery, Hybrid, and Fuel Cell Vehicles as Resources for Distributed Electric Power in California. Institute for Transportation Studies Report, UCD-ITS.
- Keppo, I., Strubegger, M., 2010. Short term decisions for long term problems - The effect of foresight on model based energy systems analysis, *Energy* 35: 2033-2042.
- Kintner-Meyer, M., Schneider, K., Pratt, R., 2007. Impacts assessment of plug-in hybrid vehicles on electric utilities and regional U.S. power grids, part 1: technical analysis. Technical Report, Pacific Northwest National Laboratory, Palo Alto, CA.
- Kiviluoma, J., Meibom, P., 2011. Methodology for modelling plug-in electric vehicles in the power system and cost estimates for a system with either smart or dumb electric vehicles, *Energy* 36: 1758-1767.
- Klaassen, G., Riahi, K., 2007. Internalizing externalities of electricity generation: An analysis with MESSAGE-MACRO, *Energy Policy* 35: 815-827.
- Kromer, M., Heywood, J., 2007. Electric power trains: opportunities and challenges in the US light-duty vehicle fleet. Sloan Automotive Laboratory, Massachusetts Institute of Technology; May 2007.

- Kromer, M., Heywood, J., 2007. Electric Powertrains: Opportunities And Challenges in the U.S. Light-Duty Vehicle Fleet, LFEE2007-03RP. Sloan Automotive Laboratory, Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, MA.
- Kurani, K. S., Heffner, R. R., Turrentine, T. S., 2007. Driving plug-in hybrid electric vehicles: reports from U.S. drivers of HEVs converted to PHEVs, circa 2006–07. Institute of Transportation Studies, University of California, Davis.
- Lalor, G., Mullane, A., O'Malley, M., 2005. Frequency control and wind turbine technologies, IEEE Transactions on Power Systems 20: 1905-1913.
- Landberg, L., Giebel, G., Nielsen, H. A., Nielsen, T. and Madsen, H., 2003. Short-term Prediction - An Overview. Wind Energy 6: 273–280.
- LIGHT, 2012. Light S.A., Informações ao cliente, Tarifas e tributos, Valor da tarifa. Disponível em: http://www.light.com.br/web/tehome_distribuidora.asp/. Acesso em: 1 de Março de 2012.
- Lin, S.He, Z., Zang, T., Qian, Q., 2010. Impact of Plug-In Hybrid Electric Vehicles on distribution systems, 2010 International Conference on Power System Technology (POWERCON), pp.1-5, 24-28 Oct. 2010.
- Liu, Q., Shi, M., Jiang, K., 2009. New power generation technology options under the greenhouse gases mitigation scenario in China, Energy Policy 37: 2440-2449.
- Loureiro, L. N., 2005. Panorâmica Sobre Emissões Atmosféricas Estudo De Caso: Avaliação Do Inventário Emissões Atmosféricas - Da Região Metropolitana Do Rio De Janeiro Para Fontes Móveis. Tese de M.Sc., PPE/COPPE/UFRJ. Brasil.
- Lucas, A., Silva, C. A., Neto, R. C., 2012. Life cycle analysis of energy supply infrastructure for conventional and electric vehicles. Energy Policy 41: 537-547.
- Lucena, A. F. P., Schaeffer, R., Szklo, A. S., 2010a. Least-cost adaptation options for global climate change impacts on the Brazilian electric power system, Global Environmental Change 20: 342-350.

- Lucena, A. F. P., Schaeffer, R., Szklo, A. S., Borba, B. S. M. C., 2010b. Estudo de Vulnerabilidade do Sistema Hidroelétrico Brasileiro às Mudanças Climáticas. Relatório Executivo. COPPE/PPE/UFRJ. Brasil.
- Lund, H., Kempton, W., 2008. Integration of renewable energy into the transport and electricity sectors through V2G. *Energy Policy* 36: 3578– 3587.
- Macedo, I. C., Leal, M. R. L. V., Silva, J. E. A. R., 2004. Balanço das Emissões de Gases do Efeito Estufa na Produção e no Uso do Etanol no Brasil. Brasil.
- Mandell, S., 2009. Policies towards a more efficient car fleet. *Energy Policy* 37: 5184–5191.
- Manwell, J. F., McGowan, J. G., Rogers, Wind, A. L., 2002. *Energy Explained: Theory, Design and Application*, John Wiley & Sons, Ltd, Chichester, UK.
- MCTI, 2012. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação, Fatores de Emissão de CO₂ pela geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional do Brasil. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/72764.html>. Acesso em 05 de Março de 2012.
- MMA, 2011. Ministério do Meio Ambiente, 1º Inventário Nacional de Emissões Atmosféricas por Veículos Automotores Rodoviários. Relatório Final. Brasília. Brasil.
- MME, 2011. Ministério de Minas e Energia, Balanço Energético Nacional. Brasil.
- Mohapatra, D. K., Mohanakrishnan, P., 2010. A methodology for the assessment of nuclear power development scenario, *Energy Policy* 38: 4330-4338.
- Morren, J., Pierik, J., Haan, S. W. H., 2006. Inertial response of variable speed wind turbines, *Electric Power Systems Research* 76: 980-987.
- Mullan, J., Harries, D., Braunl, T., Whitely, S., 2011. Modelling the impacts of electric vehicle recharging on the Western Australian electricity supply system, *Energy Policy* 39: 4349-4359.
- Mundaca, L., Neij, L., Worrell, E., McNeil, M., 2010. Evaluating Energy Efficiency Policies with Energy-Economy Models, *Annual Review of Environment and Resources* 35: 305-344.

- NASA, 2010. National Aeronautics and Space Administration, Surface meteorology and Solar Energy (SSE) Release 6.0. Disponível em: <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>. Acesso em: 20 de Novembro de 2010.
- Norheim, I., Pudjianto, D., 2008. Method for assessing impact of large-scale wind power integration on reserves. *Wind Energy* 11: 85–96.
- NTU, 2006. Associação Nacional das Empresas de Transporte Urbano, Pesquisa Mobilidade da População Urbana. Brasília.
- Onar, O. C., Khaligh, A., 2010. Grid interactions and stability analysis of distribution power network with high penetration of plug-in hybrid electric vehicles, *Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), 2010 Twenty-Fifth Annual IEEE*, pp.1755-1762, 21-25 Feb. 2010.
- ONS, 2007. Operador Nacional do Sistema Elétrico, Consolidação da Carga para o PAR 2008-2010, Relatório executivo. Brasil.
- ONS, 2010a. Operador Nacional do Sistema Elétrico, Apresentação Visita Técnica do Centro de Estudos Jurídicos da Presidência da República - Subchefia para Assuntos Jurídicos da Casa Civil – SAJ, Pericles Caria Coutinho. Brasília, Brasil.
- ONS, 2010b. Operador Nacional do Sistema Elétrico, Plano Anual da Operação Energética – PEN 2010, Volume I, Relatório executivo. Brasil.
- ONS, 2011. Operador Nacional do Sistema Elétrico, Boletim de Carga Anual.
- ONS, 2012. Operador Nacional do Sistema Elétrico, Conheça o Sistema. Disponível em: <http://www.ons.org.br>. Acesso em 20 de Fevereiro de 2012.
- Papadopoulos, P., Skarvelis-Kazakos, S., Grau, I., Awad, B., Cipcigan, L.M., Jenkins, N., 2010. Impact of residential charging of electric vehicles on distribution networks, a probabilistic approach, *Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2010 45th International*, pp.1-5, Aug. 31 2010-Sept. 3 2010.
- Pearre, N. S., Kempton, W., Guensler, R. L., Elango, V. V., 2011. Electric vehicles: How much range is required for a day's driving? *Transportation Research Part C: Emerging Technologies* 19: 1171-1184.

- Plugincars, 2012. Meet the Fleet. Disponível em: <http://www.pluginCars.com/cars/>. Acesso em: 7 de Março de 2012.
- Poodle, A. D., 2011. Implicações do Novo Perfil de Carga do Sistema Elétrico Brasileiro para a Nova Estrutura Tarifária, Gestão da Demanda e Eficiência Energética. Relatório Técnico.
- Poudenx, P., 2008. The effect of transportation policies on energy consumption and greenhouse gas emission from urban passenger transportation. *Transportation Research Part A* 42: 901–909.
- Reis, N. A. O., 2008. O automóvel híbrido como elemento fornecedor-consumidor de electricidade - Modelação de baterias. Tese de M. Sc., Instituto Superior Técnico / Universidade Técnica de Lisboa. Portugal.
- Ribeiro, S. K., 2001. Transporte Sustentável – Alternativas para Ônibus Urbanos, Centro Clima. Brasil.
- Rodrigues, B., R., 2012. Estoques Estratégicos de Etanol Combustível frente à Introdução dos Veículos Flex Fuel na Frota Nacional. Tese de M.Sc., PPE/COPPE/UFRJ. Brasil.
- Román, T. G. S., Momber, I., Abbad, M. R., Miralles, A. S., 2011. Regulatory framework and business models for charging plug-in electric vehicles: Infrastructure, agents, and commercial relationships. *Energy Policy* 39: 6360-6375.
- Rubin, E. S., Chen, C., Rao, A. B., 2007. Cost and performance of fossil fuel power plants with CO2 capture and storage. *Energy Policy* 35: 4444-4454.
- Saheb-Koussa, D., Haddadi, M., Belhamel, M., Hadji, S., Nouredine, S., 2010. Modeling and simulation of the fixed-speed WECS (wind energy conversion system): Application to the Algerian Sahara area, *Energy* 35: 4116-4125.
- Santos, P. M. C., 2009. O Automóvel Híbrido como Elemento Fornecedor/Consumidor de Electricidade – Modelação de Baterias de Iões de Lítio. Tese de M. Sc., Instituto Superior Técnico / Universidade Técnica de Lisboa. Portugal.

- Saradhi, I. V., Pandit, G. G., Puranik, V. D., 2009. Energy supply, demand, environmental analysis - a case study of Indian energy scenario. *International Journal of Environmental Science and Engineering* 3: 115–120.
- Schaeffer, R., Szklo, A., G. Machado, G. Júnior, A. P., Soares, J. B., Simoes, A., Achão, C., Cima, F., Pereira, A., 2004. *Matriz Energética Brasileira de Longo Prazo 2003-2023. Relatório Executivo. COPPE/PPE/UFRJ. Brasil.*
- Schaeffer, R., Szklo, A. S., Lucena, A. F. P., Souza, R. R., Borba, B. S. M. C., Castelo Branco, D. A., 2008a. *Matriz Energética de Minas Gerais 2030. Relatório Executivo. COPPE/PPE/UFRJ. Brasil.*
- Schaeffer, R., Szklo, A., Lucena, A. F. P., Souza, R. R., Borba, B. S. M. C., Costa, I. V. L., Júnior, A. P., Cunha, S. H. F., 2008b. *Economia das Mudanças Climáticas no Brasil: Segurança Energética. Relatório Executivo. COPPE/PPE/UFRJ. Brasil.*
- Schaeffer, R., Szklo, A. S., Borba, B. S. M. C., Nogueira, L. P. P., Hartmann, A. E. B., 2011. *Potencial de Mitigação da Energia Eólica no Brasil. Relatório Executivo. COPPE/PPE/UFRJ. Brasil.*
- Schaeffer, R., Szklo, A. S., Lucena, A. F. P., Borba, B. S. M. C., Rathmann, R., Castelo Branco, D. A., Júnior, M. F. H., 2012. *Estudo Sobre as Ameaças e as Oportunidades Relativas ao Problema das Mudanças Climáticas Globais Sobre o Setor de Petróleo e Gás e Proposição de Ações Por Parte da Petrobras para Lidar com o Risco Carbono. Relatório Executivo COPPE/PPE/UFRJ. Brasil.*
- Schmitt, W. F., 2010. *Metodologia de Avaliação de Eficiência Energética em Veículos Leves e seus Impactos em Termos de Uso de Combustíveis. Tese de D.Sc., PPE/COPPE/UFRJ. Brasil.*
- Schroeder, A., Traber, T., 2012. The economics of fast charging infrastructure for electric vehicles. *Energy Policy* 43: 136-144.
- Shao, S., Pipattanasomporn, M., Rahman, S., 2009. Challenges of PHEV penetration to the residential distribution network, *Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09.IEEE*, pp.1-8, 26-30 July 2009.

- Shukla, A., Pekny, J., Venkatasubramanian, V., 2011. An optimization framework for cost effective design of refueling station infrastructure for alternative fuel vehicles. *Computers & Chemical Engineering* 35: 1431-1438.
- Silva, C., Ross, M., Farias, T., 2009. Evaluation of energy consumption, emissions and cost of plug-in hybrid vehicles. *Energy Conversion and Management* 50: 1635–1643.
- Simões, R., 2010. Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica). Seminário no Brazil Wind Power 2010. Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- Sioshansi, R., Denholm, P., 2010. The Value of Plug-In Hybrid Electric Vehicles as Grid Resources, *The Energy Journal*, International Association for Energy Economics, vol. 0(Number 3).
- Sloutweg, J. G., 2003. Wind power: modelling and impacts on power system dynamics. PhD thesis. Technical University of Delft.
- Sovacool, B. K., 2008. Valuing the greenhouse gas emissions from nuclear power: A critical survey. *Energy Policy* 36: 2950-2963.
- Sovacool, B. K., Hirsh, R. F., 2009. Beyond batteries: An examination of the benefits and barriers to plug-in hybrid electric vehicles (PHEVs) and a vehicle-to-grid (V2G) transition. *Energy Policy* 37: 1095-1103.
- Strbac, G., Shakoor, A., Black, M., Pudjianto, D., Bopp, T., 2007. Impact of wind generation on the operation and development of the UK electricity systems, *Electric Power Systems Research* 77: 1214-1227.
- Swanson, R. M., Platon, A., Satrio, J. A., Brown, R. C., 2010. Techno-economic analysis of biomass-to-liquids production based on gasification. *Fuel* 89: S11-S19.
- Szklo, A., Machado, G., Schaeffer, R., 2007. Future oil production in Brazil—Estimates based on a Hubbert model. *Energy Policy* 35: 2360-2367.
- Szklo, A., Uller, V.C., Bonfa, M.H.P., 2012. *Fundamentos do Refino de Petróleo*. Editora Interciência. 3ª edição. Rio de Janeiro.

- Taylor, J., Maitra, A., Alexander, M., Brooks, D., Duvall, M., 2009. Evaluation of the impact of plug-in electric vehicle loading on distribution system operations. Power & Energy Society General Meeting. IEEE , pp.1-6, 26-30 July 2009.
- Thomas, C. E., 2009. Fuel cell and battery electric vehicles compared, International Journal of Hydrogen Energy 34: 6005-6020.
- Tomic, J., Kempton, W., 2007. Using fleets of electric-drive vehicles for grid support. Journal of Power Sources 168: 459–468.
- Turton, H., Moura, F., 2008. Vehicle-to-grid systems for sustainable development: An integrated energy analysis. Technological Forecasting & Social Change 75: 1091–1108.
- Urban, F., Benders, R. M. J., Moll, H. C., 2007. Modelling energy systems for developing countries, Energy Policy 35: 3473-3482.
- Valsera-Naranjo, E., Sumper, A., Lloret-Gallego, P., Villafáfila-Robles, R., Sudria-Andreu, A., 2009. Electrical Vehicles: State of Art and Issues for their Connection to the Network. Electrical Power Quality and Utilisation. 10th International Conference.
- Vliet, O. V., Brouwer, A. S., Kuramochi, T., Broek, M. V. D., Faaij, A., 2011. Energy use, cost and CO2 emissions of electric cars. Journal of Power Sources: 196: 2298-2310.
- Wang, J., Liu, C., Ton, D., Zhou, Y., Kim, J., Vyas, A., 2011. Impact of plug-in hybrid electric vehicles on power systems with demand response and wind power, Energy Policy 39: 4016-4021.
- Wang, Y., Teter, J., Sperling, D., 2011. China's soaring vehicle population: Even greater than forecasted? Energy Policy 39: 3296-3306.
- Werber, M., Fischer, M., Schwartz, P. V., 2009. Batteries: Lower cost than gasoline? Energy Policy 37: 2465–2468.
- Wilson, I. A., G., McGregor, P. G., Infield, D. G., Hall, P. J., 2011. Grid-connected renewables, storage and the UK electricity market, Renewable Energy 36: 2166-2170.

WWEA, 2011. World Wind Energy Association, Information / Statistics. Disponível em: <http://www.wwindea.org/>. Acesso em: 26 de Janeiro de 2011.

Yergin, D., 1991. The prize: The epic quest for oil, money, and power, Free Press, Nova Iorque, US.

Zhang, L., Brown, T., Samuelsen, G. S., 2011. Fuel reduction and electricity consumption impact of different charging scenarios for plug-in hybrid electric vehicles. Journal of Power Sources 196: 6559-6566.

ANEXO I: APRESENTAÇÃO DAS TELAS DE TRABALHO DO MESSAGE

Este anexo apresenta as principais telas de trabalho da plataforma MESSAGE. O objetivo é dar uma visão geral do funcionamento do modelo e apresentar algumas das funções discutidas ao longo da tese. Entretanto, foge ao escopo deste trabalho a apresentação detalhada de todas as opções que o modelo oferece. Para maiores detalhes, ver IAEA (2007).

Conforme discutido nesta tese, o modelo MESSAGE Brasil foi desenhado de forma integrada, contemplando as cadeias de combustíveis fósseis, biocombustíveis, combustíveis sintéticos e as diferentes fontes de energia elétrica. A Figura 32 exibe a tela principal de abertura do MESSAGE, onde os estudos de caso são carregados (ícone *Cases*) e onde é feita a otimização dos cenários (ícone *Run*).



Figura 32 – Tela Principal de Abertura do MESSAGE

Fonte: Elaboração Própria

Após a abertura do estudo de caso a ser analisado, a tela geral que o modelo apresenta está exibida na Figura 33. Os oito subitens desta tela são exibidos no lado esquerdo: *General*, *Load Regions*, *Energy Forms*, *Demands*, *Constraints*, *Storage*, *Resources*. Na opção *General*, conforme apresentado na Figura 33, são determinados os anos de simulação do modelo, a taxa de desconto do sistema, e as unidades utilizadas. O primeiro ano exibido na Figura 33 representa o ano base (2008) e os outros anos são os anos de simulação.

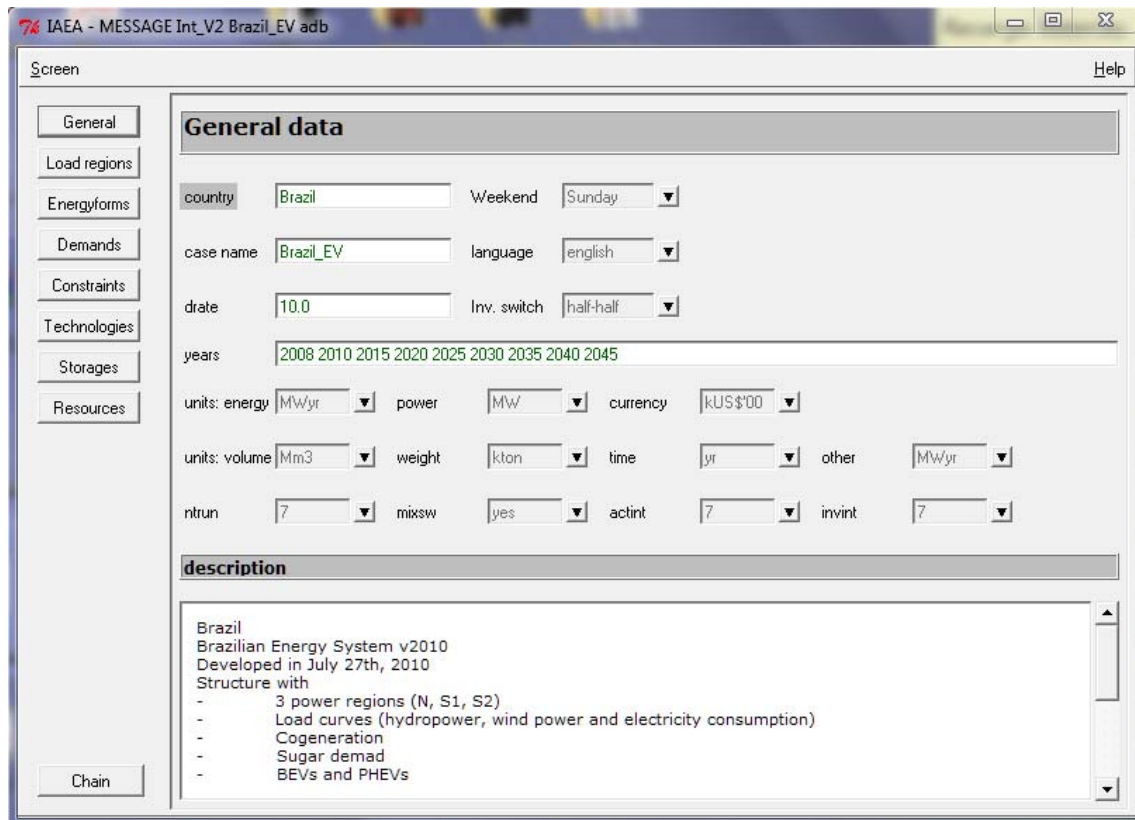


Figura 33 – Tela Geral do MESSAGE

Fonte: Elaboração Própria

No segundo subitem, *Load Regions*, são inseridos os subperíodos a serem analisados, que servem de base para se determinar as sazonalidades de operação e curva de carga do sistema. Como exibido na Figura 34, cada ano de simulação está dividido em quatro trimestres (janeiro a março, abril a junho, julho a setembro e outubro a dezembro). Cada um destes trimestres está dividido em cinco faixas de horas, que no modelo são inseridas no formato percentual. De fato, para cada ano, este perfil de divisão pode ser alterado. Na modelagem desenvolvida nesta tese, as divisões foram mantidas iguais para todos os anos.

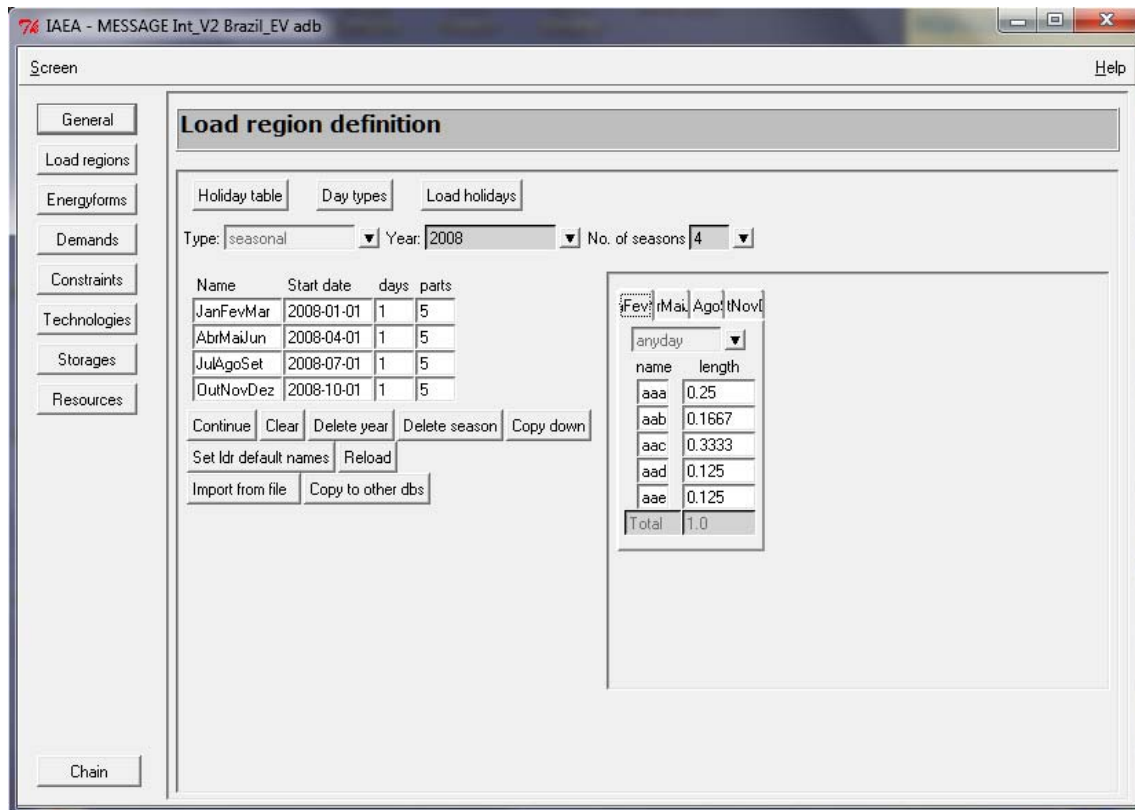


Figura 34 – Tela Regiões de Carga do MESSAGE

Fonte: Elaboração Própria

No item *Energy Forms*, são inseridas as formas de energia (recurso, energia primária, energia secundária, etc.), que representam as linhas dos fluxogramas apresentados na seção 4.3.3.6. Dentro de cada uma dessas formas de energia, são inseridos os nomes dos energéticos. Na Figura 35 estão detalhadas as formas de energia usadas nesta tese e, em destaque na parte inferior, estão os nomes dos energéticos na forma primária.

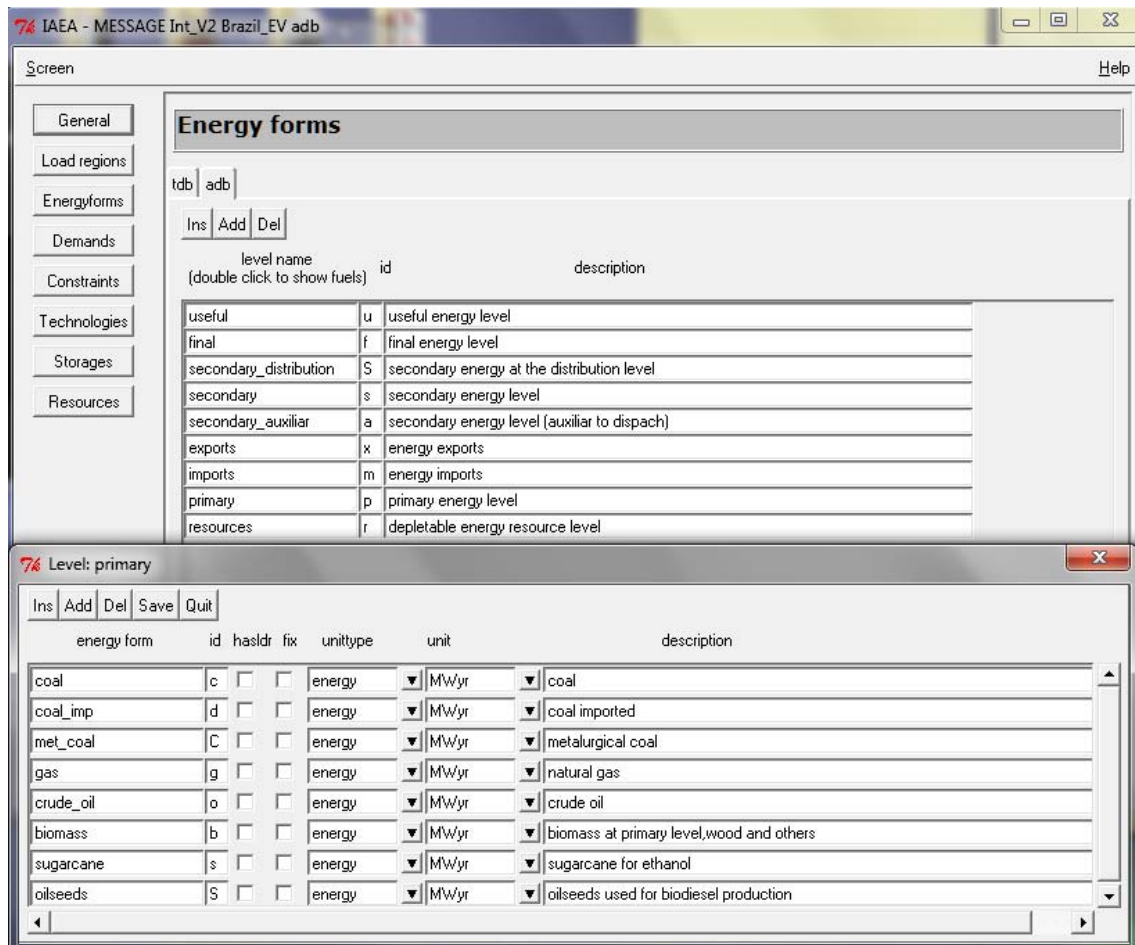


Figura 35 – Tela Formas de Energia no MESSAGE

Fonte: Elaboração Própria

No item *Demands*, são inseridos os valores de demanda de energia final/útil projetada. A Figura 36 exibe os 16 tipos de demanda projetada. Note que os valores de consumo dos BEVs e PHEVs estão zerados, pois este quadro representa o cenário base, sem a entrada dos veículos elétricos, cujo resultado foi apresentado na seção 5.3.1.

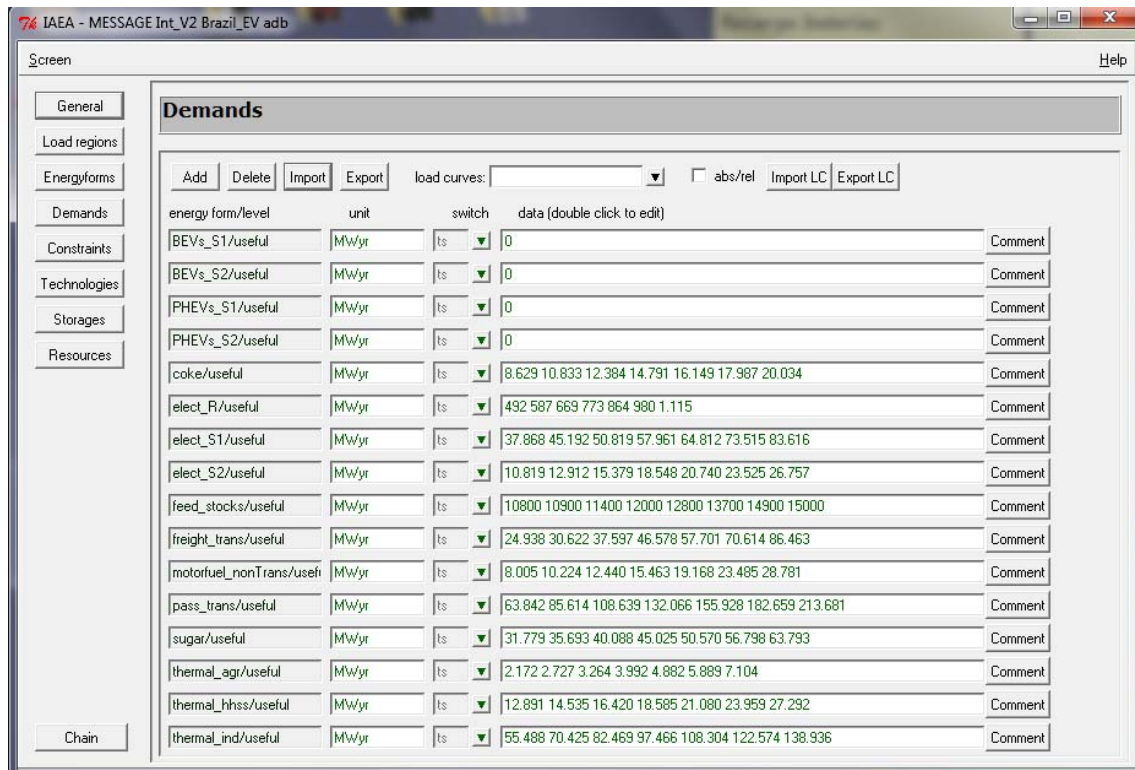


Figura 36 – Tela Demanda de Energia no MESSAGE

Fonte: Elaboração Própria

Por fim, a tela com as tecnologias de conversão é apresentada na Figura 37. Para cada tecnologia considerada no MESSAGE, há uma tela neste formato onde são inseridos os dados de custos, eficiência, fator de capacidade, etc. Esta tela, especificamente, apresenta os valores de geração eólica considerados. Nos botões *bda* e *bdi* são inseridos os dados de limites de potência e energia gerada desta tecnologia.

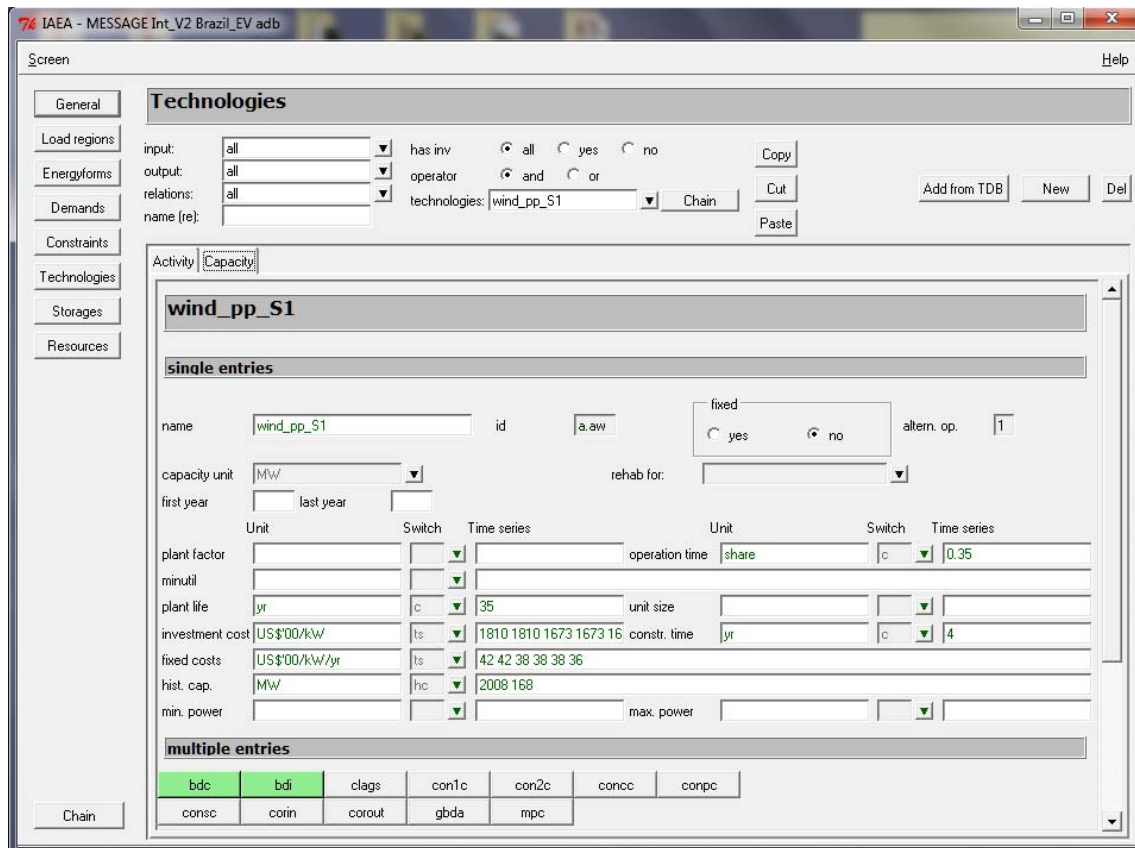


Figura 37 – Tela Tecnologias de Conversão no MESSAGE

Fonte: Elaboração Própria

Toda tecnologia de conversão no MESSAGE é dividida em duas abas: *Capacity* e *Activity*. A primeira está exposta na figura acima. A segunda permite a entrada de dados técnicos, como eficiência, valores de sazonalidade.